

# As Energias Renováveis na Transição Energética

Livro de Comunicações

3-5 de novembro de 2020  
Lisboa | Portugal



# As Energias Renováveis na Transição Energética

Livro de Comunicações  
do XVII Congresso Ibérico  
e XIII Congresso Ibero-americano  
de Energia Solar

3-5 de novembro de 2020  
Lisboa | Portugal

Editor

Laboratório Nacional de Energia e Geologia



# XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-americano de Energia Solar

## Ficha técnica

### Título

As Energias Renováveis na Transição Energética (Livro de Comunicações do XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-americano de Energia Solar)

### Propriedade e Edição

© LNEG 2020

### Autores/Editores

Helder Gonçalves e Manuel Romero

### Coordenação editorial

Álvaro Ramalho, David Camocho, Paula Carvalho, Paula Candeias, Rui Rodrigues e Susana Camelo

### ISBN:

978-989-675-076-3

ISBN 978-989-675-076-3





# XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-americano de Energia Solar

## XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-americano de Energia Solar

### **Presidência do Congresso**

Hélder Gonçalves (Presidente do CIES2020), Manuel Romero (Vice-Presidente do CIES2020)

### **Comité Organizador Executivo**

Hélder Gonçalves, Manuel Romero, Susana Camelo, Paula Carvalho

### **Portugal**

Hélder Gonçalves, António Couto, António Joyce, David Camocho, David Loureiro, João Cardoso, Justina Catarino, Laura Aelenei, Maria João Brites, Maria João Carvalho, Paula Carvalho, Paula Passarinho, Rui Rodrigues, Susana Camelo, Paula Candeias, Álvaro Ramalho

### **Espanha**

Manuel Romero, Xavier Vallvé, Andreu Moià, José González-Aguilar, José Manuel Santos, Rafael Illanes, Luis Fernando Zarzalejo, Manuel Castro, Manuel Pérez García, Manuel Silva, Ricardo Conceição.

### **Comité científico**

### **Portugal**

Ana Estanqueiro (LNEG), António Joyce (LNEG), Armando Oliveira (FEUP), Carlos Silva (IST), Celestino Ruivo (Universidade do Algarve), Daniel Aelenei (Universidade NOVA de Lisboa), Francisco Girio (LNEG), Helder Gonçalves (LNEG), Joanaz de Mello (Universidade NOVA de Lisboa), João Ramos (Politécnico de Leiria), João Serra (Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa), João Cardoso (LNEG), Laura Aelenei (LNEG), Luís Coelho (Politécnico de Setúbal), Luís Guerra Rosa (IST - Universidade de Lisboa), Manuel Correia Guedes (IST Universidade de Lisboa), Manuela Almeida (Universidade do Minho), Manuel Gameiro da Silva (Universidade de Coimbra), Manuel Mendes (Universidade NOVA de Lisboa), Maria João Carvalho (LNEG), Pedro Horta (Universidade de Évora);

## **Espanha**

Antonio Lecuona Neumann (Universidad Carlos III), Carlos del Cañizo Nadal (IES-UPM), Eduardo Lorenzo (IES-UPM), Estefanía Caamaño (IES-UPM), Eduardo Zarza Moya (CIEMAT), Esther Rojas (CIEMAT), Francisco Javier Batlles (Universidad de Almería), José Antonio Ferrer (CIEMAT), José Luis Torres Escribano (Universidad de Navarra), Julian Blanco (PSA-CIEMAT), Luisa Fernanda Cabeza Fabra (Universitat de Lleida), Marcelino Sánchez González (CENER), María Rosario Heras Celemín (CIEMAT), Llanos Mora (Universidad de Málaga), Mariano Sidrach (Universidad de Málaga), Nieves Vela Barrionuevo (CIEMAT), Ramon Pujol (Universitat Illes Balears), Víctor Martínez (Universidade Ilhas Baleares), Julio Amador (ETSIDI-UPM), Juan Mario García de María (ETSIDI/UPM), Salvador Suárez García (ITC Canarias);

## **Argentina**

Alfredo Esteves (Universidad de Mendoza), Jorge Daniel Czajkowski (Universidad de La Plata), Jorge González (Universidade de Tucuman), Judith Franco (Universidad de Salta), Julio Durán (CNEA);

## **Bolívia**

Omar Ormachea (Universidade Privada Boliviana)

## **Brasil**

Adriano Moehlecke (Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul), Arno Krenzinger (Universidade Federal do Rio Grande do Sul), João Tavares (Universidade Federal do Pará), Júlio Passos (Universidade Federal de Santa Catarina), Roberto Lamberts (Universidade Federal de Santa Catarina), Roberto Zilles (Universidade de São Paulo), Ruskin Freitas (Universidade Federal de Pernambuco), Sérgio Colle (Universidade Federal de Santa Catarina);

## **Chile**

José Cardemil (Universidad de Chile), Marcelo Cortés (Universidade Antofagasta), Rodrigo Escobar (Pontificia Universidad Católica de Chile);

## **Colombia**

Francy Nelly Jiménez García (Universidad Autónoma Manizales), Rafael Ricardo Ávila Naranjo (Universidad Nacional de Colombia);

## **Cuba**

José Guardado Chacón (Cubasolar), Luis Berriz (Cubasolar);



## XVII Congreso Ibérico e XIII Congreso Ibero-americano de Energía Solar

### El Salvador

Claudia Blanco (FUNDASAL);

### Equador

César David Tonato Peralta (INAMHI), Marcos Ponce Jara (ULEAM);

### México

Aarón Sánchez Juárez (UNAM), Angélica Quiñones (Presidente de ANES), Álvaro Lentz Herrera (Universidad Autónoma de la Ciudad de México), Arturo Morales Acevedo (CINVESTAV), Claudio Estrada (UNAM), David Morillon (UNAM), Eduardo Armando Rincón Mejía (Universidad Autónoma de la Ciudad de México), Hernando Romero (UAM), Rafael Cabanillas (Universidad de Sonora);

### Paraguay

Raúl Igmarr Gregor Recalde (Universidad Nacional de Asunción);

### Perú

César Rivasplata Cabanillas (Vicepresidente de APES), Erich Saettone Olschewski (Universidad de Lima), Henry García Bustamante (Pontificia Universidad Católica del Perú), Miguel Angel Hadzich Marin (Pontificia Universidad Católica del Perú), Miguel Ulises Reategui Junchaya (Presidente de APES), Rafael Espinoza Paredes (Universidad Nacional de Ingeniería);

### Porto Rico

Gerardo Cosme Nuñez (Solartek), República Dominicana: Carlos Janariz (RENSA);

### Venezuela

Uxmal Amezquita Zambrano (Universidad Central de Venezuela);

### Uruguay

Alicia Picción Sánchez (Universidad de la República Uruguay), Gonzalo Abal (Universidad de la República Uruguay), Rodrigo Alonso Suárez (Universidad de la República Uruguay).

## Organização



ASOCIACIÓN  
ESPAÑOLA  
DE ENERGÍA  
SOLAR



SECCIÓN ESPAÑOLA  
DE LA INTERNATIONAL  
SOLAR ENERGY  
SOCIETY

---

Patrocinador Platinum



Patrocinador Gold



---

Apoios Institucionais



UNIVERSIDADE  
DE ÉVORA



RENEWABLE ENERGIES  
CHAIR



IAPMEI  
Parceiros para o Crescimento



Fundació  
Universitat  
Empresa  
de les Illes Balears



UIBCongrés<sup>1</sup>  
1º Departamento de Ingeniería  
Fundación Universitat Empresa  
de les Illes Balears





## XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-americano de Energia Solar

Caros Congressistas do XVII Congresso Ibérico e XIII Ibero-americano de Energia Solar (CIES2020)

Caros Amigos da Ibero-América

Saúdo todos os Congressistas do CIES2020 que regressam a Lisboa, ainda que de forma virtual, dando continuidade ao Congresso que nos junta como comunidade científica Ibero-americana desde há quase 40 anos.

Os nossos encontros científicos iniciaram-se em 1982, quando se realizou em Madrid, o 1º Congresso Ibérico. Quero saudar os colegas que iniciaram esta “aventura” científica, que desde então nos une, Manuel Collares Pereira de Portugal e António Luque de Espanha.

A partir de 1987 o encontro juntou os dois lados do Atlântico, e passou a denominar-se Congresso Ibero-americano de Energia Solar. A nossa comunidade científica, juntou-se naturalmente pelas afinidades históricas e culturais, que nos permitiu esta partilha de conhecimento científico tão importante, que criou redes científicas em várias áreas (CYTED), projetos vários com impacto em gerações sucessivas nos nossos países e desde então os nossos encontros continuaram nos dois lados do Atlântico de forma regular, a cada 2 anos.

De salientar que os nossos Congressos se realizaram sob a imagem da ISES (*International Solar Energy Society*) e das respetivas Secções Espanhola (AEDES) e Portuguesa (SPES) com a colaboração dos grupos Universitários e de Investigação existentes, e em circunstâncias em que as Energias Renováveis tinham uma utilização pequena e onde tudo estava por fazer a todos os níveis. Nos anos 80, outras Secções Nacionais nasceram e cresceram na Argentina (ASADES), México (ANES), Perú (APES), Brasil (ABENS) com intensa atividade científica de forma continuada desde então. Quero, pois, saudar os colegas da Ibero-América que tem organizado os sucessivos Congressos e os jovens estudantes e investigadores, que são garantia da continuidade destes encontros científicos.

O CIES2020, reúne sob o lema da **“As Energias Renováveis na Transição Energética”**, refletindo uma conjuntura de mudança necessária e urgente em todos os sectores das nossas Sociedades, no nosso comportamento no uso da “Energia”, quer em termos individuais, nas famílias nas empresas e sobretudo na mudança de paradigma dos Sistemas Energéticos que impactam a todos os níveis, nas Cidades, nos Edifícios, nos Transportes, e onde o papel das Energias Renováveis assume um papel prioritário e principal, na luta contra as alterações climáticas, a descarbonização energética na defesa do Planeta e da sustentabilidade das futuras gerações.



## XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-americano de Energia Solar

O CIES2020, apresentou-se com 3 tópicos principais: 1) *As Energias Renováveis na Transição Energética*; 2) *As Energias Renováveis no Desenvolvimento Sustentável das Comunidades e* 3) *As Energias Renováveis a Sociedade e a Economia*. Tentámos assim abranger todas as áreas tecnológicas das Energias Renováveis, as suas aplicações e utilizações, bem como os novos desafios futuros que estão a acontecer em termos de Inovação Tecnológica e respetivos impactos na Sociedade.

O CIES2020 vai apresentar 161 comunicações, distribuídas por 18 sessões temáticas, ao que se acrescentam 3 Workshops paralelos focando áreas muito específicas que serão discutidas com especialistas; **1º Workshop “Energias Renováveis nas Cidades”, 2º Workshop “Energias Renováveis na Transição Energética” e 3º Workshop “Solar de Concentração, que Futuro?”.**

De salientar também, 3 Eventos Paralelos; **1º Evento SMARTENERGY “O papel do Hidrogénio no Sistema Energético Nacional”; 2º Evento “Mulheres na Transição Energética” e 3º Evento “Projectos e Produtos”.**

E finalmente **6 Palestras Plenárias**, de grande relevo estratégico com visões diversas de personalidades de Portugal (Eduardo de Oliveira Fernandes, Manuel Collares Pereira, Pedro Amaral Jorge), Espanha (Fernando Ferrand Vitales), México (José Alberto Valdés) e Chile (Rodrigo Palma).

Agradeço aos 200 congressistas inscritos no Congresso e aos autores provenientes de 12 países de Ibero-América, aos nossos Palestrantes convidados, nos Workshops, Eventos Paralelos, Palestras Plenárias, Comitês Organizadores, Comitês Científicos e Patrocinadores SMARTENERGY (*Platinum*), REN (*Gold*) e ao LNEG (Laboratório Nacional de Energia e Geologia) na pessoa da sua Presidente Teresa Ponce de Leão e à AEDES (Asociación Espanola de Energia Solar) e seu Presidente Manuel Romero Alvarez todo o apoio à Organização do CIES2020.

Hélder Gonçalves  
Presidente do CIES 2020  
Outubro de 2020



## XVII Congreso Ibérico e XIII Congreso Ibero-americano de Energía Solar

Queridos Congresistas del XVII Congreso Ibérico y XIII Iberoamericano de Energía Solar (CIES2020)

Queridos amigos de Iberoamérica

Es para mí una gran satisfacción poder saludar a todos los colegas y amigos, unidos en el interés común por las energías renovables y el desarrollo sostenible, con ocasión de la edición online de CIES2020 en Lisboa, Portugal.

Frente a otros foros y conferencias más oportunistas, nos avalan un legado y una tradición de décadas, pues el Congreso Ibérico de Energía Solar viene celebrándose en sedes de España y Portugal desde el año 1982, y ha tenido lugar conjuntamente con el Congreso Iberoamericano de Energía Solar en trece de sus diecisiete ediciones. Se constituye, por lo tanto, en el congreso más importante y con mayor tradición en el ámbito de la energía solar en lenguas española y portuguesa. En la Asociación Española de Energía Solar (AEDES) y la Sección Española de la International Solar Energy Society (ISES) hemos tenido siempre como gran prioridad el apoyo a la organización de las diferentes ediciones del congreso CIES, desde sus inicios.

Sin duda, el impulso de las energías renovables y de la ahora conocida como economía circular, serán grandes protagonistas en la recuperación. El lema de la conferencia **“Las energías renovables en la transición energética”** es todavía más oportuno, si cabe, en la situación sobrevenida con motivo de la crisis sanitaria mundial. En 2015, todos los Estados Miembros de las Naciones Unidas aprobaron Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) como parte fundamental de la Agenda 2030. Dado que quedan menos de diez años, en la Cumbre sobre los ODS celebrada en septiembre de 2019, los líderes mundiales solicitaron un **decenio de acción** y resultados en favor del desarrollo sostenible. En la actual década 2020-2030 es fundamental la necesidad de actuar para hacer frente a la creciente pobreza, empoderar a las mujeres y las niñas y afrontar la emergencia climática.

La estructura temática propuesta por el Comité Organizador, presidido por LNEG, mantiene a la **transición energética** como el gran eje sobre el que se vertebra el programa de sesiones técnicas del congreso, así como las ponencias plenarias, los workshops y eventos, con especial apoyo a la promoción de sesiones que aborden el desarrollo sostenible de las Comunidades y el papel de las energías renovables en la sociedad y la economía. Este enfoque deberá seguir siendo impulsado en futuras ediciones del congreso, con especial énfasis en lograr una contribución igualitaria y más visible de las mujeres en el programa de la conferencia. En la presente edición superamos los 200 congresistas inscritos y un elevado número de participantes en los workshops de acceso abierto, pero el porcentaje de mujeres está aproximadamente en un 28%.



## XVII Congreso Ibérico e XIII Congreso Ibero-americano de Energía Solar

Me gustaría finalizar este mensaje, agradeciendo el gran esfuerzo realizado por los colegas de LNEG y en particular por el Presidente del Congreso CIES2020, Hélder Gonçalves, para llevar adelante su celebración a pesar de la crisis sanitaria, pues esta edición permite recuperar la importante presencia de Portugal en CIES, y viendo la excelente acogida, sin duda garantiza el mantenimiento de la alternancia en la organización bienal de los congresos entre España y Portugal, siguiendo una tradición que en 2022 cumplirá 40 años.

¡Desde este momento están todos invitados a la próxima edición en España de **CIES2022 – 40º Aniversario**, que esperamos será un gran evento y homenaje a nuestros pioneros!

Manuel Romero  
Vice-Presidente CIES 2020  
Presidente de AEDES  
Octubre de 2020

## Índice

### 1. AS ENERGIAS RENOVÁVEIS NA TRANSIÇÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO .....21

#### 1.1 As Energias Renováveis (ER) e a sua Integração no tema Electroprodutor .....21

CUADERNO ABIERTO PARA LA SIMULACIÓN DE CÉLULAS SOLARES DE TRES TERMINALES DE TIPO TRANSISTOR BIPOLAR DE HETEROUNION .....	23
ANÁLISE DA DEGRADAÇÃO EM DUAS INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS, LOCALIZADAS EM PORTO ALEGRE, BRASIL. ....	33
OPTIMIZACIÓN DEL DESARROLLO DE LA ENERGIA TERMOSOLAR EN ESPAÑA EN EL CONTEXTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA .....	39
SISTEMA ELÉTRICO FUTURO BASEADO EM RENOVÁVEIS E A SUA DEPENDÊNCIA DA VARIABILIDADE CLIMÁTICA E DA EVOLUÇÃO DO CONSUMO .....	49
CENTRAIS HÍBRIDAS - CARACTERIZAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL.....	57
IMPACTO DA INTEGRAÇÃO EM LARGA ESCALA DE CAPACIDADE SOLAR FOTOVOLTAICA NOS PREÇOS DO MIBEL: ANÁLISE DA REMUNERAÇÃO DAS CENTRAIS FOTOVOLTAICAS EM AMBIENTE DE MERCADO.....	67
LECCIONES APRENDIDAS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA USO FAMILIAR EN EDIFICIO MULTIVIVIENDA EN UN PROCESO DE COMPRA COLECTIVA .....	77
GASIFICAÇÃO DE BIOMASSA RICA EM LIGNINA PARA PRODUÇÃO DE GÁS PARA USAR EM FERMENTAÇÃO BACTERIANA .....	87
PARTICIPAÇÃO ESTRATÉGICA DOS PARQUES EÓLICOS NOS MERCADOS DE ELETRICIDADE .....	97
PREVISÃO DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA: O PONTO DE PARTIDA PARA A INTEGRAÇÃO DE UMA FONTE DE ENERGIA VARIÁVEL NO TEMPO.....	107
METODOLOGÍA PARA ELABORAR UNA HOJA DE RUTA HACIA UN MIX ENERGÉTICO 100% RENOVABLE EN REDES AISLADAS USANDO SRH-M DE GRIDSOL.....	113
DESENVOLVIMENTO DE UMA INTERFACE DE CONTROLE PARA SIMULAÇÃO DE UMA REDE ELÉTRICA NO SOFTWARE OPENDSS.....	121

#### 1.2 Energia Solar (Térmica, Fotovoltaica e Concentração) .....129

DISEÑO CONSTRUCTAL DE CPCs Y LA EVOLUCIÓN DE LOS DISEÑOS TOLOKATSIN .....	131
COMPARATIVA DEL RENDIMIENTO TEÓRICO MÁXIMO Y ESTIMADO DE UNA PLANTA SOLAR DE GENERACIÓN DIRECTA DE VAPOR.....	137
ESTUDIO DEL POTENCIAL DE CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN SOLAR TÉRMICA EN EDIFICIOS CON TECNOLOGÍAS DE BAJO COSTE.....	145
MEDIDA DE ALTA IRRADIANCIA EN RECEPTORES DE PLANTAS DE TORRE.....	159
HIBRIDACIÓN BIOMASA-TERMOSOLAR CON BATERÍA DE CARNOT PARA CICLOS BRAYTON DE s-CO <sub>2</sub> .....	167
ALFR-ALENTEJO: DEMONSTRAÇÃO EXPERIMENTAL DE UM PRÓTIPO ADVANCED LINEAR FRESNEL REFLECTOR EM ÉVORA .....	177
INTEGRACIÓN DE SOLAR TÉRMICA EN REDES DE DISTRITO. PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	185
ESTRATÉGIAS FOTÓNICAS PARA FOTOVOLTAICO: NOVOS AVANÇOS PARA ALÉM DA ÓTICA .....	193
CONCENTRADOR SOLAR CILINDRO-PARABÓLICO DE BAJO COSTO, PARA LA PROVISIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA PARA PEQUEÑA Y MEDIANA INDUSTRIA. ....	201
ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE LENTES EM VIDRO DE SÍLICA PERANTE A UTILIZAÇÃO DE RADIAÇÃO SOLAR CONCENTRADA.....	211

COLETORES SOLARES TÉRMICOS – EVOLUÇÃO DO COMPORTAMENTO TÉRMICO APÓS DIFERENTES PERÍODOS DE EXPOSIÇÃO EM AMBIENTES COM DISTINTAS CORROSIVIDADES .....	219
HOMOGENEIZAÇÃO DO FLUXO EM CONCENTRADORES SOLARES DE ELEVADA INTENSIDADE .....	227
SISTEMA DE INSPECCIÓN MEDIANTE IMÁGENES DE LUMINISCENCIA DE MÓDULOS SOLARES EN FUNCIONAMIENTO .....	235
INIESC: INFRAESTRUTURA NACIONAL DE INVESTIGAÇÃO EM ENERGIA SOLAR DE CONCENTRAÇÃO .....	243
DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE PLANTAS SOLARES FV EN DIFERENTES LATITUDES DE MÉXICO .....	255
CARACTERIZACIÓN MEDIANTE SIMULACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA RIEGOS AGRICOLAS Y ANÁLISIS DE SU RENTABILIDAD ECONÓMICA.....	263
ASPECTOS DE LA NO UNIFORMIDAD DE LA IRRADIANCIA TRASERA EN GENERADORES FOTOVOLTAICOS BIFACIALES.....	271
PERSPECTIVAS DE PENETRAÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DESCENTRALIZADA NO MERCADO PORTUGUÊS.....	281
ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA COMPARATIVA DAS TECNOLOGIAS DE CONCENTRAÇÃO HELIOTÉRMICA EM LOCALIDADES BRASILEIRAS.....	291
O PODER DA NANOFABRICAÇÃO: SUBSTRATOS DE ALTA PERFORMANCE PARA CÉLULAS SOLARES ULTRAFINAS DE CIGS.....	301
MAPAS DE PRODUTIVIDADE FOTOVOLTAICA PARA O RIO GRANDE DO SUL (BRASIL) .....	307
LIGHT TRAPPING EM CÉLULAS SOLARES DE FILME FINO .....	315
ENSAYOS DE ENVEJECIMIENTO ACELERADO DE REFLECTORES SOLARES SOMETIDOS A RADIACIÓN UV Y CORROSIÓN .....	323
FATORES LIMITATIVOS NO $V_{oc}$ DE CÉLULAS SOLARES DE CIGS: IMPORTÂNCIA DAS FLUTUAÇÕES DE POTENCIAL .....	331
ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN DE POTENCIA DE DIVERSAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS A SOL REAL EN MADRID (ESPAÑA) .....	339
MODELO UNIDIMENSIONAL DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR EM UM ABSORVEDOR TRAPEZOIDAL MULTI-TUBOS PARA CONCENTRADORES FRESNEL LINEARES .....	349
CÉLULAS SOLARES ULTRAFINAS DE $Cu(In,Ga)Se_2$ :PASSIVAÇÃO DE INTERFACES .....	357
TINTAS SELETIVAS PARA APLICAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR TÉRMICA .....	365
SIMULACIÓN DE UN CONCENTRADOR SOLAR DE DISCO PARABÓLICO PARA PRODUCCIÓN DE POTENCIA Y ENFRIAMIENTO.....	375
MELHORAMENTO ÓTICO DE CÉLULAS SOLARES TANDEM COM BASE EM SILÍCIO CRISTALINO .....	383
ESTUDO DA DISTRIBUIÇÃO DO FLUXO DE ENERGIA SOLAR E DA EFICIÊNCIA ÓTICA DE UM CONCENTRADOR LINEAR FRESNEL COM ABSORVEDOR PLANO .....	389
CONTACTOS SELECTIVOS: UMA VIA PARA A ALTA EFICIÊNCIA DE CÉLULAS SOLARES DE SILÍCIO CRISTALINO ...	399
ESTUDO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE VAZÃO DE FLUIDO DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR EM CAMPO SOLAR EM SISTEMA HÍBRIDO .....	405
INTERCONEXÃO ENTRE CÉLULAS SOLARES DE PEROVSKITA E SILÍCIO EM DISPOSITIVOS MONOLÍTICOS TANDEM DE 2 TERMINAIS: ESTADO DA ARTE E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS .....	413
DERIVA INTRÍNSECA EN HELIOSTATOS .....	421
ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO DE PLANTAS HÍBRIDAS PV-CSP.....	429
AÇÃO CONCERTADA DAS RENOVÁVEIS PARTICIPAÇÃO PORTUGUESA .....	437
COMPARAÇÃO DE DIFERENTES CONCEITOS DE CONSUMIDOR/PRODUTOR, FOTOVOLTAICO, COM ARMAZENAMENTO, USANDO UM MODELO DE INTEGRAÇÃO NA REDE .....	443
SIMULACIÓN DE UN ENFRIADOR HÍBRIDO ALIMENTADO POR ENERGÍA SOLAR TÉRMICA .....	451
ESTUDIO ECONÓMICO DE LA REUTILIZACIÓN DE PANELES SOLARES EN PEQUEÑAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS .....	459
RECENTES AVANÇOS NA LITERATURA DE REACTORES TERMOQUÍMICOS PARA PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS SOLARES .....	467
ANÁLISE DE DIFERENTES MODELOS DE RADIAÇÃO SOLAR NA APLICAÇÃO DO MÉTODO F-CHART .....	475
ANÁLISE DO CONSUMO ENERGÉTICO APÓS A INSTALAÇÃO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA NO CAMPUS DA UFERSA PAU DOS FERROS.....	481

MODELOS DE TURBULÊNCIA APLICADOS A ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM <i>THERMOCLINE</i> .....	489
ESTUDIO PRELIMINAR DEL IMPACTO ÓPTICO DEL SOILING EN TESTIGOS DE VIDRIO, EN UN ÁREA SEMIURBANA DE MADRID, PARA APLICACIÓN EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	497
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA MEDIANTE CALOR LATENTE CON ERITRITOL COMO MATERIAL DE CAMBIO DE FASE .....	503
DESENVOLVIMENTO DE UM COLETOR SOLAR FLEXÍVEL E DE BAIXO CUSTO .....	511
TECNOLOGIA SOLAR HÍBRIDA .....	517
PROPUESTA DE ELABORACIÓN DE UN PIRANOMETRO CON BASE DE CELDAS DE CdTe. ....	527
DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILICIO PARA DIFERENTES IRRADIANCIAS Y TEMPERATURAS – MÉTODO SIMPLIFICADO CON DATOS DEL DATASHEET.....	535
MODELOS PARA LA PREDICCIÓN DEL AUTOCONSUMO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED ..	545
POTENCIAL DE INTEGRAÇÃO DE ENERGIA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRAÇÃO EM PROCESSOS DE SECAGEM DE RESÍDUOS .....	553
MODELAGEM TERMODINÂMICA DE UMA PLANTA HELIOTÉRMICA DE CALHAS PARABÓLICAS UTILIZANDO SAIS FUNDIDOS COMO FLUIDO DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR .....	563
DISEÑO Y ANÁLISIS DE UN CAMPO SOLAR PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN BASADO EN TURBINA DE GAS	573
ELECTRODÉPOSITO DE NÍQUEL NEGRO SOBRE ALETAS DE COBRE PARA APLICACIONES EN COLECTORES SOLARES PLANOS.....	585
MEDICIÓN DE TEMPERATURA DE NO CONTACTO DE SUPERFICIES SÓLIDAS IRRADIADAS POR ENERGÍA SOLAR CONCENTRADA MEDIANTE OBTURACIÓN CON PELÍCULAS PDLC: UNA NUEVA METODOLOGÍA .....	591
CORRECCIÓN DE LA DERIVA EN SISTEMAS DE SEGUIMIENTO SOLAR A TRAVÉS DE CONTROL DE LAZO CERRADO .....	601
CARACTERIZACIÓN ÓPTICA DE UN REFLECTOR FRESNEL LINEAL MEDIANTE LA APLICACIÓN OTSunWebApp ...	611
SÍNTESIS Y CARACTERIZACIÓN ESTRUCTURAL DE PIGMENTOS ABSORBEDORES BASADOS EN ÓXIDOS MIXTOS PARA USO EN RECUBRIMIENTOS SELECTIVOS .....	621

### **1.3 Energia Eólica e Oceanos.....629**

ESCALONAMENTO ESPACIOTEMPORAL OTIMIZADO DA EXPLORAÇÃO DAS ENERGIAS MARINHAS OFFSHORE EM PORTUGAL.....	631
CARATERIZAÇÃO DO RECURSO RENOVÁVEL OFFSHORE PARA O PLANEAMENTO DA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS MARINHAS NA COSTA PRTUGUESA .....	641
CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO EÓLICO EM AMBIENTE URBANO – APLICAÇÃO A UMA ZONA URBANA PORTUGUESA .....	651
RECUPERACIÓN DE ENERGÍA DEL AIRE DE SALIDA DE LOS EXTRACTORES EN INVERNADEROS .....	661

### **1.4 Bioenergia (Biomassa, Biogás, Biocombustíveis) .....669**

A FACE ESCURA DA BIOTECNOLOGIA DE MICROALGAS: A BIOREFINARIA DE MICROALGAS HETEROTRÓFICAS DIRECIONADA PARA A PRODUÇÃO DE LÍPIDOS RICOS EM COMPOSTOS $\Omega$ -3 E BIOCMBUSTÍVEIS .....	671
A BIOMASSA NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM PORTUGAL.....	677
VALORIZAÇÃO ENERGÉTICA DE RESÍDUOS DO PROCESSAMENTO DE CASTANHA POR DIGESTÃO ANAERÓBIA. 685	
ANÁLISE DO IMPACTO DO PROCESSO ORGANOSOLV PARA PRÉ-TRATAMENTO DE BIOMASSA LENHOCELULÓSICA NA REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES COM EFEITO DE ESTUFA (GEE) .....	693
DESENVOLVIMENTO DE PROCESSOS DE PRÉ-TRATAMENTO DA BIOMASSA PARA A SEPARAÇÃO EFICIENTE DAS CORRENTES DE LENHINA E DE AÇÚCARES .....	701
POTENCIAL BIOENERGÉTICO DOS RESÍDUOS ORGÂNICOS DAS FLORESTAS E DA INDÚSTRIA AVIÁRIA DA REGIÃO DE LAFÕES .....	709
FIXAÇÃO BIOLÓGICA DE CO, CO <sub>2</sub> E H <sub>2</sub> : FERMENTAÇÃO DE GÁS DE SÍNTESE COM PRODUÇÃO DE ÁCIDOS ORGÂNICOS DE CADEIA CURTA.....	719
BIOREF – LABORATÓRIO COLABORATIVO PARA AS BIORREFINARIAS .....	727
INFRAESTRUTURA DE INVESTIGAÇÃO PARA A BIOMASSA E A BIOENERGIA BBRI - BIOMASS AND BIOENERGY RESEARCH INFRASTRUCTURE .....	735

DESENVOLVIMENTO DE SOFTWARE PARA PRODUÇÃO DE BIODIESEL A PARTIR DO ÓLEO RESIDUAL ..... 745

**1.5 Armazenamento Energético e Materiais para a Energia ..... 753**

DESARROLLO DE UN COMPOSITE ÁCIDO CÁPRICO/ÁCIDO MIRÍSTICO/SOPORTE POROSO PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA.....	755
ANÁLISIS DEL EFECTO DE MATERIALES DE CAMBIO DE FASE SOBRE LA DEMANDA DE CALEFACCIÓN EN UNA CASA FOTOVOLTAICA.....	761
NOVOS AVANÇOS NO PROCESSO DE FABRICO DE ESPUMAS DE CÉRIA PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO PELA VIA TERMOQUÍMICA SOLAR .....	769
CORROSÃO DE AÇOS INOXIDÁVEIS AUSTENÍTICOS EM SAIS FUNDIDOS TERNÁRIOS DE CÁLCIO .....	773
PROCESSAMENTO DE MATERIAIS TERMOELÉTRICOS BASEADOS NA TETRAEDRITE USANDO MINÉRIO DE TETRAEDRITE-TENANTITE .....	781
ESTUDIO DE LA RESISTENCIA FRENTE A LA CORROSIÓN POR NITRATOS FUNDIDOS DE RECUBRIMIENTOS BASADOS EN ALUMINUROS EN CONDICIONES DINAMICAS.....	789
NOVAS MEMBRANAS CONDUTORAS DE PROTÕES PARA CÉLULAS DE COMBUSTÍVEL .....	797
ESTABILIDADE DE UMA MISTURA DE SAIS FUNDIDOS CONTENDO LÍTIO PARA O ARMAZENAMENTO DE ENERGIA SOLAR TÉRMICA.....	805
RECURSOS LOCAIS PARA APLICAÇÕES MULTIFUNCIONAIS DE CAPTAÇÃO DE ENERGIA COM BASE EM TETRAEDRITE .....	811
CIRCUITO TERMO-HIDRÁULICO EQUIVALENTE DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO EN SALES FUNDIDAS CON GENERADOR DE VAPOR INTEGRADO EN CIRCULACIÓN NATURAL.....	817
NOVOS NANOCOMPÓSITOS DE ÓXIDO DE TITÂNIO PARA A PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO SOLAR .....	823
CONTROLO ANALÍTICO DE IMPUREZAS EM MISTURAS DE SAIS FUNDIDOS USADAS EM TECNOLOGIAS DE SOLAR CONCENTRADO: ADEQUABILIDADE DE MÉTODOS .....	833

**1.6 Medidas de radiação solar e outras fontes de energia renovável. Modelos de estimativa. Sistemas de informação geográfica. .... 841**

METODOLOGÍAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA EXTINCIÓN ATMOSFÉRICA DE LA RADIACIÓN SOLAR PARA DISTINTOS USOS Y CASOS DE APLICACIÓN .....	843
IRRADIÂNCIA SOLAR (GLOBAL, DIRETA E DIFUSA) – METODOLOGIA DE CONTROLO DE QUALIDADE: APLICAÇÃO A SÉRIES TEMPORAIS MEDIDAS NO LES/LNEG, LISBOA .....	853
DESARROLLO Y VALIDACIÓN DE UN BANCO DE COMPARACIÓN PIRANOMÉTRICA EN CENAM y UACM .....	861
EVALUACIÓN COMPARATIVA DE 19 MODELOS DE ESTIMACIÓN DE IRRADIANCIA DIFUSA SOBRE PLANOS INCLINADOS DEPENDIENDO DEL TIPO DE CIELO ESTÁNDAR ISO/CIE .....	869
ESTIMACIÓN DE LA PLATAFORMA ENERGÉTICA SOLAR DISPONIBLE EN LA REGIÓN DE LOS LLANOS DE VENEZUELA.....	879
ESTIMACIÓN DE LA PLATAFORMA ENERGÉTICA SOLAR DISPONIBLE EN LA REGIÓN DE LOS ANDES VENEZOLANOS .....	887
DNI Alentejo – Avaliação da disponibilidade média anual de Irradiação Directa Normal no Alentejo .....	895
ENERGIA SOLAR DISPONIBLE EN LA CIUDAD DE MÉXICO.....	905
REGIONALIZACIÓN DE LA VARIACIÓN TEMPORAL DEL FACTOR DE TURBIDEZ LINKE $T_L$ EN MÉXICO A PARTIR DE ALGORITMOS DE MACHINE LEARNING .....	911
EVALUACIÓN DE LA CORRELACIÓN ENTRE VALORES EXPERIMENTALES PROMEDIOS MINUTO DE RADIACIÓN SOLAR DIFUSA A GLOBAL, EN EL SECTOR CENTRO-ORIENTE DE BOGOTÁ - COLOMBIA.....	919
TAXAS DE RAMPAS DE IRRADIÂNCIA E POTÊNCIA .....	927
CARACTERIZACIÓN DE RADIÓMETROS ABSOLUTOS DE CAVIDAD COMO PATRONES PRIMARIOS DE IRRADIANCIA SOLAR.....	935
EFFECTO DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN EN LA CALIBRACIÓN DE PIRHELIÓMETROS SEGÚN ISO 9059 ...	943
ESTUDIOS DE LA CLIMATOLOGÍA EN QUINTANA ROO (MÉXICO) Y SU POSIBLE CORRELACIÓN CON EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PARTE II). .....	951



## **2. AS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DAS COMUNIDADES .....959**

### **2.1 Comunidades e cidades inteligentes e sustentáveis (eficiência e flexibilidade energética, integração das energias renováveis, mobilidade elétrica, o papel do cidadão, internet das coisas, ferramentas, big data), PED .....959**

ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE AHORRO MEDIANTE LA APLICACIÓN DE MEDIDAS DE REHABILITACIÓN ENERGÉTICA .....	961
COOPERAÇÃO ENTRE O CONSUMIDOR FINAL E O AGREGADOR NA GESTÃO DO CONSUMO .....	971
EL ROL DEL CIUDADANO EN EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO, PARA CONSOLIDAR PROCESOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE.....	981
CONVERSÃO DE EDIFÍCIOS EXISTENTES EM NZEB ATRAVÉS DA INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, DE MICRO-REDES E DE SOLUÇÕES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA .....	987
FLEXIBILIDAD ENERGÉTICA EN BARRIO DE EDIFICIOS RESIDENCIALES MEDIANTE LA ACTIVACIÓN DE LA MASA TÉRMICA. RESULTADOS EXPERIMENTALES EN UN ENTORNO SEMIVIRTUAL.....	997
BARRIOS ZERO COMO GERMEN DE CIUDADES SIN EMISIONES .....	1007
LA INFLUENCIA DE LA ARBORIZACIÓN Y DE LA PAVIMENTACIÓN EN EL CONFORT TÉRMICO URBANO EN LA VÍA PÚBLICA. ESTUDIO DE CASO: AVENIDA LEOPOLDO MACHADO, MACAPÁ- BRASIL.....	1017
ANÁLISIS DINÁMICO DE LA HUELLA DE CARBONO DEL PROGRAMA MASIVO FOTOVOLTAICO PARA ZONAS AISLADAS NO CONECTADAS A RED UTILIZANDO MATLAB PARA REDUCIR LAS INCERTIDUMBRES EN LA EVALUACIÓN: CASO DE ESTUDIO PERÚ .....	1025
DIAGNÓSTICO Y PROPUESTAS PARA LA ELABORACIÓN DE LA HOJA DE RUTA DE VITORIA-GASTEIZ, ESTRATEGIA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA MUNICIPAL 2020-2030 .....	1033
PROPUESTA DE MODELO PARA ESTIMAR EL ESTADO DE CARGA DE BATERÍAS DE LIFEPO4 PARA UN VEHÍCULO ELÉCTRICO .....	1043

### **2.2 Edifícios (Bioclimáticos, Sustentáveis, Inteligentes, NZEB (Net Zero Energy Buildings))1051**

ARQUITECTURA BIOCLIMÁTICA Y SUSTENTABLE – LIBRO .....	1053
MODELO REDUCIDO DE PREDICCIÓN DE DEMANDA DE EDIFICIOS RESIDENCIALES EN BASE A PARÁMETROS METEOROLÓGICOS .....	1061
APLICAÇÃO DAS TECNOLOGIAS FACILITADORAS ESSENCIAIS (TFE) NA GESTÃO, CONTROLO E MONITORIZAÇÃO INTELIGENTE DE EDIFÍCIOS.....	1069
ESTUDIO DEL POTENCIAL DE IMPLANTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN PISCINAS CLIMATIZADAS DE MALLORCA PARA TENER UN BALANCE CERO DE EMISIONES.....	1079
UTILIZACIÓN DE MATERIALES NATURALES Y RECICLADOS PARA ALCANZAR EDIFICIOS DE ENERGÍA CASI NULA. PROYECTO LIFE RENATURAL NZEB. ....	1087
INFRAESTRUTURA NACIONAL DE INVESTIGAÇÃO NA ÁREA DE ENERGIA: NZEB_LAB - INTEGRAÇÃO DOS SISTEMAS SOLARES EM EDIFÍCIOS.....	1091
MODELAGEM TRIDIMENSIONAL DO EDIFÍCIO ACAIACA: AVALIAÇÃO BIOCLIMÁTICA DE UMA OBRA MODERNISTA BRASILEIRA.....	1099
SIMULAÇÃO TERMOENERGÉTICA E ANÁLISE ECONÔMICA DO USO DE TELHADOS FRIOS EM UMA RESIDÊNCIA UNIFAMILIAR .....	1107
ESTUDO DE MODELAÇÃO NUMÉRICA DE UM SISTEMA SOLAR COM TANQUE DE ÁGUA INTEGRADO EM FACHADA.....	1115
NOVO MODELO DE INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS AVANÇADOS DE ENERGIA RENOVÁVEL NOS EDIFÍCIOS .....	1123
ESTUDIO EXPERIMENTAL Y NUMÉRICO DE UNA PARED SOLAR EN CLIMA TEMPLADO .....	1131
TECNOLOGÍA CONSTRUCTIVA Y CULTURA AMBIENTAL EDIFICIO ENRICO TEDESCHI CASO DE ESTUDIO SOBRE CONSTRUCCIÓN SUSTENTABLE .....	1141
ANÁLISIS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN UN EDIFICIO UNIVERSITARIO.....	1149

EFEITO DA REABILITAÇÃO NZEB NA AVALIAÇÃO DA POBREZA ENERGÉTICA: O CASO DO BAIRRO DE ENGUARDAS EM BRAGA, PORTUGAL.....	1157
COMPORTAMENTO TÉRMICO DE UM PROTÓTIPO BIPV COMBINADO COM ARMAZENAMENTO DE ÁGUA: ANÁLISE EXPERIMENTAL.....	1167
MODELAGEM TRIDIMENSIONAL DE UMA ESCOLA “SUSTENTÁVEL”: AVALIAÇÃO BIOCLIMÁTICA DO EDIFÍCIO. ....	1175
DESIGN DE UM PROTÓTIPO BIPVT E ANÁLISE POR MEIO DE COMPUTAÇÃO DINÂMICA DE FLUÍDOS .....	1185

### **2.3 Agricultura e Florestas (Biomassa, Biorrefinarias, Secagem Solar, Estufas e Irrigação). 1193**

EVALUACIÓN DEL PERFORMANCE DE UN SISTEMA DE RIEGO FV DE ALTA POTENCIA TRAS 2 AÑOS DE OPERACIÓN .....	1195
SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE RIEGO HIBRIDOS FV-RED: APLICACIÓN A RIEGO DIRECTO .....	1203
AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE VALORIZAÇÃO DE SOBRESOBRANTES AGROFLORESTAIS POR UM PROCESSO ORGANOSOLV BASEADO EM PROPILENOGLICOL .....	1211

### **2.4 Indústria e as Aplicações Térmicas (Calor de Processo, Cozinhas Solares, Destilação e Dessalinização)..... 1217**

PROJETO SHIP .....	1219
ESTIMATIVA DO POTENCIAL TÉCNICO PARA SECAGEM DE LAMAS PROVENIENTES DE ETAR NAS REGIÕES DO ALENTEJO, ALGARVE E ANDALUZIA .....	1227
PRODUCCIÓN DIRECTA DE AIRE CALIENTE EN COLECTORES SOLARES FRESNEL PARA LA INDUSTRIA MINERA: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD.....	1237
INSTALACIÓN DE CALOR SOLAR DE PROCESO EN UNA FÁBRICA DE CORCHO EXTREMEÑA.....	1245
SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA DE RECEPTOR CENTRAL DE PEQUENA POTÊNCIA PARA FORNECIMENTO DE ELECTRICIDADE E CALOR NA INDÚSTRIA AGROALIMENTAR .....	1251
ESTUDIO DE POTENCIAL DE UTILIZACIÓN DE CALOR SOLAR PARA PROCESOS INDUSTRIALES EN CANARIAS Y CABO VERDE .....	1259
CARACTERIZACIÓN DE UNA BOMBA DE CALOR FOTOVOLTAICA CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA PARA GENERACIÓN DE FRÍO.....	1267
HACIA LA UNIFICACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN DE APLICACIONES SOLARES PARA PROCESOS INDUSTRIALES.....	1277

### **2.5 Power to Gas e Power to Heat, Hidrogénio e Química Solar..... 1281**

CARACTERIZACIÓN TÉRMICA DEL REACTOR SOLAR MULTITUBULAR M&M.....	1283
SISTEMA DE PRODUÇÃO E ARMAZENAMENTO DE HIDROGÉNIO INTEGRADO BASEADO EM HIDRETOS METÁLICOS PARA APLICAÇÕES ESTACIONÁRIAS .....	1293

## **3. AS ENERGIAS RENOVÁVEIS A SOCIEDADE E A ECONOMIA ..... 1303**

### **3.1 Economia das Energias Renováveis, Importância e Impacto..... 1303**

CALOR DE PROCESSO SOLAR: COMPETITIVIDADE E NECESSIDADE DE MODELOS DE FINANCIAMENTO .....	1305
UM ESTUDO DA LEGISLAÇÃO E DAS MÉTRICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO PARA FOMENTAR A DIGITALIZAÇÃO E A DESCENTRALIZAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA .....	1313
EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA NO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA: UMA PERSPECTIVA A PARTIR DAS PATENTES DE BATERIAS .....	1323

### **3.2 Educação, Formação especializada e Comunicação ..... 1331**

DESENVOLVIMENTO E VALIDAÇÃO DO PROCESSO DE REPARAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS <i>ON SITE</i> .....	1333
FORMAÇÃO EM COMPETÊNCIAS “VERDES” PARA FORMADORES DA INDÚSTRIA DA CONSTRUÇÃO .....	1341

PROJECTO ENBRAIN: TRANSFERÊNCIA DE CAPACIDADES NA ÁREA DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS PARA A LÍBIA .....	1349
<b>3.3 Políticas, Medidas nos Cenários e Planos de Energia e Clima.....</b>	<b>1357</b>
ANÁLISIS COMPARATIVO DEL AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN ECUADOR Y ESPAÑA.....	1359
HOJA DE RUTA DE AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA DEL AYUNTAMIENTO DE MADRID.....	1369
¿CÓMO MEDIR LAS ACTUACIONES URBANAS PARA LA DESCARBONIZACIÓN DE LAS CIUDADES? APLICABILIDAD DEL ÍNDICE DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA URBANA EN LOS BARRIOS. ....	1377
HOJA DE RUTA PARA LA ESTRATEGIA ENERGÉTICA DE VALENCIA 2020-2030 .....	1385
<b>INDICE DE AUTORES.....</b>	<b>1395</b>



Palestra Plenária

**A responsabilidade urbana na  
descarbonização energética**

Eduardo de Oliveira Fernandes

Professor Emérito, Universidade do Porto, Portugal



## A responsabilidade urbana na descarbonização energética

**Eduardo de Oliveira Fernandes**

**Professor Emérito, Universidade do Porto, Portugal**

ASHRAE Fellow Life Member, 1981

ISES Gold Member Certificate, 2014

A cidade, conceito que vem de longe com motivações diversas, é hoje um símbolo do homem moderno, gregário, polifacetado e autônomo, mas solidário. É na cidade que o homem exprime a sua plenitude e completude, em termos de socialização e de criação na diversidade, em direção à expressão máxima da cidadania. Daí, que grande parte da população do mundo civilizado de hoje tenda a viver em cidades.

A cidade (*civitas*) induz o homem a exprimir a sua relação civilizacional pela valorização social, técnica, cultural e política na complementaridade das competências de cada um e na diversidade das sensibilidades com que cada cidadão encontra o seu enquadramento e organiza a sua missão, imerso numa envolvente de fenómenos primária e plenamente para-gregários como a família, a escola, as empresas, as associações e as comunidades *at large* com nótulas, aqui e ali, de orgulho, bairrismo e clubismo apoiadas na tradição histórica e na expressão cultural e económico-social de cada cidade e de cada país.

A razão e a força do apelo à cidade, agora e aqui, é porque as cidades, em geral, permitem e favorecem a promoção da excelência na complementaridade do diferente, através da organização e da otimização da vida em sociedade, cada vez mais 'visível' à escala planetária, tirando partido da agilidade e modernidade nas trocas e nas comunicações.

Qualquer cidade ambicionar a ter bom ar, bom clima e bom acesso a recursos energéticos e alimentares, entre outros, como suporte de uma sociedade madura e equilibrada, cultural, social e economicamente pujante e ambientalmente responsável. E tenderá, assim, a ver-se, como protagonista no quadro dos benefícios, mas também, das responsabilidades à escala planetária, desde logo, pela concentração e intensidade de fatores de produção, de riqueza e de felicidade para os seus cidadãos, mas, também, pela perturbação ambiental e climática e consequentes prejuízos de valores locais ou regionais fundacionais devidos às 'disfunções' dos parâmetros climáticos.

No quadro genérico acima, quase idílico, com situações em algumas partes do planeta muito próximas de um *climax* energético-ambiental, emergem três vias a explorar no que respeita a uma política energética moderna, económica e ambientalmente responsável:

- Em primeiro lugar, **dar prioridade à redução das necessidades de energia de natureza 'tecnológica'**, desde logo, pela exploração das potencialidades da energia primária natural, isto é, do ar (temperatura, ventilação, humidade, qualidade físico-química, orientação e força dos ventos) e do Sol (luz, calor, orientação de envidraçados, sombreamento), etc., isto é, do

ambiente local, planejando, desenhando e implantando o edificado tendo em atenção o movimento aparente quotidiano do Sol e a predominância de ventos. Tal facilitaria a priorização a dar à 'suficiência' *versus* 'eficiência' energéticas, aquela referida à redução da necessidade e esta ao modo responsável da utilização da energia necessária.

- Em segundo lugar, valorizar o uso da energia de proximidade e promover o potencial da 'suficiência energética'. Isto, embora possa parecer uma tirada ligeira, está, no entanto, cheio de sabedoria, sendo que a associação do vocábulo 'suficiência' à energia já é reconhecida em textos editados pela própria Agência Internacional da Energia, a entidade de supervisão da energia à escala planetária. A energia que não seja necessário usar não carecerá de ser fornecida. Isto, que se deixa escrito em jeito de verdade de Monsieur de la Palisse, por exemplo, um potencial de aplicação evidente nas cidades, desde logo, no edificado, *at large*, moderna e irresponsavelmente alheado do clima local e embalado num urbanismo sem Norte conduzindo ao novo-riquismo imbecil do ar condicionado que o nosso clima, em si, pelas características do dipolo temperatura vs humidade relativa, não justifica e que deveria merecer uma intervenção política de contenção, fosse sublinhando o favorecimento da mobilidade coletiva (pública ou privada) em detrimento/contenção da exibição individual da motorização generalizada como a reclama a euforia da mobilidade individual indiferente à pressão social pela motorização generalizada em favor da mobilidade pública.

- Finalmente e, em terceiro lugar, utilizar a energia reputada necessária, atenta a racionalidade da sua disponibilidade no mercado a ser sempre expressa por três critérios segundo a ordem seguinte:

1. – **Energia primária, captada na Natureza, cuja exploração, conversão e utilização seja o menos desfavorável possível ao ambiente**, reduzindo ou eliminando as perdas de energia expressas em poluição danosa para o ambiente local ou global. Está assim, naturalmente, indicado nesta vincada a rejeição, quanto possível, dos recursos energéticos fósseis em favor do recurso às energias renováveis, nomeadamente, às de proximidade do utilizador, nomeadamente no construído.

2. - **Energia que favoreça o armazenamento passivo** quer, naturalmente, quanto à forma (calor, luz) sob que é captada, quer quanto ao potencial da redução/gestão das suas necessidades, atenta a localização, a construção ou de equipamento. Esta é, claramente, matéria a merecer elaboração, mais uma vez, ao nível da cidade, desde o desenho urbanístico à conceção e construção do edificado, como expressão civilizada, inteligente e ética por parte de todos os agentes envolvidos, desde os paisagistas, aos urbanistas, planeadores, arquitetos e construtores sem esquecer, desde logo, os responsáveis políticos. Ressalta aqui a necessidade de privilegiar a **prioridade ao Sol** ao conferir à nova urbanização uma arquitetura submissa à geometria solar, isto é, elegendo o Sol como determinante prioritária do desenho urbanístico e, assim favorecendo a gestão racional da radiação no interior de cada unidade construída, pelos ganhos de energia e pela facilidade da gestão dos sombreamentos no interior, garantindo que o isolamento térmico é pelo exterior. Sim, esta deverá valorizar o uso comedido dos equipamentos, em favor do recurso prioritário da atribuição ao construído, ele próprio como um todo em si, na sua forma e na sua implantação



no espaço urbano e na organização dos espaços interiores segundo a sua vocação atenta a valorização da iluminação natural e outros ganhos solares como do sombreamento.

3.- **Toda a política urbana** deverá assentar em que a gestão da energia na cidade terá, quanto possível, as melhores condições **de valorização do ambiente urbano e global** expressa na redução dos corriqueiros 'consumos' de energia fóssil e, antes, explorando a potencialidade dos 'usos' de energia do tipo 'energia limpa' expressos em valores *per capita*, desde logo de origem local ou do Sol. Veja-se o próprio abastecimento urbano de água em que haverá em muitos casos formas sábias de abastecer cada consumidor urbano sem agravar necessariamente os usos de energia. A cidade do Porto assim fez nos anos 90 por sugestão da sua Agência da Energia de então.

Partindo da mais valia do referido acima, apoiado no valor intrínseco da exploração racional da realidade físico-ambiental de cada área urbana, fugindo às corruptelas correntes de 'facilitismo linguístico' e de 'ignorância descarada e sem ética' quando se persiste indignamente na terminologia errónea do 'produzir energia' e do 'consumir energia', quando tais verbos não são sequer aplicáveis à energia. A energia não se produz: '*Full point*'. A palavra 'produção' poderá aplicar-se à energia específica que cada um tenha em mente, isto é, 'produz-se a energia comercial 'B' (calor, luz, eletricidade, gasolina, ...) a partir da energia natural 'A' (Sol, biomassa, petróleo, vento, etc....) mas não se produz nenhuma energia *ex-novo*. A energia A ou B só se obtém por conversão de uma qualquer **forma de energia em ação no Planeta a qual, simplesmente, é energia** e vem do Sol, via radiação (luz e calor) e do Planeta via vento/chuva, por força daquele e das dinâmicas deste ou desta e 'está' disponível no seu interior e na dinâmica de vetores (ventos, rios, marés) mas não se produz. A energia converte-se e usa-se sem **se** consumir, mas degradando-se, isto é, transferindo-se para prover os serviços e perdendo assim qualidades físicas e, conseqüentemente, potencialidades com o uso ou e/com o tempo mas não se anulando.

Importa então ver como podemos responder aos desafios das alterações climáticas nas cidades de hoje. Cidades que já existem há séculos mas também das outras cidades periurbanas que despontaram em zonas periféricas e em extensões construídas sem qualquer critério energético-ambiental local ou regional e ainda menos de qualidade construtiva, que não fosse o de assegurar o 'mercado' nu e cru da habitação, independentemente, quando não alheadamente, do seu significado social, económico e ambiental, aqueles dois, desde logo, para os utentes e este para todos cada vez mais pressionados pelas ameaças das alterações climáticas.

Enquanto não formos claros nesta linguagem, faremos legislação inadequada, nos seus propósitos e processos, ou somos 'irresponsáveis' a utilizar legislação digna e eficaz se fosse orientada par ser cumprida com a expressão de dignidade por parte dos profissionais, incluindo os que podem reduzir as necessidades antes da consideração dos equipamentos e das suas dimensões favorecendo usos espúrios de energia se, na senda de uma atitude esclarecida e eticamente responsável, deixarmos de alimentar a 'cacofonia' energética com eco parlamentar, usada por dirigentes da política fácil, nascidos à sombra de um carvalho como um gorgulho, enchendo a boca de 'chavões' de ocasião que não têm, literalmente, qualquer significado físico, isto é, energético e, desde logo, político sério. A produção de imbecilidades, porém, não é só de

um país mas, infelizmente, é também abundante do lado de Bruxelas onde a ética no uso do 'saber implícito ao poder' adquirido '*overnight*' é 'produto de fancaria' sem o valor que se deveria pretender ter e, miseravelmente, não se tem. Daí, a infeliz '*net zero energy building*' ('*nzeb*') e outras pérolas inqualificáveis de arrivistas de Bruxelas sem o sentido do que está em causa. Edifícios '*nzeb*' não existem. Então se não existem nem podem existir porquê dar-lhes tal nome? Isso nem sequer seria aplicável à água porque, embora esta possa ter um grau de perdas relativamente baixo, a água que é libertada pelo edifício carecerá de um esforço tecnológico/energético para não poluir o ambiente e poder voltar ao círculo da água útil (potável).

Partindo da mais-valia dos acertos de linguagem indiciados acima, para ver como poderemos responder aos desafios das alterações climáticas nas cidades de hoje, há que esclarecer o que entendemos por energia. A energia não se produz nem se consome. A energia é. Trata-se de um recurso natural que se usa: vem de um 'centro' de energia, 'do Sol ou outro,' e vai para um qualquer 'depósito' energético que se poderá traduzir na propagada 'alteração do clima'. Veja-se o caso dos moinhos de vento: moem o cereal utilizando a dinâmica do vento convertida em movimento circular que por sua vez arrasta a rotação da mó. A energia do vento não se perdeu. Mas foi parcialmente usada na rotação da mó que moeu o cereal sendo que outra parte - não útil, é certo - aqueceu as peças que asseguraram o movimento. O mesmo se passa com a barragem hidro - elétrica que não produz energia, mas converte a energia mecânica da água em fluxo sob a forma motriz numa máquina elétrica (alternador/ inerente ao caudal e ao desnível (altura da queda), as duas valências dinâmicas da barragem hídrica a serem convertidas em energia elétrica com rendimentos quase de 100%.

Se as companhias fornecedoras de energia e, até os engenheiros eletrotécnicos, usam ainda a linguagem acima o seu banimento deveria ser promovido definitivamente. Nomeadamente, por tal ser uma 'informação errónea' para não dizer 'condenável' em termos de falta à verdade da física e do mercado. Ninguém constrói um raciocínio limpo e correto com base em frases labirínticas ou puramente erróneas. A energia não se 'produz', mas, por sua vez, pode-se produzir uma 'forma-de-energia específica' a partir de uma outra. Os produtores de eletricidade, distribuidores e fornecedores de eletricidade como distribuidores de equipamentos deveriam ser chamados a eticamente usarem uma linguagem rigorosa relativamente à energia, nomeadamente, atendendo a que, recapitulando:

- A energia não se produz. A nossa energia existe vinda 'de fora' há milhões de anos e permanentemente do Sol mas, também, existe no nosso planeta Terra, armazenada, seja ao longo de um tempo 'infinito' (carvão, ...) ou relativamente curto (madeira, materiais expostos no campo como na cidade) ou, mesmo, instantaneamente (Sol) ou em movimentos de águas (marés, rios) ou ar (vento,...).
- Outra coisa são os efeitos da 'exploração' da energia disponível, em função da forma de energia que se usa e como se usa em cada caso da vida corrente.
- A energia, por sua vez, e por mais que pareça ser uma verdade de Monsieur de la Palisse, só deve ser usada para serviços estritamente necessários e não para usos dispensáveis.

Colocando de parte alguns efeitos em períodos festivos e entendendo que a iluminação de montras, por exemplo, é parâmetro comercial, a energia deve ser usada sempre com responsabilidade social, como a água no deserto ou os mantimentos num navio.

- Rejeitam-se, portanto, terminologias erróneas e, diria mesmo, eticamente condenáveis em termos humanísticos, porque se apoiam na negação implícita das leis da física e da ordem energética cuja qualidade é aferida por uma escala entrópica, isto é, da entropia, que, muito simplesmente, ordena a mesma quantidade de energia sob a forma de luz ou de eletricidade como mais nobres do que a energia sob a forma de calor. Nesta, por sua vez, conta o nível da temperatura sendo que uma determinada energia térmica a 500° C, é, mais nobre do que se for calor a 300° C e, esta, por sua vez, mais do que se for a 30°C. .

No quadro acima a ética das mentes esclarecidas e a consciência dos humanos retos impõe que

1. Se denuncie o facilitismo das empresas do sector elétrico e dos meios de comunicação social 'urbi et orbi' mesmo os mais pretensiosos, que insistem em se referir à '*produção de energia*', erro perverso, quando seria aceitável dizer *produzir energia elétrica ou produzir eletricidade*, isto é, obter uma forma de energia a partir de outra (combustível, hidráulica, vento, Sol). O qualificativo torna-se, pois, obrigatório. A energia *tout court*, como se deixa atrás simplesmente é. Logo, não se produz.

Note-se que a 'epidemia linguística' do 'produzir energia' tem dimensão planetária, e miseravelmente, com grande acolhimento até nacional e comunitária e, usando 'expressões' que na Física não existem a menos de 'travestidas' por visões oportunistas ou simplistas que nem sequer valorizam as tentativas de 'purificação' da linguagem através de conceitos recentes como a 'suficiência' e a 'eficiência' energéticas cada vez tornadas mais imperativas por força das alterações climáticas. Há aqui uma enorme responsabilidade da parte do mundo dos engenheiros eletrotécnicos, que nada pode justificar e, muito menos, perdoar. Ainda há dias na minha escola alguém organizou um evento sobre o 'Mercado da Energia' quando o conteúdo era rigorosamente sobre o mercado da eletricidade. Os docentes e os profissionais da eletricidade não têm o direito de usar inapropriadamente uma designação que é prejudicial à sociedade por não ser rigorosa científica e intrinsecamente. Se os engenheiros eletrotécnicos não são capazes de 'emendar a língua' que direito têm de agir na sociedade em nome da 'energia' *at large*.

2. No mundo das trocas de bens e serviços, a energia serve para produzir novos bens e garantir serviços. Logo a energia não deverá ter um preço único, mas deve ser usada com uma graduação do preço que reflita o seu grau de disponibilidade, mas também a sua coerência ambiental, isto é, porque é ou não ambientalmente limpa previamente e expressa pela eficiência podendo chegar à 'sobre - oneração' o excesso de displicência face ao seu uso indevido mesmo que o cliente tenha capacidade para pagar.

Aqui entra a ética profissional, ingrediente educacional e cultural cuja escassez deveria levar à condenação objetiva por parte da sociedade, nomeadamente, de atividades ou profissões como as da eletricidade, como vimos acima, mas também, da vertente da 'climatização' de edifícios mal implantados, mal contruídos, mal equipados, mal regulados

e, consequentemente, pouco consonantes com critérios de racionalidade energética.

Responsáveis? Os autarcas que lançam planos de urbanização e aprovam esquemas urbanísticos, bairros habitacionais, implantação de grandes edifícios, etc. totalmente insensíveis à problemática, primeiro, da salubridade e do conforto, depois, sem necessidade de recurso tanta energia comercial. E, depois, vêem-se os interlocutores políticos com a generosidade barata de reduzir o preço da eletricidade. Para quê? E porque não haver cuidado da qualidade da casa para quê? Para que se continue a usar uma energia que não seria necessário usar? Baixamos o preço dos combustíveis para aqueles que usam os veículos para a sua atividade profissional ou antes para os que fazem corridas noturnas na periferia urbana?

3. Assim:

- i. Do que se deixa acima, uma casa de família bem projetada (o que inclui começar por ser bem 'localizada'/'orientada') e bem construída em Portugal, de Norte a Sul, não deverá precisar de ar condicionado. Isto pode-se e, consequentemente, deverá fazer-se. E, em consequência, o ar condicionado não deverá pura e simplesmente ser permitido 'ad líbito' como ocorre em países 'racionalis' como na Suíça. Mas, uma vez que seja permitido, o seu uso em condições não justificadas ou declaradas deverá ser onerado pesadamente envolvendo, naturalmente, quer o projetista e o instalador, quer o utilizador, através de contador exclusivo. A criação de rácios orientadores seria aqui um instrumento de adequação indispensável. Portugal não é um país para ar condicionado na habitação bem localizada e orientada e, claro, bem desenhada e construída. Ponto final.
- ii. No quadro acima, há que rever os Regulamentos existentes com perto de trinta anos de primeira conceção e até aqui nunca usados de forma ética e rigorosamente adequada e generalizada. 'Ou sim ou sopas' diz o povo... E desde logo usar um vocabulário rigoroso, para não dizer simplesmente competente ou decente.
- iii. A aplicação das considerações acima está muito condicionada pelo desenho urbano. Há dias alguém dizia que *'na sua escola de arquitetura a questão da captação do Sol e da gestão da sombra no Verão enquanto 'parâmetros energéticos' não é tema de ensino'*. Se assim é, temos escolas de Arquitetura que, ou não o são plenamente, ou não são responsáveis política e socialmente.
- iv. E devem ser fechadas imediatamente. Um comerciante pode ser analfabeto e compensar com inteligência ou astúcia. E mesmo assim, ser honesto. Um 'docente' é impensável. E isto, tanto mais quanto a energia, que se pudesse 'organizar' para ser disponibilizada para um 'edifício' fosse tornada desnecessária à anteriori através do desenho e da construção é, de longe, a mais benéfica para o clima.  
Se a Escola não alerta para o problema acima, a Escola não cumpre a sua função, humana e patriótica. Exemplos práticos? Portugal tem exemplos gigantes que envergonhariam qualquer responsável político. Escandaloso na vertente energética é a história do exemplo lamentável da Parque Escolar, entidade que, em Portugal, é responsável pelo projeto das escolas que resultam como dramaticamente 'energívoras', isto é, consumidoras de rendas aos Municípios que, como bons

portugueses, sentindo o peso do 'buraco energético-financeiro', interrompem a climatização por razões monetárias e, assim, desvalorizando o risco de se criar um ambiente negativo para a aprendizagem. Aí a experiência fala. Não é uma mera conjuntura. Trata-se de uma de responsabilidade pública sem referência dos valores energético-ambientais na fase de projeto e das conseqüentes malogradas especificações construtivas sensíveis ao dipolo saúde-ambiente perante o comportamento 'eunuco' da 'arquitetura nacional'.

- v. Construção 100% envidraçada orientada a Sul e com sombreamento leve **pelo interior**, mas liberal nos equipamentos e, pesada para as autarquias responsáveis pela alimentação elétrica dos sistemas... energéticos de climatização mecânica (vulgo, ar condicionado).



(Fig.1) – Escola da Parque Escolar em Santa Marinha do Zêzere (Baião) orientada a Sul com fachada sombreada pelo interior, isto é, abrindo toda a frente à penetração da radiação que se transforma num painel radiante que aquece o que não seria necessário...e quando não seria necessário.

Em suma, para além da Parque Escolar há também uma cartilha de Bruxelas igualmente errónea e grave quando generaliza terminologias como '*net zero energy building*' e outros similares, assim, faltando o respeito da universalidade no que respeita à diversidade dos climas. Ao agir assim, a Comissão Europeia revela-se, culturalmente 'colonialista' e é de qualquer forma 'pouco justa' porque trata o diferente (vg. o clima) com uma única regra. Bem escrevi, a certa altura, ao então Comissário português em Bruxelas sobre este assunto. Nem respondeu, nem procurou resposta. Terá sido afinal, para sua excelência, uma carta dum patriota 'nulo' que não imaginaria a relevância das questões dos Deuses em Bruxelas.

A propósito,

- a. Coordenei há cerca de duas décadas um relatório para a China em nome da Comissão Europeia sobre a energia no 'habitat'. Escrevemos considerações da natureza das que deixo acima com sugestões pela positiva – aqui não, para quê? - e tivemos uma resposta técnica e política por parte da Presidente da Agência de Energia da China de mão cheia: 'Nós já começámos a ir por aí, responderam-nos. E deram-nos exemplos... Onde é que já ouvi isto, pensei eu. Seguramente que não em Portugal. E, no entanto, aquela reação respirava competência e empenho, isto é, acertava na 'mouche'. Teremos clarividência como essa nos nossos países? Provavelmente, não. Só burocracia autêntica!
- b. Onde mais procurar? Reagir a esta problemática com a recente descida do IVA na fatura da 'eletricidade' (a que os insensíveis, incompetentes, ignorantes, chamam os políticos 'tout court', 'a energia', como se cada forma de energia não tivesse o seu nome próprio). É evidente, que nós, os portugueses em geral, somos analfabetos em matéria de energia. Mas mais grave é que não haja ética. A eletricidade é confundida com a 'a energia' e a vida corre como se tudo fosse cristalino e verdadeiro.  
E quer-se reduzir a fatura da energia sem ter uma estratégia para ajudar a que as casas necessitem de menos energia, mesmo as novas e as reabilitadas.
- c. Dizer que um edifício é '*net zero energy*' é uma alarvidade também acolhida pela CE. Nenhum edifício pode ser 'zero energia' mesmo que tenha equipamentos energéticos solares no telhado. As telhas, as tintas, a argamassa, os mármore, os tapetes, tudo envolveu energia. Se o edifício for abastecido por painéis no telhado, estes existem para concorrer com a energia da empresa distribuidora de electricidade, certo? Ora se a energia da distribuidora tinha valor comercial, a que vem do telhado para substituir aquela também tem valor comercial. Claro. Houve investimento a 'recuperar' ao fim de um certo tempo. Ambas podem servir alternadamente a mesma procura em substituição uma da outra ou complementar-se, e isso não é mau. Antes, é pode ser bom.. Se, parte da eletricidade 'vem do telhado', ela faz o serviço em substituição da proveniente da rede e, então, desde que a respetiva energia haja sido necessária é uma imbecilidade e uma fraude dizer que o edifício é um *net zero energy*. É falso. É uma fraude comunicacional sancionada pelo poder. E pelos 'artistas' da DG Energia em Bruxelas.
- d. Algo de semelhante se passa com o isolamento térmico. O 'pladur' pelo interior agrada a certos empreiteiros porque facilita o acabamento das paredes interiores. E é uma prenda aos projetistas do ar condicionado por que cria mais facilmente as condições de necessidade do ar condicionado... ao eliminar o efeito de armazenamento de calor das paredes nuas. No limite, o 'pladur' pelo interior deveria ser afastado no que respeita à habitação, para não dizer que deveria ser restrito a casos justificáveis de saúde como ocorre, por exemplo, na Suíça. Mas o '*Pladur*' colocado assim, elimina totalmente o efeito da massa térmica da parede que é essencial para o favorecimento do conforto continuado em climas como o nosso onde há uma grande insolação que pode ser aproveitada pela orientação da envolvente e pela localização das aberturas envidraçadas com menor recurso ao aquecimento ou ao arrefecimento, isto é, com menor recurso a energia pela via dos equipamentos de aquecimento ou de arrefecimento. A Natureza que faz tudo bem feito pôs a lã às ovelhas e a gordura às baleias pelo lado de fora.

Uma casa feita em Portugal de raiz deve sê-lo de modo a que dispense o ar condicionado. Veja-se o caso da Torre Verde <sup>1)</sup> (equipa da Arquiteta Livia Tirone) a norte da cidade do Parque EXPO em Lisboa (1998). Apartamentos a sudoeste durante todo o Inverno não carecem sequer de qualquer aquecimento!

- e. Por outro lado, há climas (EUA, Canadá, ...) onde as casas podem ser de madeira, material que é razoavelmente isolante, mas que não tem inércia térmica. É muito usado nos países muito frios porque a solução ambiental no interior deve superar os valores muito baixos da temperatura negativa no exterior durante a estação fria (30 a 40º negativos). Ali não há oportunidade ao diálogo 'soft' da envolvente com o clima como temos nós em Portugal. A situação de um edifício num clima temperado deve ser encarada diferentemente de um edifício em clima severo, seja do lado do frio, seja do calor, seja da humidade.
- f. Em climas temperados como o nosso, é possível usar inteligentemente a envolvente para reduzir significativamente e até plenamente, conforme os casos, a energia para o conforto de Verão e de Inverno através do isolamento pelo exterior e de paredes maciças explorando o efeito da inércia térmica inerente à sua espessura. 'Pladur' pelo interior é que não. Assim, a orientação das paredes da casa é condição essencial.

Quem escreve estas linhas tem a honra de ter sido pioneiro em Portugal no ensino da Climatização, isto é, do Ar Condicionado, a nível universitário e, como engenheiro mecânico, projetou algumas dezenas de instalações para bancos, nomeadamente, e hotéis de 5 estrelas, etc. E participou no projeto de casas-modelo de habitação em Portugal que foram monitorizadas, habitadas, como cobaias, por ilustres professores dos EUA e da Austrália e que ilustram efetivamente o papel da inércia térmica das paredes... para manter a temperatura confortável no interior quer, na estação fria, quer na estação quente, sem ar condicionado.

Depois dessa demonstração é evidente que o comércio dos equipamentos de ventilação, de refrigeração e de aquecimento têm direito a viver e a sobreviver, mas não na dimensão e, consequentemente, com um uso de energia que não seja - e não é garantidamente - necessário. Ao ignorar isso, alguém não cumpriu o juramento 'ético' como garantia do respetivo comportamento profissional.

Em suma, a energia para o conforto em Portugal anda como um garrano com a 'corda solta' no Ribatejo. As Regulamentações, cujas primeiras versões foram da iniciativa e responsabilidade técnica do autor destas linhas, há 40 anos, têm sido asseguradas de forma 'débil' e inconsequente, para não dizer irresponsável... pelos órgãos próprios. (DGE, Agência de Energia, etc.). Custa a crer, mas...é assim.

É num tal quadro que expressões como 'transição energética' são no mínimo inadequada e no máximo, indevidas. Não há transição energética nenhuma a fazer. O que deve haver é racionalidade energético-ambiental. HÁ QUE ENCONTRAR O LÉXICO E REVER TODOS OS DOCUMENTOS OFICIAIS COM TERMINOLOGIAS ERRÓNEAS E DESPRESTIGIANTE... PARA NÃO DIZER INADMISSÍVEIS EM QUESTÕES DE RIGOR DE LINGUAGEM E ESPECIFICAMENTE DE OBJECTIVOS, MEIOS E TERMINOLOGIA. A PRIORIDADE ESTÁ NO DISCIPLINAR DA PROCURA. Há exemplos em Portugal com Vila do Conde, e em Lisboa - Oriente, entre outros, e em muitos outros países. É só querer estudá-los e tirar dali as lições...

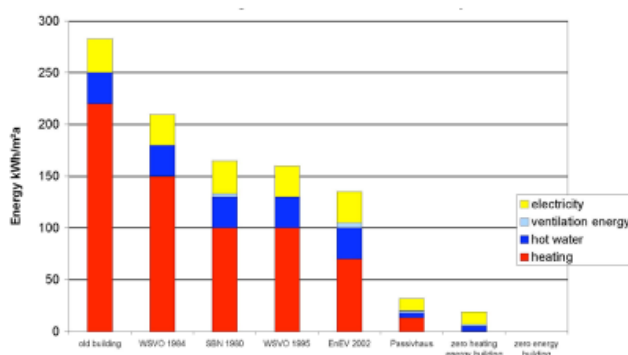
Tudo o resto virá por arrasto. O parque construído deve ser concebido e aprovado tendo em conta a expectativa de contrariar quanto possível as necessidades de arrefecimento por ar condicionado. O arrefecimento será parcialmente devido em função da ocupação – caso dos Serviços – mas pode ser residual em edifícios de habitação com a valorização do projeto de arquitetura face ao Sol e, especificamente, no que respeita à orientação das aberturas privilegiando o Sul e à construção com massa que assegure a inércia térmica e com isolamento térmico pelo exterior.

Sabemos que 30-40% da energia usada nas nossas cidades é nos edifícios. Dessa, haverá 1/3 para a cozinha e outro terço para outros equipamentos e iluminação. O terço para o conforto poderia, no computo nacional, ser reduzido em mais de 50%. Esta é que é a tarefa, mesmo que a energia da climatização ‘virasse’ barata ou de custo zero. O ganho aqui é aproveitar o clima fantástico que temos.

A figura abaixo assinala um exemplo edificante. Trata-se da evolução da redução das necessidades de aquecimento no parque habitacional da Baviera (Alemanha). Aí se vê o resultado diminuto das intervenções ‘pseudo –modernas’ tipo ‘*passivhouse*’ na Alemanha, entretanto chegadas a Portugal, mas porventura desajustado ao clima.... As grandes baixas no consumo ao longo de 20 anos foram à custa da racionalidade do todo, nomeadamente, com recurso a intervenções adequadas na envolvente. Grande parte do mérito envolve os quatro grandes ‘utilizadores’ de energia na habitação em Portugal. Por ordem decrescente: aquecimento, água quente, ventilação (!) e a tão falada ‘electricidade’.

### Oportunidades nível do edifício: Gestão da Procura Tecnológica

#### Evolução do desempenho energético dos edifícios de habitação na Alemanha



Eficiência Energética e Energias Renováveis  
 - Conflito ou Complementariedade?

3

Em fim, somos pobres mas não de Sol nem mesmo de tecnologias mas sim ‘pobres de espírito’, porventura com escassa formação e dignidade profissionais e pobres, porventura, em termos do potencial da inércia térmica na gestão do conforto no ainda e em termos de ética profissional, desde logo por displicência face à necessária cultura energética.



# **1. As Energias Renováveis na Transição do Sistema Energético**

## **1.1 As Energias Renováveis (ER) e a sua Integração no Sistema Electroprodutor**



**CUADERNO ABIERTO PARA LA SIMULACIÓN DE CÉLULAS SOLARES DE TRES TERMINALES  
DE TIPO TRANSISTOR BIPOLAR DE HETEROUNION**

**Martí A.\***, **Antolín E.**\*, **Zehender M.H.**\*, **Martínez M.**\*, **Svatek S.A.**\*,  
**García-Linares P.**\*, **Ramiro I.**\*, **Giliberti G.**\*\*\*, **Cappelluti F.**\*\* y **Cristóbal A.B.**\*

\* Instituto de Energía Solar, ETSI Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid, Ciudad Universitaria sn,  
28040 Madrid, España. e-mail: [antonio.marti@upm.es](mailto:antonio.marti@upm.es)

\*\* Department of Electronics and Telecommunications, Politecnico di Torino, Corso  
Duca degli Abruzzi 24, 10129 Torino, Italy. E-mail: [gemma.giliberti@polito.it](mailto:gemma.giliberti@polito.it)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1001>

**RESUMEN**

Los cuadernos abiertos (Open Notebooks), como los que pueden realizarse en el entorno Jupyter, son una herramienta excelente, no solo para documentar los programas que se implementan para realizar tal o cual cálculo, sino también para: a) facilitar la docencia sobre el asunto de que se trate, b) facilitar que terceros verifiquen con facilidad los cálculos realizados, c) posibilitar el cálculo interactivo. En el contexto del proyecto Europeo GRECO, dedicado al desarrollo de la ciencia e innovación responsable (RRI) aplicado al campo de la energía solar fotovoltaica, estamos desarrollando un “Open Notebook” para modelar analíticamente la denominada “célula solar de tres terminales de tipo transistor bipolar de heterounión”. En este trabajo describimos cómo acceder a dicho cuaderno, describimos el modelo utilizado para modelar dicha célula y comentamos algunas de las lecciones aprendidas en relación con su uso y el desarrollo de la ciencia abierta.

**PALABRAS CLAVE:** Ciencia abierta, Cuadernos abiertos, Célula solar de tres terminales de tipo transistor bipolar de heterounión.

**ABSTRACT**

Open Notebooks, such as those that can be made in the Jupyter environment, are an excellent tool, not only to document the codes that are implemented to perform this or that calculation, but also to: a) facilitate teaching on the subject in question, b) facilitate third parties to easily verify the calculations performed, c) enable interactive calculation. In the context of the European GRECO project, dedicated to the development of responsible research and innovation (RRI) in the field of photovoltaics, we are developing an “Open Notebook” to analytically model the so-called “three terminal heterojunction bipolar transistor solar cell”. In this paper, we describe how to access this Open Notebook, describe the model used to model said cell, and comment on some of the lessons learned in relation to its use and the development of open science.

**KEYWORDS:** Open Science, Open notebooks, Three Terminal Hetero-junction Bipolar Transistor Solar Cell.

## INTRODUCCIÓN

La célula solar de tres terminales de tipo transistor bipolar de heterounión (3T-HBTSC) fue propuesta en (Martí and Luque 2015). Su estructura se muestra en la Fig. 1. Como su nombre indica, se trata de una célula de tres terminales en la que dos de sus terminales se usan para obtener energía eléctrica de la célula superior o “top” (constituida por las capas que en la figura se han etiquetado como p-emisor y n-base) y otros dos terminales para sacar energía eléctrica de la célula inferior o “bottom” (constituida por las capas que en la figura se han etiquetado como n-base y p-colector) siendo uno de los terminales, el denominado de base, común a ambas células. Su nombre, “de tipo transistor” hace referencia a que su estructura semiconductor básica se asemeja a la de un transistor bipolar, pudiendo ser de tipo “pnp” (como la que se ha ilustrado) o “nnp”.

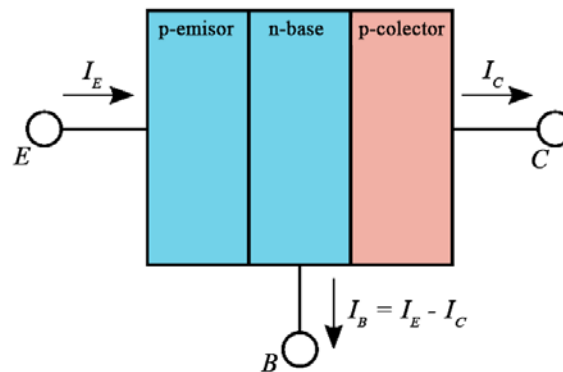


Fig. 1. Estructura de una célula solar de tres terminales de tipo transistor bipolar de heterounión. Las regiones azules indican semiconductores de alto gap y, el color rojo, semiconductores de bajo gap. Las flechas indican el sentido de las corrientes que tomaremos como positivo: cuando el resultado sea negativo, indicará que la corriente fluye en sentido contrario.

La breve descripción que acabamos de hacer servirá a la mayoría de los lectores para captar la idea general relativa al funcionamiento de esta célula. Sin embargo, el investigador interesado en profundizar en la comprensión de su funcionamiento o, incluso, en desarrollarla experimentalmente, pronto se encontrará con la necesidad de modelar su funcionamiento. En esa línea, con el fin de facilitar a terceros esta labor, hemos publicado en abierto un código que modela analíticamente el funcionamiento de esta célula solar. El código, y su documentación, se encuentra disponible en GitHub (Martí et al. 2020) y puede utilizarse bajo “Licencia GNU Public Release v3.0” (Free Software Foundation 2007)”. Se ha implementado en Python 3, en el entorno Jupyter. En las siguientes secciones describiremos brevemente el modelo analítico de la célula 3T-HBTSC implementado, recordaremos dónde pueden obtenerse las herramientas necesarias para obtener y ejecutar el código y, finalmente, describimos nuestras impresiones, desde la perspectiva de la ciencia abierta, relacionadas con la puesta en abierto de este código.

## MODELO ANALÍTICO DE LA CÉLULA 3T-HBTSC

La Fig. 2 muestra, de nuevo, la estructura de una célula 3T-HBTSC, a través de su diagrama de bandas en equilibrio, poniendo, esta vez, énfasis en ciertas coordenadas:  $-x_{pE}$  y  $x_{nE}$  para los extremos de la zona de carga espacial de la unión emisor–base;  $x_{nC}$  y  $x_{pC}$  para los extremos de la zona de carga espacial de la unión base–colector; 0 y  $W_B$  para la posición de la unión metalúrgica entre el emisor y la base y entre la base y el colector respectivamente, y  $-W_E$  y  $W_C$  para los extremos del emisor y del colector respectivamente. Estas coordenadas serán necesarias para identificar con claridad dónde establecemos las condiciones de contorno necesarias para resolver las ecuaciones diferenciales de nuestro modelo.

Las ecuaciones, unidimensionales en aras de la simplicidad, que formulamos para cada una de las regiones de la célula (emisor, base y colector) se obtienen a partir de la ecuación ambipolar de difusión de portadores en los semiconductores (McKelvey 1966), operando en baja inyección, e incorporando las condiciones de iluminación según un modelo planteado por primera vez, según nuestro conocimiento, por Hovel (Hovel 1975) al modelar células solares de AlGaAs/GaAs. Recordemos que estos modelos no consideran la posibilidad de transporte termiónico a través de las uniones sino, únicamente, la posibilidad de que los portadores puedan transportarse por mecanismos de arrastre y difusión. Así, para la región de emisor planteamos que:

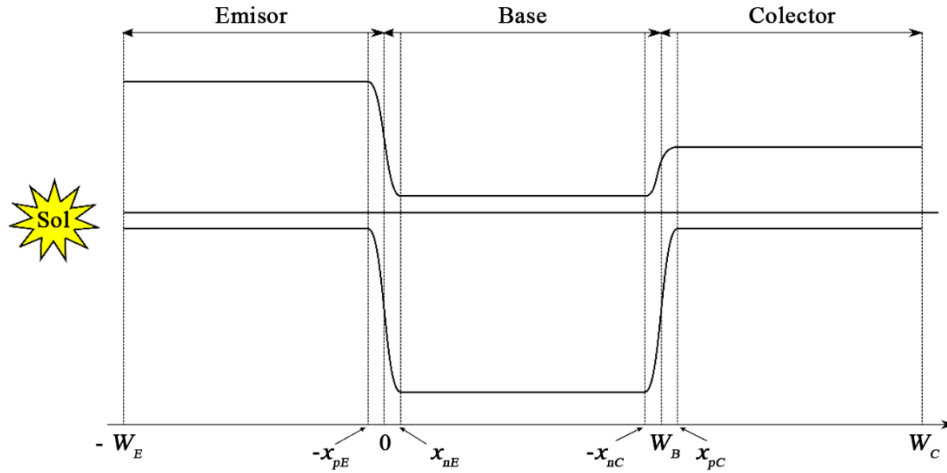


Fig. 2. Diagrama de bandas aproximado de una célula de tipo 3T-HBTSC en equilibrio donde se indican, además, las coordenadas de los extremos de ciertas regiones de interés y que se utilizan para identificar la localización de las condiciones de contorno.

$$D_E \frac{d^2 m_E}{dx^2} - \frac{m_E}{\tau_E} = -g_E(x, \lambda) \quad (1a)$$

$$D_E \frac{dm_E}{dx}(-W_E) = S_E m_E(-W_E) \quad (1b)$$

$$m_E(-x_{pE}) = \frac{n_{iE}^2}{N_E} \exp\left(\frac{eV_{EB}}{kT} - 1\right) \quad (1c)$$

donde:  $m_E$  es el exceso de concentración de portadores minoritarios en el emisor sobre el equilibrio;  $D_E$  es la constante de difusión de los portadores minoritarios del emisor;  $\tau_E$  es el tiempo de vida de los portadores minoritarios del emisor;  $S_E$  es la velocidad de recombinación superficial de los portadores minoritarios en la superficie del emisor;  $e$  es la carga del electrón en valor absoluto;  $V_{EB}$  es la tensión directa de polarización de la unión emisor-base (que tomara un valor negativo si la unión se polariza en inversa);  $k$  es la constante de Boltzmann;  $T$  es la temperatura absoluta de operación de la célula (que se supone uniforme en toda la célula);  $n_{iE}$  es la concentración intrínseca del semiconductor con el que se haya fabricado el emisor;  $N_E$  es la concentración neta de impurezas ionizadas en el emisor;  $g_E(x, \lambda)$  es la generación de pares electrón-hueco que se produce en el emisor, a consecuencia de la iluminación solar, en la posición  $x$  para fotones de longitud de onda  $\lambda$ . Asumiendo que no inciden en el emisor fotones debido a una reflexión posterior, esta generación viene dada por:

$$g_E(x, \lambda) = \alpha_E F_0(\lambda) \exp[-\alpha_E(\lambda) \cdot (x + W_E)] d\lambda \quad (2)$$

donde:  $F_0(\lambda)$  es la densidad de flujo espectral de fotones incidente en la cara frontal de la célula (fotones por unidad de área, tiempo y longitud de onda) una vez descontadas las pérdidas por reflectividad y factor de sombra, y  $\alpha_E(\lambda)$  es el coeficiente de absorción del material que constituye el emisor (descontando absorciones, como las intrabanda, que no generen pares electrón-hueco). Por otro lado, la formulación de las Eqs. (1) en términos de exceso de portadores minoritarios, sin distinguir si se trata de electrones o de huecos, permite formular estas ecuaciones con independencia de que la célula sea de tipo pnp ó npn. Aplicando el principio de superposición,  $m_E$  se puede expresar como:

$$m_E = m_{E,D} + m_{E,L} \quad (3)$$

donde  $m_{E,D}$  satisface la ecuación diferencial:

$$D_E \frac{d^2 m_{E,D}}{dx^2} - \frac{m_{E,D}}{\tau_E} = 0 \quad (4a)$$

$$D_E \frac{dm_{E,D}}{dx}(-W_E) = S_E m_{E,D}(-W_E) \quad (4b)$$

$$m_{E,D}(-x_{pE}) = \frac{n_{iE}^2}{N_E} \exp\left(\frac{eV_{EB}}{kT} - 1\right) \quad (4c)$$

y es por ello denominado “exceso de portadores minoritarios en el emisor en oscuridad” y  $m_{E,L}$  satisfice:

$$D_E \frac{d^2 m_{E,L}}{d^2 x} - \frac{m_{E,L}}{\tau_E} = -g_E(x, \lambda) \quad (5a)$$

$$D_E \frac{dm_{E,L}}{dx} (-W_E) = S_E m_{E,L} (-W_E) \quad (5b)$$

$$m_{E,L}(-x_{pE}) = 0 \quad (5c)$$

y, es por ello conocido como “exceso de portadores minoritarios en el emisor en iluminación y en cortocircuito”.

Para la región de base planteamos, para el exceso de minoritarios en la base  $m_B$ , una ecuación similar a las Ecs. (1) si bien ahora deberemos tener en cuenta que esta región está comprendida entre dos uniones para formular así que:

$$D_B \frac{d^2 m_B}{d^2 x} - \frac{m_B}{\tau_B} = -g_B(x, \lambda) \quad (6a)$$

$$m_B(x_{nE}) = \frac{n_{iB}^2}{N_B} \exp\left(\frac{eV_{EB}}{kT} - 1\right) \quad (6b)$$

$$m_B(x_{nC}) = \frac{n_{iB}^2}{N_B} \exp\left(\frac{eV_{CB}}{kT} - 1\right) \quad (6c)$$

donde:  $D_B$  es la constante de difusión de los portadores minoritarios de la base;  $\tau_B$  es el tiempo de vida de los portadores minoritarios de la base;  $V_{CB}$  es la tensión directa de polarización de la unión colector–base;  $n_{iB}$  es la concentración intrínseca del semiconductor que constituye la base;  $N_B$  es la concentración neta de impurezas ionizadas en la base y  $g_B(x, \lambda)$  es la generación de pares electrón–hueco producidas en la base en la coordenada  $x$  a consecuencia de la iluminación solar y que, para fotones de longitud de onda  $\lambda$  viene dada por:

$$g_B(x, \lambda) = \alpha_B F_0(\lambda) \exp[-\alpha_E(\lambda) \cdot W_E] \exp[-\alpha_B(\lambda) \cdot x_{nE}] \exp[-\alpha_B(\lambda) \cdot (x - x_{nE})] d\lambda \quad (7)$$

donde  $\alpha_B(\lambda)$  es el coeficiente de absorción del material que constituye la base. El exceso de minoritarios  $m_B$  puede nuevamente descomponerse en dos componentes, correspondiente a los excesos de portadores en oscuridad y de iluminación en cortocircuito, de modo que:

$$m_B = m_{B,D} + m_{B,L} \quad (8)$$

y donde  $m_{B,D}$  y  $m_{B,L}$  satisfacen, respectivamente, las ecuaciones diferenciales:

$$D_B \frac{d^2 m_{B,D}}{d^2 x} - \frac{m_{B,D}}{\tau_B} = 0 \quad (9a)$$

$$m_B(x_{nE}) = \frac{n_{iB}^2}{N_B} \exp\left(\frac{eV_{EB}}{kT} - 1\right) \quad (9b)$$

$$m_B(x_{nC}) = \frac{n_{iB}^2}{N_B} \exp\left(\frac{eV_{CB}}{kT} - 1\right) \quad (9c)$$

y

$$D_B \frac{d^2 m_{B,L}}{d^2 x} - \frac{m_{B,L}}{\tau_B} = -g_B(x, \lambda) \quad (10a)$$

$$m_B(x_{nE}) = 0 \quad (10b)$$

$$m_B(x_{nC}) = 0 \quad (10c)$$

Finalmente, el exceso de portadores minoritarios en el colector,  $m_C$ , se puede calcular a partir de la ecuación diferencial:

$$D_C \frac{d^2 m_C}{d^2 x} - \frac{m_C}{\tau_C} = -g_C(x, \lambda) \quad (11a)$$

$$-D_C \frac{dm_C}{dx} (W_C) = S_C m_C (W_C) \quad (11b)$$

$$m_C(x_{pc}) = \frac{n_{ic}^2}{N_C} \exp\left(\frac{eV_{CB}}{kT} - 1\right) \quad (11c)$$

donde:  $D_C$  es la constante de difusión de los portadores minoritarios en el colector;  $\tau_C$  es el tiempo de vida de los portadores minoritarios en el colector;  $n_{ic}$  es la concentración intrínseca del semiconductor que constituye el colector;  $S_C$  es la velocidad de recombinación superficial en la superficie exterior del colector;  $N_C$  es la concentración neta de impurezas ionizadas en el colector y  $g_C(x, \lambda)$  es la generación de pares electrón–hueco que se generan en el colector a consecuencia de la iluminación solar y que, para fotones de longitud de onda  $\lambda$  viene dada por:

$$g_C(x, \lambda) = \alpha_C F_0(\lambda) \exp[-\alpha_E(\lambda) \cdot W_E] \exp[-\alpha_B(\lambda) \cdot W_B] \times \exp[-\alpha_C(\lambda) \cdot (x_{pc} - W_B)] \exp[-\alpha_C(\lambda) \cdot (x - x_{pc})] d\lambda \quad (12)$$

Como en el caso de las otras regiones,  $m_C$  puede separarse en una componente de oscuridad,  $m_{C,D}$ , y otra de iluminación,  $m_{C,L}$ , tal que:

$$m_C = m_{C,D} + m_{C,L} \quad (13)$$

que satisfacen, respectivamente las siguientes ecuaciones diferenciales:

$$D_C \frac{d^2 m_{C,D}}{dx^2} - \frac{m_{C,D}}{\tau_C} = 0 \quad (14a)$$

$$-D_C \frac{dm_{C,D}}{dx}(W_C) = S_C m_{C,D}(W_C) \quad (14b)$$

$$m_{C,D}(x_{pc}) = \frac{n_{ic}^2}{N_C} \exp\left(\frac{eV_{CB}}{kT} - 1\right) \quad (14c)$$

$$D_C \frac{d^2 m_{C,L}}{dx^2} - \frac{m_{C,L}}{\tau_C} = -g_C(x, \lambda) \quad (15a)$$

$$-D_C \frac{dm_{C,L}}{dx}(W_C) = S_C m_{C,L}(W_C) \quad (15b)$$

$$m_C(x_{pc}) = 0 \quad (15c)$$

Todas las ecuaciones anteriores son ecuaciones diferenciales lineales con coeficientes constantes que, por lo tanto, tienen solución analítica. No obstante, escribir aquí su solución resultaría farragoso e innecesario ya que el código que hemos implementado en Python no las necesita porque utiliza la librería SymPy para resolverlas simbólicamente. Así pues, daremos las soluciones para los excesos de minoritarios  $m_{E,D}$ ,  $m_{E,L}$ ,  $m_{B,D}$ ,  $m_{B,L}$ ,  $m_{C,D}$  y  $m_{C,L}$  por conocidas y expresaremos a continuación, a partir de ellas, la característica corriente–tensión correspondiente a los terminales de emisor y colector. Así, para la corriente de emisor,  $I_E$ , expresada en amperios, si  $A$  corresponde al área de la unión base–emisor, que supondremos igual al área de la unión base–colector, podemos escribir:

$$\frac{I_E}{A} = J_E = J_{EE} + J_{EB} - J_{L,EE} - J_{L,EB} \quad (16a)$$

donde

$$J_{EE} = \pm e D_E \frac{dm_{E,D}}{dx}(-x_{pE}) \quad (17b)$$

$$J_{EB} = \pm e D_B \frac{dm_{B,D}}{dx}(-x_{nE}) \quad (17c)$$

son conocidas normalmente como las componentes de oscuridad. En estas ecuaciones, y en las similares que seguirán, el signo superior (positivo en este caso) debe tomarse para el caso en el que el exceso de portadores minoritarios corresponda a electrones y el signo inferior para al caso en el que corresponda a huecos. Por otro lado (nota:  $d\lambda$  no falta en la siguiente ecuación y similares porque está incluida en la expresión analítica de la derivada del perfil de minoritarios, habiéndose heredado de su inclusión en el término de generación),

$$-J_{L,EE} = \int_{\lambda} \pm e D_E \frac{dm_{E,L}}{dx}(-x_{pE}) \quad (16d)$$

$$-J_{L,EB} = \int_{\lambda} \pm e D_B \frac{dm_{B,L}}{dx}(x_{nE}) \quad (16e)$$

se conocen normalmente como “corrientes fotogeneradas” siendo normalmente expresadas en términos de “eficiencias cuánticas” como:

$$J_{L,EE} = e \int_{\lambda} Q E_E(\lambda) F_0(\lambda) d\lambda \quad (16f)$$

$$J_{L,EB} = e \int_{\lambda} Q E_{BE}(\lambda) F_0(\lambda) d\lambda \quad (16g)$$

siendo

$$Q E_E(\lambda) = \mp D_E \frac{dm_{E,L}}{dx}(-x_{pE}) / (F_0(\lambda) d\lambda) \quad (16h)$$

$$Q E_{BE}(\lambda) = \mp D_B \frac{dm_{B,L}}{dx}(x_{nE}) / (F_0(\lambda) d\lambda) \quad (16i)$$

las eficiencias cuánticas que denominaremos “de emisor” y “de la base en la unión emisor” respectivamente. Por otro lado, de forma similar, para la corriente de colector tenemos que:

$$\frac{I_C}{A} = J_C = J_{CC} + J_{CB} - J_{L,CC} - J_{L,CB} \quad (17a)$$

donde

$$J_{CC} = \pm e D_C \frac{dm_{C,D}}{dx}(x_{pC}) \quad (17b)$$

$$J_{CB} = \pm e D_B \frac{dm_{B,D}}{dx}(x_{nC}) \quad (17c)$$

$$J_{L,CC} = e \int_{\lambda} Q E_C(\lambda) F_0(\lambda) d\lambda \quad (17d)$$

$$J_{L,CB} = e \int_{\lambda} Q E_{BC}(\lambda) F_0(\lambda) d\lambda \quad (17e)$$

siendo

$$Q E_C(\lambda) = \mp D_C \frac{dm_{C,L}}{dx}(x_{pC}) / (F_0(\lambda) d\lambda) \quad (17f)$$

$$Q E_{BE}(\lambda) = \mp D_B \frac{dm_{B,L}}{dx}(x_{nC}) / (F_0(\lambda) d\lambda) \quad (17g)$$

las que denominaremos eficiencia cuántica “de colector” y “de la base en la unión colector” respectivamente. Como el lector habrá notado, las ecuaciones anteriores consideran que en las zonas de carga de espacio no se produce ni generación ni recombinación de pares electrón–hueco.

Finalmente, la corriente de base viene dada simplemente por:

$$I_B = I_E - I_C \quad (18)$$

## REQUISITOS PARA LA UTILIZACION DEL CÓDIGO

Nuestro código permite calcular las corrientes de oscuridad e iluminación anteriores a partir de los datos estructurales de la célula (como espesores de las distintas regiones y dopajes) y parámetros de minoritarios en las distintas regiones que constituye la células (tiempo de vida, constante de difusión, etc. ). El código se ha implementado en “Python 3” (Python 2019) habiendo sido “Jupyter” (Project Jupyter 2017) el entorno en el que hemos programado en este lenguaje. Jupyter nos permite desarrollar el código también en forma de cuaderno abierto (Open Notebook) ofreciéndonos, además, una gran facilidad para documentar nuestro código al permitirnos incluir figuras, ecuaciones,



etc., por lo que una descripción detallada aquí resultaría redundante e innecesaria para el lector no interesado. A su vez, nosotros hemos instalado Python y Jupyter utilizando el entorno “Anaconda” (Anaconda 2018), que favorece el control y coherencia de las distintas subrutinas que pueden utilizarse en Python.

Como avanzamos en la introducción, nuestro código puede descargarse de la plataforma GitHub (Martí et al. 2020). No obstante, conviene aclarar algunos detalles que, a nosotros, como novatos en la utilización de estas herramientas, nos resultó de utilidad conocer. Así, conviene saber que “Git” es un software de control de versiones. Explicaremos en qué consiste la idea de “control de versiones” con un ejemplo. La mayoría de nosotros, cuando creamos una nueva versión de un documento, lo salvamos con un nuevo nombre en nuestro ordenador, algo así como “versión\_01”, “versión\_02”, etc., ya que, por ejemplo, tememos que podamos cambiar de idea y necesitar en el futuro algún fragmento de la versión 01 que habríamos eliminado en la versión 02. La mayoría de las veces, incluso cuando concluimos la versión definitiva, solo los más disciplinados borran las versiones anteriores de sus ordenadores. Procediendo de esta manera, si el documento final ocupa, digamos 10 MB y conservamos 10 versiones anteriores, nuestro ordenador bien podría acabar consumiendo 100 MB de espacio en su unidad de almacenamiento cuando, en realidad, solo necesitaría 10 MB. Una de las cosas realmente inteligentes que hace “Git” es que, cuando salvamos una nueva versión de nuestro archivo, se las ingenia para almacenar solo los cambios reales, de forma transparente para el usuario. Por ejemplo, si cambiamos una sola coma en nuestro documento de 10 MB, salvarlo de nuevo como una nueva versión al modo tradicional, consumirá otros 10 MB, mientras que haciéndolo con el sistema de control de versiones Git, consumirá únicamente unos pocos bytes más ya que Git solo almacena la parte modificada y guarda el control sobre los mismos. La segunda cosa inteligente que hace “Git” es que nos permite una especie de viaje en el tiempo que consiste en permitirnos recuperar nuestro documento tal y como era, por ejemplo, hace dos meses. “Git” (Git 2017) se encuentra disponible tanto para usuarios de GNU-Linux como de Mac y Windows.

“GitHub” (Git 2020) es un sistema de almacenamiento en la nube, que incorpora el control de versiones “Git”, en el que, además, podemos almacenar nuestros códigos y hacerlo disponible para terceros así como facilitar el acceso a nuestros colaboradores. “Github” es gratuito mientras no se colabore con más de 3 personas. Pero colaborar con tantas personas como se desee solo cuesta unos 4 \$ al mes.

“GitHub Desktop” (Desktop GitHub 2017) es un entorno gráfico, de ventanas, para manejar “GitHub” con comodidad. Desgraciadamente solo está disponible para usuarios de Mac y Windows. A pesar de ello, los usuarios de GNU-Linux disponemos de herramientas como “Git Cola” (Git-Cola 2020) para gestionar gráficamente sus ficheros “Git”.

#### CONCLUSIONES RELACIONADAS CON LA UTILIZACION DE “OPEN-NOTEBOOKS”

Con este trabajo, además de proporcionar una herramienta que pudiese facilitar la comprensión del funcionamiento de la 3T-HBTSC a aquellos lectores interesados, también perseguíamos evaluar los factores a favor y en contra respecto a la implementación en código abierto y libre de nuestras herramientas de desarrollo en entornos de tipo “Open Notebook”. Así, hemos aprendido que:

- Abrir nuestro código en un entorno colaborativo como GitHub puede ser un proceso doloroso para principiantes: algunos tendremos miedo de mostrar al mundo nuestras pobres habilidades programadoras. Por otro lado, sentir que cualquiera puede revisar nuestro código nos hace esforzarnos en hacerlo y documentarlo mejor.
- El primer grupo de personas con las que Ud. querrá trabajar y probar son sus colaboradores más cercanos. Para que la colaboración sea efectiva, todos ellos tendrán que aprender las herramientas que hemos descrito en el apartado anterior y es posible que no todos ellos estén motivados para hacerlo o aprecien sus ventajas. La mayoría sentirá la presión de hacer otras cosas más urgentes (y seguramente así es). Esté preparado para dedicarle un tiempo extra: primero aprenda Ud. y luego, enséñeles.
- No es suficiente con adquirir un conocimiento superficial para poderlas utilizar de forma efectiva. Se necesita un nivel avanzado lo que incrementa el tiempo necesario para dominarlas.
- Por ello recomendamos que las herramientas de trabajo colaborativas y las herramientas informáticas necesarias para la implementación de la ciencia abierta se comiencen a enseñar ya a nivel de graduado. Más tarde, cuando los investigadores ya han alcanzado sus hábitos de trabajo, será muy difícil cambiarlos. De forma alternativa o complementaria, se deberían dar cursos intensivos de formación para formar adecuadamente al personal en las habilidades informáticas necesarias.
- Tomar la iniciativa y abrir el código a nivel individual es un paso, pero la iniciativa debería tomarse a nivel institucional con el fin de proporcionar un entorno uniforme en la adopción las plataformas de desarrollo necesarias.
- Para el uso eficiente de plataformas como GitHub se necesita el pago de una cuota mensual. Algunos investigadores se muestran reticentes al pago de esta cuota para iniciar el proceso de abrir colaborativamente su código porque temen que no recuperarán esta cuota de sus Instituciones bajo el argumento de que ha sido

usada para fines personales, o la dificultad de cargar estas cuotas a diferentes proyectos o, simplemente, el excesivo papeleo que es necesario para recuperar esta cuota. Quizá sería recomendable la creación de una Plataforma Europea Abierta, similar a GitHub, que cubra de por vida el desarrollo del código abierto que se desarrolle, al menos en el seno de Proyectos Europeos.

- La dispersión de sistemas operativos (GNU/Linux, Windows, Mac...) añade una complejidad adicional ya que puede que no todas las herramientas necesarias estén desarrolladas para todos los sistemas operativos. Por ejemplo, "GitHub Desktop" solo funciona en Mac y Windows lo que impide que los usuarios de GNU/Linux puedan usarlo, lo cual no deja de ser paradójico, ya que la mayoría de las herramientas para el desarrollo de código abierto, entre ellas Git, parecen haber sido promovidas por desarrolladores de GNU/Linux.
- Abrir su código no implica necesariamente que el "software" necesario para ejecutarlo sea también abierto. Por ejemplo, cuando Ud. crea un documento escrito en Microsoft Word para su libre distribución no significa que Microsoft Word esté disponible en código abierto. Para dar un paso más, el "software" necesario para ejecutarlo también debería ser abierto (por ejemplo, Ud. debería usar LibreOffice en vez de Microsoft Word). Por esta razón hemos elegido Python y Jupyter para nuestro desarrollo. Sin embargo, como hemos dicho, aprenderlas le supondrá un esfuerzo adicional que retrasará el desarrollo de su aplicación si esa es su prioridad.

#### DESCARGO DE RESPONSABILIDAD

En este documento, el género masculino, en frases como "el lector..." se refiere tanto al género femenino como al masculino y, su utilización, en esa frase u otras similares empleadas en este documento, se ha elegido para dar fluidez al texto y en ningún momento con la intención de discriminar por género. Se ha hecho todo lo posible por escribir aquí las ecuaciones libres de errores. No obstante, en caso de conflicto, tienen prevalencia las ecuaciones de nuestro código en GitHub. Este documento contiene extractos de nuestro borrador de "deliverable" *Open Software and Manual for designing novel solar cells*, que será enviado a la Comisión Europea dentro del Proyecto GRECO.

#### AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido posible gracias a los proyectos GRECO (787289 H2020 Grant Agreement), financiado por la Comisión Europea, que garantiza que este trabajo está alineado con la Política Europea de Ciencia Abierta, el Proyecto MADRID-PV2-CM (P2018/EMT-4308) financiado por la Comunidad de Madrid apoyado con fondos FEDER y el Proyecto MULTIPLIER (RTI2018-096937-B-C21) financiado por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades. E.A. está financiada por un contrato Ramón y Cajal del Ministerio de Ciencia Español (RYC-2015-18539). M.H.Z. agradece a la Universidad Politécnica de Madrid la financiación del 'Programa Propio para Ayudas Predoctorales de la UPM'. M.M. agradece la financiación del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades por medio de la beca FPI PRE2019-087894.

#### REFERENCIAS

- Anaconda. 2018. "Anaconda Documentation." <https://docs.anaconda.com/>.
- Desktop GitHub. 2017. "GitHub Desktop | Simple Collaboration from Your Desktop." 2017. <https://desktop.github.com/>.
- Free Software Foundation. 2007. "The GNU General Public License v3.0." 2007. <https://www.gnu.org/licenses/gpl-3.0.en.html>.
- Git-Cola. 2020. "Git Cola: The Highly Caffeinated Git GUI." 2020. <https://git-cola.github.io/>.
- Git. 2017. "Git - Downloads." Git-Scm.Com. 2017. <https://git-scm.com/downloads>.
- Github. 2020. "The World's Leading Software Development Platform · GitHub." Github.Com. 2020. <https://github.com/>.
- Hovel, H.J. 1975. *Solar Cells*. Edited by R. K. Willardson and A. C. Beer. New York: Academic Press.
- Martí, A., and A. Luque. 2015. "Three-Terminal Heterojunction Bipolar Transistor Solar Cell for High-Efficiency Photovoltaic Conversion." *Nature Communications* 6 (April): 6902–6902. <https://doi.org/10.1038/ncomms7902>.

Martí, A, E Antolín, M Zehender, and I Ramiro. 2020. “Modelling the 3T- Heterojunction Bipolar Transistor Solar Cell in GitHub.” [https://Github.Com/Amartiv/3\\_Terminal\\_Transistor\\_Solar\\_Cell](https://Github.Com/Amartiv/3_Terminal_Transistor_Solar_Cell).

Mckelvey, J P. 1966. *Solid State and Semiconductor Physics*. Berkeley: Harper & Row Publishers.

Project Jupyter. 2017. “Project Jupyter | Home.” 2017. <https://jupyter.org/>.

Python. 2019. “Python 3.0 Release | Python.Org.” 2019. <https://www.python.org/download/releases/3.0/>.



**ANÁLISE DA DEGRADAÇÃO EM DUAS INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS, LOCALIZADAS EM PORTO ALEGRE, BRASIL.****Fonseca J.E.F.<sup>\*1</sup>, Oliveira F.S.<sup>\*</sup>, Prieb C.W.M.<sup>\*</sup>, Krenzinger A.<sup>\*</sup>**

<sup>\*</sup> Laboratório de Energia Solar, Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Campus do Vale, Av. Bento Gonçalves, 9500 Porto Alegre RS BRASIL

<sup>1</sup>[ejosefonseca@gmail.com](mailto:ejosefonseca@gmail.com)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1002>

**RESUMO**

Ao mesmo tempo em que o crescimento da energia solar fotovoltaica se expressa atingindo centenas de gigawatts instalados ao redor do mundo, a durabilidade dos módulos pode ser fator chave para manter a viabilidade da tecnologia. Este trabalho descreve o estado de duas instalações fotovoltaicas situadas no LABSOL (Laboratório de Energia Solar da UFRGS). A primeira instalação funciona há quinze anos e a mais recente há três anos. Para realizar esta avaliação aplicam-se algumas técnicas, destacando-se os registros de inspeções visuais, de imagens de eletroluminescência, de análises termográficas e principalmente resultados da caracterização elétrica do comportamento da curva *I-V*, refletindo então a degradação do material que compõe os módulos. Apesar dos danos revelados neste trabalho, pode-se afirmar que os sistemas continuam operando dentro das expectativas. A taxa de degradação da potência para o sistema mais antigo foi de 0,7% ao ano e na instalação de três anos, observou-se mínimo efeito visual da ação do ambiente, resultando taxa de degradação de 0,85% ao ano.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar Fotovoltaica, Curva *I-V*, Degradação

**ABSTRACT**

At the same time that the growth of solar photovoltaic energy is expressed reaching hundreds of gigawatts installed around the world, the reliability of the modules can be a key factor to maintain the viability of the technology. This work describes the state of two photovoltaic installations located at LABSOL (Laboratory of Solar Energy at UFRGS). The first installation has been in operation for fifteen years and the most recent for three years. To carry out this evaluation some techniques are applied such as the records of visual inspections, electroluminescence images, thermographic analyzes and mainly results of the electrical characterization of the behavior of the *I-V* curve, thus revealing the degradation of the modules. Despite the damage revealed in this work, it can be said that the systems continue to operate within expectations. The rate of power degradation for the oldest system was 0.7% per year and in the three-year installation, a minimal visual effect of the action of the environment was observed, resulting in a rate of degradation of 0.85% per year.

**KEYWORDS:** Photovoltaics, *I-V* Curve Testing, Degradation

## INTRODUÇÃO

Dentro do cenário favorável de competitividade da energia solar fotovoltaica no âmbito das energias renováveis, as estimativas de produção de energia devem ser cada vez mais precisas para garantir o retorno dos investimentos. Para avaliação da viabilidade de um empreendimento, no cálculo da energia convertida são consideradas médias históricas de dados meteorológicos do local, as dimensões da instalação e uma taxa de degradação. Taxas de degradação da potência máxima dos módulos cumprem importante papel do ponto de vista financeiro, se determinadas de forma precisa. Ou seja, a viabilidade econômica de uma usina pode ser comprometida por avaliações incorretas deste efeito de degradação. Por isso, estudos de desempenho em condições realísticas de operação permitem avaliações cada vez mais confiáveis. De fato, pela compreensão dos fenômenos e mecanismos de degradação na operação de módulos fotovoltaicos em campo, a confiabilidade pode ser avaliada (Chandel et al., 2015) e eventuais medidas modificando a construção das células e módulos podem aumentar a vida útil dos mesmos. Um entendimento completo da degradação do módulo fotovoltaico é necessário para fazer melhor uso do módulo durante sua vida útil (Huang e Wang, 2018).

Até 2022 a potência de energia fotovoltaica deve atingir o patamar de 1 TW instalado (SPA, 2018). Com isso, a confiabilidade é condição para manter a tecnologia uma opção comercialmente viável. As recomendações (IEC 61215, 2016) sugerem testes, mas existem resultados que são observados somente após a operação em campo. O presente trabalho apresenta os principais sinais da degradação atualmente registrados em duas instalações após períodos de três e quinze anos. As instalações são compostas de módulos fotovoltaicos de silício cristalino e localizam-se em Porto Alegre, Brasil.

Jordan e Kurtz. (2013) indicam que a degradação da potencia encontra-se normalmente no intervalo entre 0,4-0,8%/ano. Esta taxa de degradação varia porque depende de fatores ambientais e da capacidade dos módulos em suportar a ação do ambiente. No período inicial de operação, ocorre pronunciamento de modos específicos como LID (*light induced degradation*) (Ishii e Masuda, 2017). O escurecimento do encapsulante afeta os sistemas durante prazos mais intermediários dentro da expectativa de operação, diminuindo a  $I_{SC}$  (corrente de curto circuito) dos módulos (Pern, 1996). Diversas técnicas podem auxiliar na investigação dos defeitos que ocorrem nos sistemas, como, por exemplo, imagens de eletroluminescência e ensaios de curva *I-V*.

## METODOLOGIA

Para estimar a degradação compara-se a potência nominal inicial com a potência medida após operação. Além do ensaio de curva *I-V* que é capaz de revelar a potência nominal do dispositivo, a Fig.1 indica todos os procedimentos realizados para registrar os diferentes modos de degradação observados. Os módulos avaliados são do modelo YL245P-29b da Yingli Solar, para a instalação de três anos. Para a instalação de quinze anos os módulos são da marca Isofotón, modelo I-100/24.

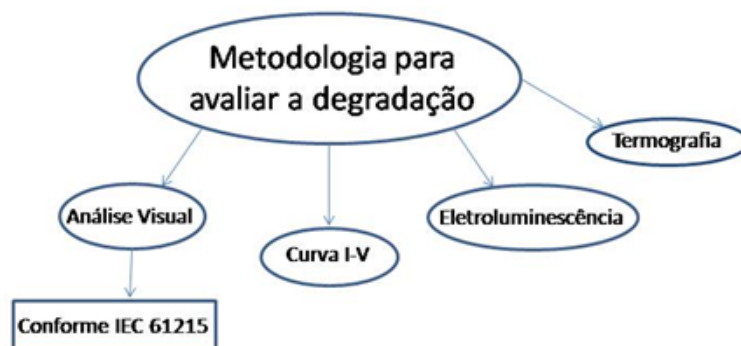


Fig. 1 Metodologia descrevendo testes utilizados na estimativa de degradação dos sistemas.

As curvas *I-V* características de cada módulo foram registradas antes da instalação dos equipamentos. Após o período de operação indicado, as curvas foram obtidas e transladadas para a condição padrão, possibilitando avaliação dos efeitos do ambiente. Realiza-se essa análise com traçadores de curva (PVPM 1000C100, no nosso caso em particular), com simuladores solares do tipo flash, ou tipicamente até utilizando-se de cargas eletrônicas. Apesar de ser um procedimento complementar importante, a análise de células quebradas por imagens de eletroluminescência não foi realizada antes da instalação. Sob este último ensaio mencionado, os módulos devem ser submetidos à polarização

externa (como diodos polarizados diretamente) que promove recombinação dos pares elétron-lacuna resultando na emissão de radiação em pequena intensidade. A corrente de excitação pode ser menor ou igual ao  $I_{sc}$ . A emissão de radiação ocorre no IR próximo, entre os comprimentos de onda de 1000 nm e 1300 nm, portanto exige uma câmera que possua um sensor com adequada resposta espectral nesta faixa. Utilizou-se de uma câmera fotográfica convencional aplicando-se algumas modificações nos filtros para resposta nos comprimentos de onda determinados, conforme é descrito por Figueiredo et al. (2018). Para avaliar efeitos térmicos nas instalações do LABSOL realizaram-se imagens termográficas, também, mencionadas na literatura como capazes de identificar defeitos como descasamento operacional (Sánchez-Friera et al., 2011), hot-spots (García et al., 2013) e PID (Martínez-Moreno et al., 2013). Complementarmente, a termografia em campo foi utilizada para observação da dispersão de temperatura nos módulos, demonstrando a estimativa uniforme da temperatura de operação. A câmera utilizada para inspeção foi o equipamento THERMOCOM V52 com software para pós-processamento, análise e relatórios. A inspeção visual é uma ferramenta para identificar diferentes modos de degradação dos módulos. É muito importante efetuar o registro dos defeitos encontrados, mesmo que afetem minimamente, ou ainda não afetem o comportamento de operação dos módulos.

A Fig.2 mostra as instalações em questão, à esquerda apresentam-se 5 módulos YL245P-29b, instalados sobre uma estrutura de alumínio. À direita 48 módulos Isofotón, modelo I-100/24, instalados na fachada norte do prédio do laboratório.



Fig. 2 Sistemas testados para estimativa de degradação.

### RESULTADOS E DISCUSSÃO

A análise visual revela importantes diferenças entre a ação do tempo no estado das duas instalações. A Fig.3 apresenta uma visão geral das células dos módulos dos sistemas estudados. O escurecimento é um fenômeno que afeta os módulos fotovoltaicos a partir do período determinado de operação, tipicamente após a primeira década de exposição. Esse escurecimento diminui a quantidade de radiação solar que atinge as células, diminuindo a corrente, e assim, a energia produzida. Outro importante efeito pronunciado após 15 anos de operação foi a presença de delaminações do tipo *milky pattern*, identificadas nos contatos elétricos.



Fig. 3 À esquerda os módulos YL245P-29b após três anos e à direita módulos I-100/24 após 15 anos.

Na Fig.4 são mostradas as imagens de eletroluminescência registradas aplicando-se polarização sob corrente na ordem da  $I_{SC}$ . A partir da análise é possível observar que não há células quebradas ou maiores efeitos observados em ambos módulos. Na Fig.5 apresenta-se o resultado da inspeção termográfica das duas instalações. Dada a distribuição homogênea de temperaturas observada nos módulos, o fato de medir a temperatura em um único ponto do módulo não implicou em erros significativos na sua caracterização elétrica. Devido às baixas tensões de trabalho nos arranjos, não se cogitou a existência de PID, que também poderia se manifestar através de tendência não uniforme na temperatura de operação.

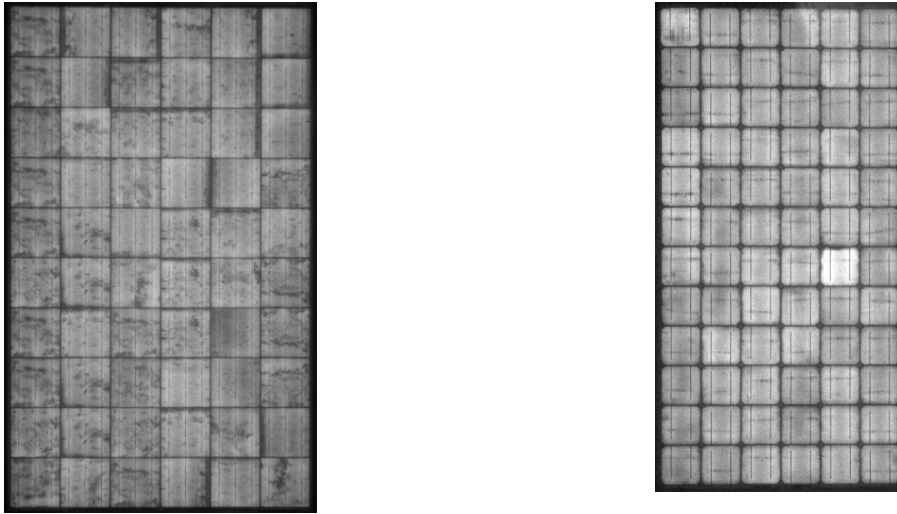


Fig. 4 Imagens de eletroluminescência de módulos dos sistemas estudados: à esquerda os módulos YL245P-29b; à direita os módulos I-100/24.

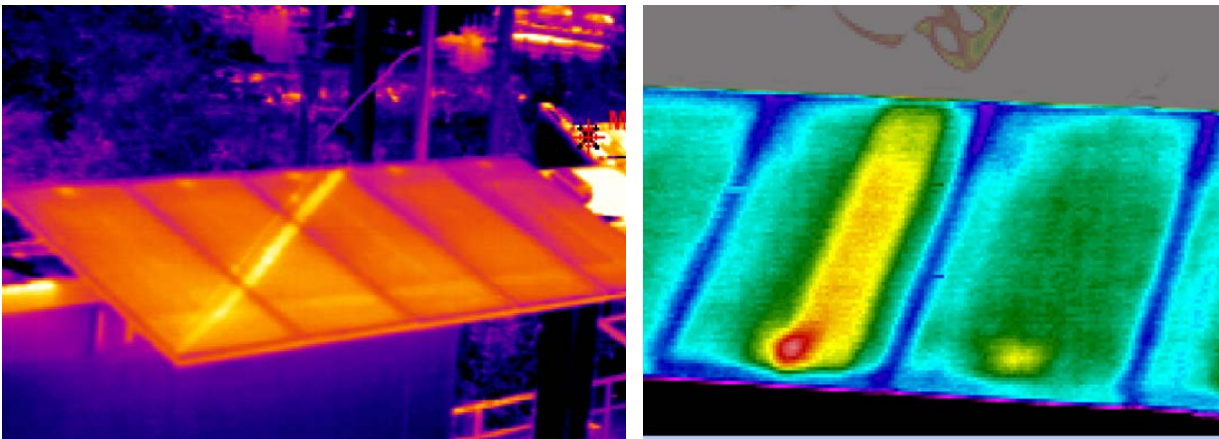


Fig. 5 Registro de imagem termográfica: à esquerda os módulos YL245P-29b; à direita módulos I-100/24.

Como observado pelo padrão amarelo e vermelho na Fig. 5, uma série de células nos módulos Isofotón I-100/24 apresenta-se com a temperatura superior em relação às outras. Por isso, esse módulo foi separado para maiores análises, que prontamente serão descritos mais detalhadamente, somando-se a outras técnicas de avaliação.

Para complementar a metodologia de análise, realizou-se a caracterização de curva  $I-V$  em todos os módulos da população, para assim estabelecer valores de degradação média da potência. É importante ressaltar que todos os parâmetros da curva podem ser afetados pela degradação e podem indicar diferentes tipos de degradação. O escurecimento reduz a corrente como consequência de atenuar o efeito da radiação. Alterações nos valores de resistência série e paralela podem estar relacionados a diferentes fenômenos de degradação como PID e pontos quentes. Por isso, a análise do comportamento curva  $I-V$  é a ferramenta mais importante para estimar a capacidade de operação dos módulos do sistema.

Na Fig. 6, apresentam-se as curvas  $I-V$  de dois módulos na condição padrão, tomadas como representativas sobre cada amostra de conjunto de módulos. Na representação as curvas em azul indicam valores antes da instalação e registradas em vermelho ilustram depois do período de exposição em campo. Complementarmente na Fig. 6 indicam-se os valores nominais dos principais parâmetros de operação dos módulos.



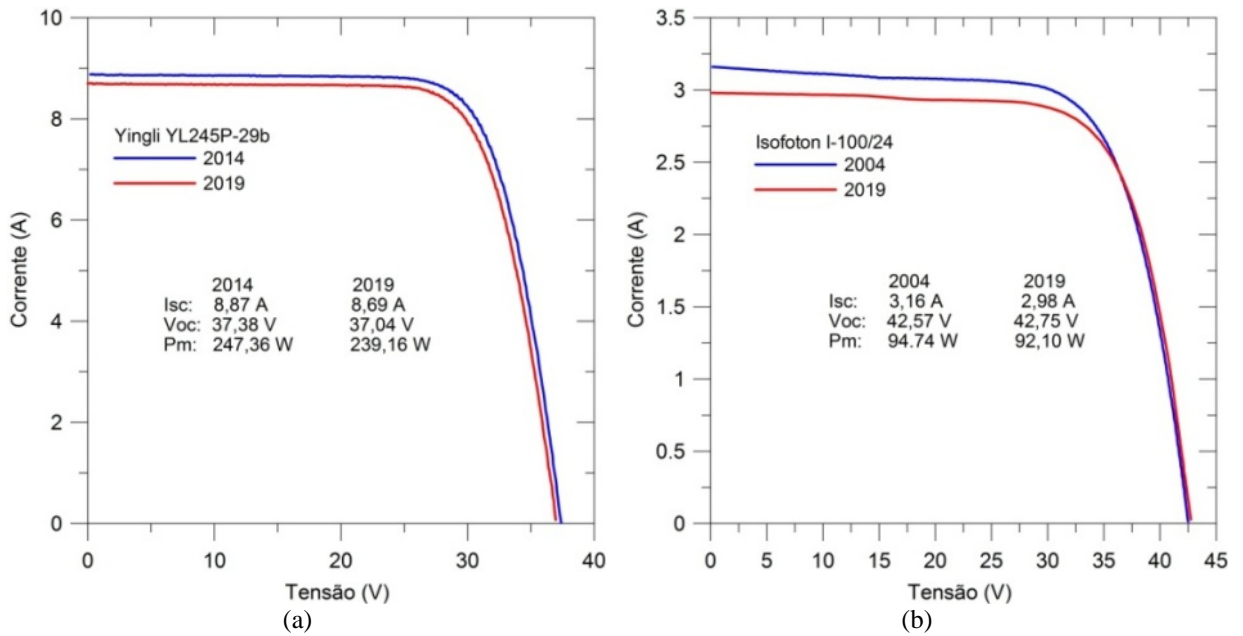


Fig. 6 Curvas I-V, antes e após a instalação, de um módulo de cada sistema sendo em (a) o modelo YL245P-29b e em (b) o modelo I-100/24.

Constata-se então que a influência da degradação, mesmo que mínima, deve afetar a curva do módulo durante sua vida. Quanto maior for o tempo de exposição, maior a interferência na curva. Mesmo para curtos espaços de tempo essa modificação pode ser observada. Quanto maior o tempo de operação maior a probabilidade de ocorrer efeitos que causem maior degradação no equipamento.

De posse de todas as informações é possível inferir e tecer comentários sobre importantes resultados observados. Na Fig. 7 (a), a curva I-V do módulo previamente identificado demonstra que a tensão de operação diminuiu um terço em relação a originalmente medida. A parte revelada como aquecida na Fig. 5 encontra-se inativa. Isto se deve pela desconexão elétrica de um subconjunto de células causada pela exposição ao ambiente. Na Fig. 7 (b), a imagem eletroluminescente obtida ajuda a ilustrar o fenômeno, mas só foi possível obter curto-circuitando-se o diodo de derivação. Ainda na Fig. 7 (b) observamos ao topo do módulo uma célula trincada.

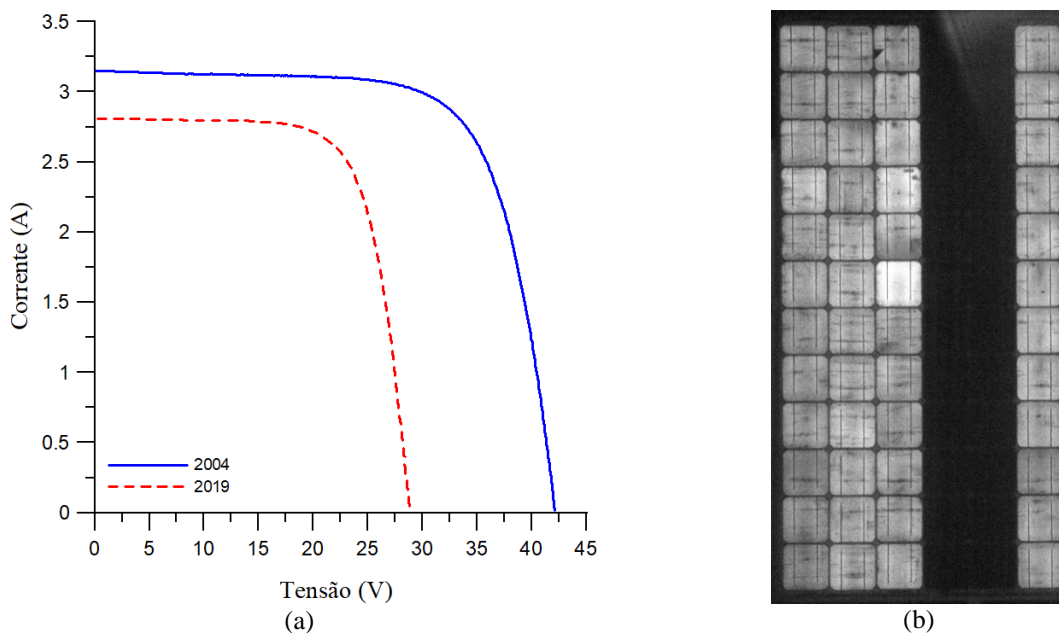


Fig. 7 (a) Curvas I-V, antes e após a instalação de um módulo do sistema de 15 anos apresentadndo defeitos. (a) Imagem de eletroluminescência do módulo.

## COMENTÁRIOS FINAIS

Os principais defeitos generalizados na instalação de 15 anos foram o *browning* (processo de escurecimento do encapsulante) e as delaminações do tipo *milky pattern*. Em um destes módulos foi observado uma série de células desconectadas. Adicionalmente, a técnica de eletroluminescência revelou células quebradas. Apesar disso, é possível indicar que o sistema ainda continua dentro das expectativas de operação. A avaliação elétrica demonstrou que o sistema tem 90,5% da potência originalmente instalada, com taxa média de degradação de 0,7% ao ano. Na instalação de três anos, não se demonstrou efeito visual da ação do ambiente, possuindo 97% da potência instalada. A degradação foi de 0,85% ao ano.

## AGRADECIMIENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior Brasil (CAPES) Código de Financiamento 001, e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, CNPq.

## REFERÊNCIAS

- Chandel S.S., Nagaraju N. M., Sharma V. and Chandel R. 2015. Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water pumping system in western Himalayan region of India. *Renewable Energy* 78, 193–202.
- Figueiredo G., Almeida M. P., Manito A. and Zilles, R. 2018. Alternativa de baixo custo para imagens em eletroluminescência de módulos fotovoltaicos. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar 2018.
- García M., Marroyo L., Lorenzo E.; Marco J. and Pérez M. 2013. Observed degradation in photovoltaic plants affected by hot-spots. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 22, 1292–1301.
- Huang C., Wang L. 2018. Simulation study on the degradation process of photovoltaic modules. *Energy Conversion and Management* 165, 236-243.
- International Electrotechnical Commission - IEC. IEC 61215-1-1:Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules 2016.
- Ishii T. and Masuda A. 2017. Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 25, 953–967.
- Jordan D.C. and Kurtz S.R. 2013 Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 21, 12–29.
- Martinez-Moreno F., Lorenzo E., Muñoz J., Parra R. and Espino T. 2013. On Site Tests for the Detection of Potential Induced Degradation in Modules. In: 28TH European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.
- Pern F. 1996. Factors that affect the EVA encapsulant discoloration rate upon accelerated exposure. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 41- 42, 587–615.
- Sánchez-Friera P., Piliouguine M., Pelaez J., Carretero J. and Sidrach de Cardona M. 2011. Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 19, 658–666.
- Solar Power Europe. Global Market Outlook For Solar Power 2018 - 2022. 2018.

## OPTIMIZACIÓN DEL DESARROLLO DE LA ENERGÍA TERMOSOLAR EN ESPAÑA EN EL CONTEXTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

**Blanco J.\*; Bonilla, J.\*; Zarza, E.\*; Alarcón D.C.\***

\* CIEMAT-Plataforma Solar de Almería, Carretera de Senes s/n, 04200 Tabernas (Almería), España,  
[julian.blanco@psa.es](mailto:julian.blanco@psa.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1003>

### RESUMEN

Este artículo presenta un resumen de los resultados obtenidos al estudiar cuál debe ser la evolución del mix eléctrico en España durante los próximos 30 años si se desea cumplir con determinados escenarios de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en relación a las del año 1990. El estudio se ha realizado usando un algoritmo genético con optimización multiobjetivo. Se han considerado dos escenarios de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>: 1) escenario moderado del 40% (2030), 60% (2040) y 80% (2050); 2) escenario agresivo del 50% (2030), 75% (2040) y 100% (2050). Los resultados mostrados en este artículo indican que el escenario moderado es factible, sin que ello conlleve altos costes de la electricidad o excesivos vertidos. Una reducción del 80% en las emisiones de CO<sub>2</sub> en el año 2050 requerirá un mix eléctrico renovable en un 86.34% y conllevará un coste aproximado de la electricidad de 47,4 €/MWh. Pero si se desea cumplir el escenario agresivo (mercado eléctrico sin emisiones de CO<sub>2</sub> en 2050) el mix eléctrico necesario supondría un coste de 62,9 €/MWh para la electricidad suministrada a la red y unos vertidos de 222,38 TWh frente a una demanda total de 316,55 TWh, lo que supone un excesivo porcentaje de vertidos. Los resultados obtenidos también han mostrado que la única forma de poder obtener un mix eléctrico 100% renovable en 2050 sin unos excesivos vertidos sería disponer de tecnologías competitivas de almacenamiento y gestión a gran escala de la electricidad excedente, porque esto permitiría reducir de forma muy importante la potencia instalada de fotovoltaica, eólica y termosolar, consiguiéndose menores costes de la electricidad y menores vertidos.

**PALABRAS CLAVE:** emisiones de CO<sub>2</sub>, algoritmo genético, optimización multiobjetivo, mix eléctrico

### ABSTRACT

This paper shows a summary of the results obtained when analysing how the Spanish electricity mix must evolve during next 30 years to fulfil two different scenarios of CO<sub>2</sub> emissions reduction in comparison with those in 1990. A multi-objective genetic algorithm has been used to perform the study. Two different scenarios have been analysed: 1) moderate trend of 40% (2030), 60% (2040) y 80% (2050) reduction; 2) aggressive trend of 50% (2030), 75% (2040) and 100% (2050). Results given in this paper show that the moderate trend is feasible regarding both the electricity cost and the curtailments. A reduction of 80% in 2050 would require an 86.34% renewable electricity market with an electricity cost of 47,4 €/MWh. On the other hand, for the fulfilment of the aggressive trend (no CO<sub>2</sub> emissions in 2050) the electricity cost and the curtailments would be 62,9 €/MWh and 222,38 TWh, respectively, with a total electricity demand of only 316,55 TWh. This level of curtailments is clearly excessive. The obtained results have also shown that the only way to achieve a 100% renewable electricity market in Spain in 2050 without excessive curtailments would be the use of cost-effective electricity storage technologies because they would allow a significant reduction of the required installed power of photovoltaic, wind and solar thermal electricity plants, while reducing the electricity cost and the curtailments simultaneously

**KEYWORDS:** CO<sub>2</sub> emissions, genetic algorithm, multi-objective optimization, electricity mix

### INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIÓN

En el actual contexto europeo de transición energética hacia modelos fuertemente descarbonizados o con ausencia total de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), resulta evidente que las energías renovables están llamadas a jugar un papel altamente relevante en todo el proceso. En el caso concreto de España, hay ya una gran cantidad de estudios (Linares, 2018; Sanchez-Duran, 2019; Gomez-Calvet, 2019) analizando los diversos escenarios en los que el sistema eléctrico de generación se podría encontrar, en función de los criterios y objetivos que políticamente se pudieran decidir. Sin embargo, en ninguno de dichos estudios se realiza un análisis de optimización de los posibles mix de generación que permitan minimizar los costes de producción hacia el consumidor a la vez que garantizar en todo momento el suministro y alcanzar los niveles de descarbonización que políticamente se vayan definiendo. El Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC, MITECO, 2020) enviado por España a la Comisión Europea plantea para el 2030 unos objetivos que parecen ambiciosos (74% de energía renovable en la generación eléctrica) pero que

dejan abierta multitud de incógnitas sobre cómo se va a lograr en el 2050 el objetivo de reducción al 90% de generación de GEI respecto del nivel de 1990, dado que esa reducción para el 2030 será de sólo el 21%. El sector energético español es el origen del 75% del total nacional de emisiones de GEI y las dificultades para progresar en esa reducción a partir de los niveles del 70-80% son realmente notables debido a que los costes más bajos de generación serán los de la eólica o solar fotovoltaica (PV), que no son gestionables, por lo que un determinado nivel de potencia base de respaldo siempre va a ser obviamente necesaria (Denholm, 2012). Algunos estudios ya indican que, en el caso de la generación eólica, el incremento de la misma reemplaza sólo una pequeña cantidad equivalente de generación de potencia firme si se quiere garantizar el cubrir la demanda en todo momento (Mendes, 2014; Strbac, 2007).

Existe además la necesidad de una generación síncrona mínima para poder garantizar que los niveles de inercia del sistema se encuentren siempre por encima de los valores críticos y, por lo tanto, proporcionar la necesaria estabilidad de la red. Los avances indudables en electrónica y en los convertidores han reducido y reducirán dichos niveles críticos, pero la eventual desaparición total de la generación síncrona de la red (posibilidad real en el caso de España con la eliminación progresiva de la generación nuclear y de ciclos combinados) es todavía desconocida (Johnson, 2020). El PNIIEC cifra la generación síncrona mínima en la España peninsular para 2030 en 5 centrales nucleares más 5 centrales térmicas de ciclo combinado. Esta necesidad tanto de potencia de respaldo como de generación síncrona es una clara oportunidad para el desarrollo de la energía termosolar en España. Algunos estudios, sin embargo, no consideran la energía solar de concentración como una opción factible, llegando a la conclusión de que se debe mantener la generación nuclear como única solución para alcanzar grados elevados de descarbonización en el mix nacional de generación (Amores, 2018).

En el año 2019, con respecto a los valores de 2018, cabe destacar la reducción en un 66% de la contribución de las centrales de carbón (12.672 GWh), largamente compensada con el incremento del 83,9% de la producción de las centrales de ciclo combinado (55.239 GWh). A pesar de este notable incremento, esta producción supone solamente el 25% de la capacidad de producción de las 26 centrales de ciclo combinado existentes en España (muchas de ellas con varios grupos), con una potencia nominal instalada de 25.287,5 MW. Resulta por lo tanto evidente que el cierre progresivo, primero de las centrales de carbón y posteriormente de las 7 centrales nucleares operativas actualmente, va a generar un hueco de producción importante que va a ir siendo ocupado por las centrales de ciclo combinado. Sin embargo, la consecución de los objetivos de descarbonización, definidos a nivel europeo, supondrá una importante condición de contorno adicional que va a limitar primero y obligar a reducir después la contribución del gas al total de la producción eléctrica en España.

La optimización de mix energéticos ha sido abordada utilizando distintas estrategias y modelos, persiguiendo en todos los casos el poder garantizar la seguridad de suministro, la estabilidad de la red y un desarrollo sostenible (Shiwei, 2019). El presente análisis se corresponde con un modelo de optimización multiobjetivo, que se basa en obtener los parámetros que definen el peso de las diferentes tecnologías que simultáneamente optimizan varios objetivos como la viabilidad económica, la protección ambiental, la aceptación social, etc. (Moura, 2010; Luz, 2018). Estos modelos se focalizan en optimizar el mix completo de generación, pero sin tener normalmente en cuenta, como ejemplo, la incertidumbre que conlleva la generación con energías renovables. En el presente caso se ha considerado el histórico de generación y demanda de electricidad en España en el año 2018 y se ha utilizado dicho año como referencia base en todos los años considerados en el estudio.

## HERRAMIENTA DE OPTIMIZACIÓN MULTI OBJETIVO DESARROLLADA

La optimización se lleva a cabo aplicando inteligencia artificial, en concreto algoritmos genéticos. La optimización estima la potencia óptima a instalar para plantas PV ( $P_{pv}$ ), eólicas ( $P_{wind}$ ) y CSP ( $P_{csp}$ ) que al menos cubre la demanda (demanda) y minimiza los vertidos (vertidos) al menor coste posible (coste), con la restricción de no sobrepasar las máximas emisiones equivalentes de  $CO_2$  permitidas (emisiones). Las siguientes tres subsecciones describen el algoritmo genético, la evaluación de cada mix para calcular la potencia generada, los vertidos, el coste de la electricidad y las emisiones equivalentes de  $CO_2$  junto a la herramienta software de optimización desarrollada.

### Inteligencia Artificial: Algoritmos Genéticos Multiobjetivo

Los algoritmos genéticos se inspiran en operadores biológicos como cruce, selección y mutación basados en conceptos desarrollados en la teoría de la evolución de Darwin. En un algoritmo genético la población de soluciones candidatas (llamadas individuos) evolucionan a mejores soluciones. Cada solución candidata tiene una serie de características, llamadas genoma, cromosomas o genotipo ( $P_{pv}$ ,  $P_{wind}$ ,  $P_{csp}$ ). La evolución es un proceso iterativo y normalmente parte de una población con individuos generados de forma aleatoria. La población en cada iteración es conocida como generación. La bondad de cada individuo es evaluada en cada generación y viene determinada por las funciones objetivo (vertidos y coste). Algunas de las soluciones encontradas pueden ser descartadas debido a restricciones (satisfacer la demanda y máximas emisiones de  $CO_2$ ). Los problemas de optimización multiobjetivo tratan con objetivos enfrentados, ya que normalmente cuando un objetivo mejora, el otro o los otros empeoran y viceversa. Esto da lugar a que no haya una única solución óptima. Se dice que una solución domina a otra cuando al menos es mejor en una función objetivo. El conjunto de soluciones no dominadas está compuesto por aquellas

soluciones que no están dominadas por ningún miembro de la población, este conjunto de soluciones óptimas se distribuye en el llamado frente de Pareto. En cada iteración, las mejores soluciones no dominadas de la población actual son seleccionadas, otras soluciones pueden ser también seleccionadas para mantener la diversidad y evitar óptimos locales. El genoma de cada individuo es modificado aplicando cruce y mutación aleatoria con una determinada probabilidad para formar una nueva generación. Esta nueva generación conforma la población de la siguiente iteración del algoritmo.

Comúnmente el algoritmo finaliza cuando un número máximo de generaciones es alcanzado o cuando la bondad de las soluciones alcanzada un determinado límite. En este trabajo se ha utilizado el algoritmo genético conocido como Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA-II) (Deb, 2002).

Evaluación del Mix Eléctrico

Cada individuo ( $P_{pv}$ ,  $P_{wind}$ ,  $P_{csp}$ ) en la población representa un mix eléctrico y debe de ser evaluado para determinar si es viable (cubrir la demanda y máximas emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub>) y evaluar su bondad con las funciones objetivo (vertidos y coste). La demanda viene determinada a nivel horario para el año completo en función de los datos históricos y el incremento anual estimado. Los siguientes tres pasos se aplican para cada hora del año evaluado.

1. La energía horaria generada por plantas hidráulicas, nuclear, cogeneración, residuos, sistemas no peninsulares (SNP), actuales PV, actuales eólica y actuales CSP se suma. Adicionalmente, la energía generada por las nuevas plantas PV y eólica también se suma. La energía proveniente de las nuevas plantas CSP es almacenada tanto como sea posible, y la energía excedente se suma a la generación horaria.
2. Si no se satisface la demanda horaria actual, se utiliza energía almacenada en turbinación por bombeo, baterías y CSP en este orden. Si la demanda sigue sin ser cubierta, se utilizan ciclos combinados e importación a la máxima capacidad. Si finalmente no se cubre la demanda, la solución es marcada como no factible y descartada sin llevar a cabo más cálculos.
3. Si la demanda se cubre, pero hay vertidos, los provenientes de PV y eólica son almacenadas en turbinación por bombeo y baterías en ese orden, si hay almacenamiento disponible. Si todavía hay vertidos, estos son exportados hasta la máxima capacidad. Los vertidos restantes son contabilizados en la hora actual.
4. Si la solución es factible, los vertidos y emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes horarias son acumulados a los totales, el proceso se repite para la siguiente hora hasta alcanzar la última hora del año evaluado.

El siguiente paso consiste en evaluar si las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes acumuladas están en el rango permitido. Si no es así, la solución es marcada como no factible y descartada. Si la solución es válida, se clasifica en función de los vertidos acumulados y el coste medio anual de generación de electricidad que se ha calculado considerando la generación horaria de cada fuente energética determinada por los pasos anteriormente descritos y el coste de generación de cada fuente energética. Los costes de generación que se han considerado para las distintas tecnologías son los indicados en la Tabla 1 (Cole, 2020; Coestera, 2018; Milstein, 2011; Lopes Afonso, 2019). Dichos costes son valores medios y que se han considerado constantes durante el periodo 2030 a 2050.

Tabla 1. Costes medios de generación estimados para las distintas tecnologías del mix y para el periodo 2030-2050

Tecnología	Coste (c€/kWh)	Tecnología	Coste (c€/kWh)
Fotovoltaica	3,5	Ciclo combinado	7,4
Eólica	4,0	Nuclear	4,0
Termosolar	9,0	Fuel / gas	5,0
Hidráulica	2,0	Cogeneración	7,0
Otras renovables	6,0	Residuos (renovables y no renovables)	8,0
Turbinación por bombeo	4,5	Importación	6,0
Almacenamiento en baterías	15,0	Exportación	4,0

Si para una determinada fuente energética el número mínimo de horas equivalentes no es alcanzado, entonces la Ecuación 1 es utilizada para calcular el coste ajustado de la electricidad, donde *power* es la potencia instalada (MW), *h<sub>min</sub>* es el número mínimo de horas equivalentes (h), *cost* es el coste nominal dado en la Tabla 1 (€/MWh) y *energy* es la electricidad generada (MWh). La Ecuación 2 calcula *h<sub>min</sub>*, donde *energy<sub>nominal</sub>* es la electricidad nominal para alcanzar el mínimo número de horas equivalentes. Si la fuente energética evaluada genera vertidos, el coste anteriormente calculado es ajustado mediante la Ecuación 3, donde *curtailments* son los vertidos generados.

$$\frac{power \cdot h_{min} \cdot cost}{energy}$$

Ecuación 1. Coste ajustado de la electricidad en función de las horas equivalentes

$$\frac{energy_{nominal}}{power}$$

Ecuación 2. Mínimo número de horas equivalentes, *h<sub>min</sub>*

$$\frac{(energy + curtailments) \cdot cost}{energy}$$

Ecuación 3. Coste ajustado de la electricidad en función de los vertidos

### Herramienta Software de Optimización

La herramienta software desarrollada ha sido implementada con el lenguaje de programación Python y haciendo uso de distintas librerías. La herramienta descarga los datos históricos del servidor de Red Eléctrica de España – Sistema de Información del Operador del Sistema (REE-ESIOS), realiza las tareas de optimización mediante el uso de algoritmos genéticos (Fortin, 2011) y genera una web con los resultados obtenidos. La herramienta de optimización puede ser usada en computadores convencionales, sin embargo, en este trabajo las optimizaciones se han sido llevadas a cabo en un supercomputador de la infraestructura CETA-CIEMAT para reducir el tiempo de cómputo con la disponibilidad de hasta 20 núcleos por CPU para paralelizar la optimización y evaluación de las distintas soluciones.

### CRITERIOS ADOPTADOS

El estudio abordado determina cuál es el mix eléctrico en España, en los años 2030, 2040 y 2050 que minimiza tanto el coste medio de generación como los excedentes de energías no gestionables y, simultáneamente, se reducen las emisiones de CO<sub>2</sub> según los dos escenarios que se indican a continuación:

- Escenario 1 (moderado): reducciones del 40%, 60% y 80% de emisiones totales de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico, con respecto al nivel de emisiones de 1990, respectivamente en los años 2030, 2040 y 2050.
- Escenario 2 (agresivo): reducciones del 50%, 75% y 100% de emisiones totales de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico, con respecto al nivel de emisiones de 1990, respectivamente en los años 2030, 2040 y 2050.

El escenario que plantea el PNIEC es el de alcanzar en el 2050 una reducción del 90% en dichas emisiones (valor intermedio a los considerados aquí) y el valor de referencia de 1990 para las emisiones del sector eléctrico es de 64,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (Ministerio de Medio Ambiente, 2010). El valor de dichas emisiones en 2019 fue de 49,6 millones. El actual mix de generación eléctrica en España se encuentra ya altamente diversificado, con una potencia total instalada en 2019 de 108,6 GW, siendo las tecnologías de ciclo combinado, nuclear y eólica las que produjeron la mayoría de la electricidad consumida en ese año (63% del total). En los últimos años, el cierre progresivo de las centrales de carbón está siendo reemplazado por las centrales de ciclo combinado, fuertemente infrautilizadas en los últimos años y aún muy por debajo de su capacidad nominal (menos del 30% de su contribución potencial al sistema eléctrico en 2019 y por debajo del 20% en los 5 años anteriores). Este parque de centrales se encuentra, en su gran mayoría, aún muy lejos de finalizar su vida útil, por lo que, desde un punto de vista tanto económico como medioambiental, tiene todo el sentido que los ciclos combinados reemplacen todo el hueco que está, y va a seguir dejando, el abandono del carbón en España en el sistema de producción eléctrica y, por lo tanto, el primer criterio considerado es el del reemplazo total del carbón por los ciclos combinados, considerándose que en el año 2030 ya no existirá generación alguna basada en el carbón (PNIEC, MITECO, 2020).

La segunda hipótesis de trabajo considerada es el cierre, también anunciado, del parque nuclear español. España cuenta con 7 centrales nucleares con una potencia total instalada de 7,4 GW, estando previsto, entre el 2017 y el 2030, el cierre de las centrales de Almaraz I y II y Ascó I y II (potencia nominal total: 4.153,6 MW). Posteriormente, entre el 2033 y el 2035, está previsto el cierre de las centrales de Cofrentes, Vandellós II y Trillo (3.245,1 MW de potencia nominal conjunta). El hueco que van a ir dejando estas centrales se reemplaza en una primera instancia también por los ciclos combinados, pero sólo hasta el límite de las emisiones definidas en los escenarios y trayectorias de descarbonización que se quieren analizar. Para el cálculo de emisiones de las diferentes tecnologías de generación se han usado los valores indicados por REE para el año 2019.

Un elemento fundamental de cualquier sistema eléctrico del futuro, y cuya importancia será mayor cuanto más avancen los procesos de descarbonización, es la capacidad de almacenamiento de los excedentes procedentes de la generación renovable no gestionable, fundamentalmente eólica y fotovoltaica que, al ser las de menor coste actual, van obviamente a ser los principales vectores de crecimiento en la generación energética. En España el principal elemento de almacenamiento actual es el bombeo hidráulico reversible, cuya potencia instalada actual es de 3,3 GW que, según el PNIEC, aumentará hasta los 6,8 GW de potencia para 2030. Para el presente estudio se han asumido dichos 6,8 GW existentes en el 2030, con incrementos posteriores a 8GW en 2040 y 10 GW in 2050, considerando el potencial existente en España [proyectos de Mont Negre (3300 MW), Girones y Raimats (3400 MW) y Navaleo (552 MW)]. La eficiencia global considerada en la recuperación de energía mediante bombeo ha sido del 76% (Victoria, 2020). Como condición adicional de contorno, para la obtención de la energía hidráulica generada se ha replicado el perfil de los datos históricos disponibles mientras que, para la capacidad de bombeo, por cuestiones tanto medioambientales como de seguridad de suministro de agua, se ha considerado que esta nunca va a poder ser inferior al 30% de la disponibilidad de los embalses.

A pesar de la elevada flexibilidad y eficiencia que proporciona el bombeo al sistema eléctrico español, resulta claro que se deben de buscar tecnologías adicionales de almacenamiento energético dado que, por razones tanto medioambientales como de disponibilidad de ubicaciones factibles, el desarrollo del bombeo hidráulico va a estar limitado, mientras que la demanda y generación seguirán aumentando.

Es por ello que la segunda tecnología de almacenamiento energético considerada han sido las baterías, para las que se ha considerado una potencia instalada de 2,5 GW en 2030, 5 GW en 2040 y 10 GW en 2050. En todos los casos, la duración máxima considerada para el servicio de estas baterías ha sido de 4 horas y con un mínimo de 1000 horas anuales de operación que, en caso de no utilizarse en su totalidad, la diferencia no utilizada se repercute

económicamente sobre el sistema para garantizar así su amortización (al tener un coste superior al resto de tecnologías, el proceso de optimización va a recurrir a este almacenamiento sólo cuando no tenga otra opción).

Y, finalmente, la energía termosolar se considera puede ser el elemento clave que posibilite el proceso de descarbonización del sector energético en España, aportando tanto la potencia síncrona mínima como de base necesarias para el sistema. En España existen en la actualidad un total de 50 plantas termosolares comerciales con una potencia total instalada de 2,3 GW, de las cuales sólo 18 poseen almacenamiento térmico (17 son plantas cilindro-parabólicas de 50 MW con 7,5 horas de almacenamiento y una planta de receptor central de 20 MW con 15 horas de almacenamiento), por lo que el perfil de generación actual de la termosolar es fundamentalmente diurno. Sin embargo, la nueva termosolar que se instale, se considera que deberá de tener un perfil de operación diferente, enfocado primordialmente a la operación nocturna. Es por ello que, para el presente análisis, se ha considerado que todas las nuevas plantas termosolares tendrían 12 horas de almacenamiento, con una eficiencia del mismo del 90%, y con un número anual de horas equivalentes de operación de 2600. En el caso de la tecnología fotovoltaica, las horas anuales equivalentes consideradas son 1600 y 2044 en el caso de la tecnología eólica.

La última de las hipótesis consideradas es que el incremento anual de la demanda de electricidad sería del 0.5% entre los años 2018 a 2030, y del 1.5% anual entre el 2030 y el 2050, principalmente debido al desarrollo del coche eléctrico.

## RESULTADOS

Esta sección presenta un resumen de los resultados obtenidos considerando los dos escenarios previamente descritos. Sin embargo, la optimización proporciona una gran cantidad de información que puede consultarse en la siguiente página web: <http://mixspain.psa.es/>. Como ejemplo, la Figura 1 muestra la demanda, generación eléctrica y energía almacenada a nivel horario desde el 1 al 7 de mayo de 2030.

Al ser una optimización multiobjetivo, la bondad de cada solución viene determinada por dos funciones objetivo: minimizar vertidos y coste medio de generación eléctrica, y por lo tanto no existe una solución óptima única, sino un conjunto de soluciones distribuidas en el llamado Frente de Pareto. Las soluciones presentadas en las siguientes tablas son aquellas que minimizan lo máximo posible los vertidos al mínimo coste. Para la selección de estas soluciones además se ha tenido en cuenta que las potencias instaladas de PV, eólica y CSP deben seguir una progresión a lo largo de los años considerados: 2030, 2040 y 2050.

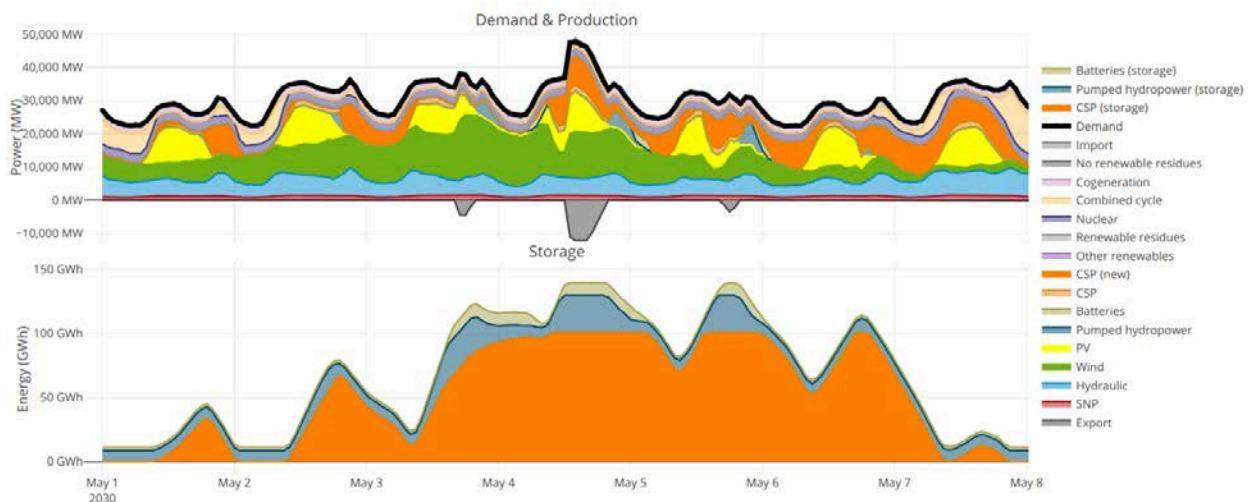


Fig. 1. Gráfico horario de demanda, generación de electricidad y almacenamiento del 1 al 7 de mayo de 2030 para el escenario 1

La Tabla 2 muestra los principales resultados para el escenario 1: potencia instalada PV, eólica, CSP, renovable y total junto con el coste medio, mientras la Tabla 3 muestra la demanda, electricidad generada, importada y exportada junto con los vertidos y emisiones de CO<sub>2</sub>. Las Tablas 4 y 5 presentan los mismos resultados, pero para el escenario 2.

Tabla 2. Resultados escenario 1 (1/2)

Año	Potencia PV (GW)	Potencia eólica (GW)	Potencia CSP (GW)	Potencia total (GW)	Potencia renovable (GW)	Coste medio electricidad (c€/kWh)
2030	17,50	35,39	10,71	127,18	91,01 (71,56 %)	5,76
2040	19,65	60,78	19,85	162,24	131,35 (80,96 %)	5,41
2050	30,36	89,44	24,42	211,12	182,29 (86,34 %)	4,74

Tabla 3. Resultados escenario 1 (2/2)

Año	Demanda (TWh)	Elec. producida (TWh)	Elec. exportada (TWh)	Elec. importada (TWh)	Vertidos (TWh)	Emisiones CO <sub>2</sub> (kt) & porcentaje de reducción <sup>(1)</sup>
2030	286,50	288,04	1,43	0,01	0,12	38.675,52 (40,07 %)
2040	301,15	314,99	10,00	0,14	3,98	25.801,23 (60,02 %)
2050	316,55	370,95	29,79	0,18	24,79	12.904,89 (80,00 %)

Tabla 4. Resultados escenario 2 (1/2)

Año	Potencia PV (GW)	Potencia eólica (GW)	Potencia CSP (GW)	Potencia total (GW)	Potencia renovable (GW)	Coste medio electricidad (c€/kWh)
2030	18,95	52,74	4,59	138,57	103,69 (74,83 %)	5,11
2040	25,92	82,58	17,28	185,68	156,85 (84,47 %)	4,87
2050	67,37	124,29	78,01	307,58	307,58 (100 %)	6,29

Tabla 5. Resultados escenario 2 (2/2)

Año	Demanda (TWh)	Elec. producida (TWh)	Elec. exportada (TWh)	Elec. importada (TWh)	Vertidos (TWh)	Emisiones CO <sub>2</sub> (kt) & porcentaje de reducción <sup>(1)</sup>
2030	286,50	296,02	8,69	0,01	0,84	32.261,86 (50,01 %)
2040	301,15	339,89	24,78	0,10	14,06	16.099,78 (75,05 %)
2050	316,55	608,32	69,39	0,00	222,38	0 (100,00 %)

<sup>(1)</sup> Reducción de emisiones con respecto a 1990

## DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Los mix eléctricos que se han elegido finalmente de los Frentes de Pareto proporcionados por el algoritmo genético utilizado, son los considerados globalmente más razonables, por su buena relación entre el coste de la electricidad generada y cantidad de vertidos, además de conllevar un aumento temporal razonable en la potencia total instalada de fotovoltaica, eólica y termosolar. La Fig. 2 muestra las opciones de mix eléctrico obtenidas para el escenario 1, cubriendo la demanda y sin exceder la capacidad de importación/exportación de las interconexiones internacionales previstas. Los vertidos asociados a esos mix eléctricos se consideran razonables, aunque ya empiezan a ser importantes en el año 2050, (0,12 TWh en 2030, 3,98 TWh en 2040 y 24,79 TWh en 2050) si se comparan con la demanda total anual de electricidad (286,5 TWh en 2030, 301,15 TWh en 2040 y 316,55 TWh en 2050).

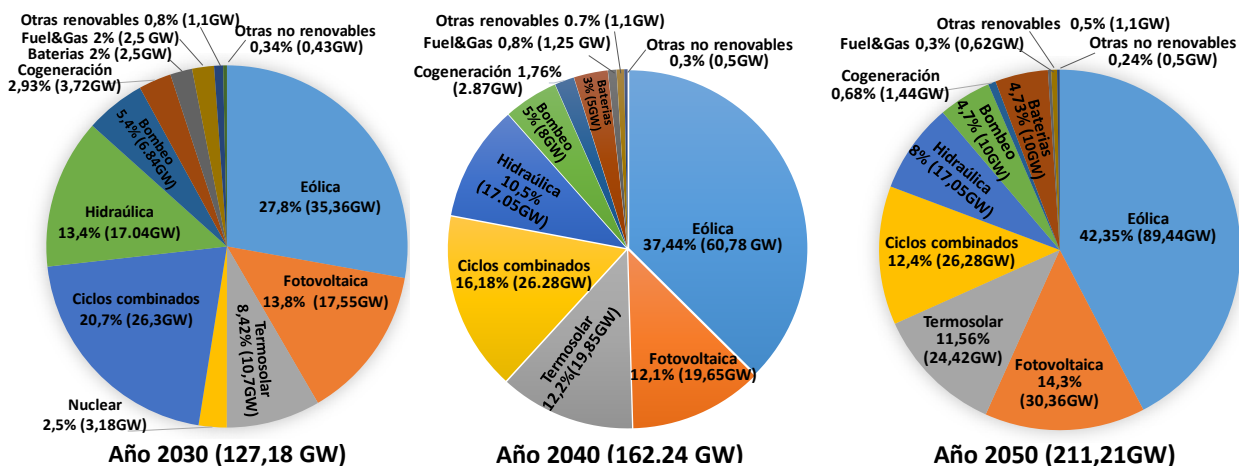


Fig. 2. Mix eléctrico para una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> del 40% (2030), 60% (2040) y 80% (2050).



Por otro lado, la potencia total instalada de fotovoltaica, eólica y termosolar que se requeriría está dentro de los potenciales existentes en España para dichas tecnologías. El aumento de la potencia instalada para cada una de estas tres tecnologías, partiendo de la existente en 2020, parece factible, aunque supondría un esfuerzo de inversión muy importante, al tener que incrementarse entre 2020 y 2050 de 7,85 GW a 30,36 GW en fotovoltaica, de 25,3 GW a 89,44 GW en eólica y de 2,3 a 24,42 GW en termosolar. Ese gran esfuerzo inversor conllevaría una gran creación de empleo en España para el desarrollo de los correspondientes proyectos, con los consiguientes beneficios para la economía local. Pero es posible una escasez de mano de obra cualificada para desarrollar a tiempo todos los proyectos. La tecnología que requeriría un mayor esfuerzo en la década 2020-2030, es la de centrales termosolares, con un incremento en la potencia total instalada de 8,4 GW, lo que supone un aumento porcentual de casi un 400% con respecto a la potencia existente en 2020. En ese mismo periodo le seguirían en aumento porcentual las plantas fotovoltaicas, con un aumento de 10 GW, lo que significa un aumento del 150%. Por su parte, los parques eólicos experimentarían el crecimiento absoluto más importante en las últimas dos décadas consideradas, de 2030 a 2050, con un incremento de 54,05 GW, mientras que entre 2020 y 2030 el incremento sería solo de 10 GW. De este modo, la potencia total instalada en parques eólicos sería cercana al 50% del potencial eólico comercial máximo estimado para España con velocidad media de 6,6 m/s (IDAE, 2011). En esta senda de reducción de emisiones, la generación eléctrica no renovable sería principalmente la de los ciclos combinados, que mantendrían una potencia total instalada de 26.28 GW hasta 2050 y ayudarían a aportar la potencia rodante necesaria para la estabilidad a la red eléctrica. El análisis de los resultados obtenidos para el escenario 2 de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> (50% en 2030, 75% en 2040 y 100% en 2050) pone claramente de manifiesto el gran reto que supone lograr una generación eléctrica totalmente libre de emisiones de CO<sub>2</sub>. En la Fig. 3 se muestra como debería evolucionar el mix eléctrico para lograr estos objetivos de reducción de emisiones. Los perfiles de generación típicos de las plantas fotovoltaicas, eólicas y termosolares obliga a disponer de una altísima potencia eólica instalada en el 2050 para poder asegurar que se satisfaga la demanda durante todo el año sin exceder la capacidad de las conexiones internacionales (11.5 GW), porque la gran gestionabilidad de las centrales termosolares, el bombeo, centrales hidráulicas y los 10 GW de baterías con 4 horas de capacidad no son suficiente para garantizar el suministro de la demanda durante todo el año si no se alcanza dicha potencia eólica. Por este motivo, el mix eléctrico requerido para una generación eléctrica libre de emisiones de CO<sub>2</sub> resulta altamente ineficaz, pues se tendría una potencia total instalada de 307.58 GW para satisfacer una demanda anual de solo 316,55 TWh, lo que conllevaría unos vertidos excesivamente altos (222,38 TWh). A pesar de ello, el coste de la electricidad suministrada a la red no resulta tan alto como podría esperarse (62,9 €/MWh), a pesar de que el modelo utilizado para el estudio garantiza un ingreso anual mínimo para las diversas tecnologías si su número total de horas reales de producción no supera un valor mínimo que garantice una rentabilidad y haga atractiva la inversión en las plantas. El estudio realizado ha puesto de manifiesto el gran reto que supone un mercado eléctrico totalmente libre de emisiones de CO<sub>2</sub> si no se dispone de tecnologías de almacenamiento de larga duración, que posibiliten guardar los excedentes eléctricos durante varias semanas. El almacenamiento en forma de energía térmica de la electricidad excedente, para convertirla posteriormente, cuando se necesite, en electricidad mediante ciclos termodinámicos, o la producción de hidrógeno mediante plantas electrolizadoras de alta potencia y eficiencia, pueden ser dos soluciones que permitan tener un mix eléctrico más eficiente, libre de emisiones de CO<sub>2</sub> y con menos vertidos. Los datos obtenidos del estudio realizado han mostrado que lograr el objetivo de un mercado eléctrico totalmente descarbonizado parece poco factible mientras no se disponga de las tecnologías de gestión de excedentes y almacenamiento requeridas, a menos que se esté dispuesto a aumentar mucho el precio de la electricidad y a tener un parque eléctrico muy sobredimensionado.

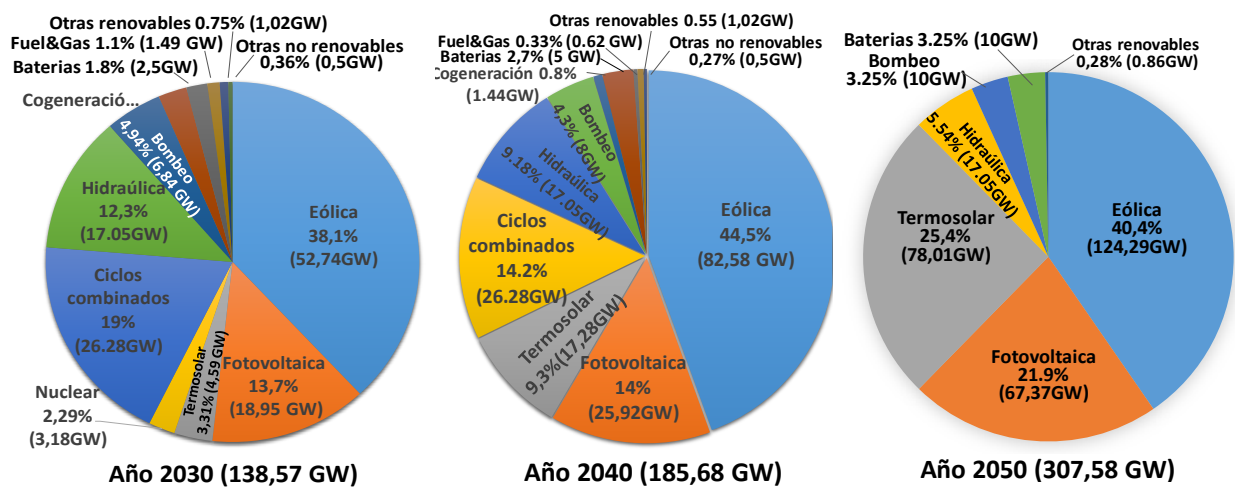


Fig. 3. Mix eléctrico para una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> del 50% (2030), 75% (2040) y 100% (2050).

## CONCLUSIONES

El algoritmo genético NSGA-II con optimización multiobjetivo utilizado en este estudio ha demostrado ser una excelente herramienta para encontrar las opciones de mix eléctrico que satisfagan la demanda de los consumidores, sin exceder las capacidades de importación/exportación de las conexiones internacionales y cumplan los requisitos impuestos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, con optimización simultánea de costes y vertidos.

Los resultados obtenidos en este estudio muestran que es posible conseguir altos niveles de reducción en las emisiones de CO<sub>2</sub> con respecto a las del año 1990, sin que ello conlleve altos costes de la electricidad o excesivos vertidos. Una reducción del 80% en las emisiones de CO<sub>2</sub> en el año 2050 requerirá un mix eléctrico renovable en un 86.34% y conllevará un coste aproximado de la electricidad de 47,4 €/MWh. Con las hipótesis consideradas en este estudio, conseguir reducciones en las emisiones de CO<sub>2</sub> superiores al 80% requerirán un mix eléctrico que supondría un alto nivel de vertidos y un mayor coste de la electricidad. Para eliminar por completo las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en el 2050 (mix eléctrico 100% renovable) se necesitaría un mix que supondría un coste de 62,9 €/MWh para la electricidad suministrada a la red y unos vertidos de 222,38 TWh frente a una demanda total de 316,55 TWh, lo que supone un excesivo porcentaje de vertidos. La única forma de poder obtener un mix eléctrico 100% renovable sin unos excesivos vertidos sería disponer de tecnologías competitivas de almacenamiento y gestión a gran escala de la electricidad excedente, porque esto permitiría reducir de forma muy importante la potencia instalada de fotovoltaica, eólica y termosolar, consiguiéndose menores costes de la electricidad y menores vertidos, con un mejor aprovechamiento de la potencia instalada. Por consiguiente, parece esencial el desarrollo de tecnologías que permitan gestionar la electricidad excedente, para usarla en aquellos momentos posteriores cuando se necesite. Solo así sería posible un mix eléctrico 100% renovable cuya capacidad de producción sea usada de forma eficiente y económica.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se ha llevado a cabo haciendo uso de la infraestructura de computación facilitada por el Centro Extremeño de Tecnologías Avanzadas (CETA-CIEMAT), financiado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER). El CETA-CIEMAT pertenece al CIEMAT y al Gobierno de España.

## BIBLIOGRAFÍA

- Amores A., Álvarez L., Chico J., Ramajo G., Márquez A., Benito A. (2018) *Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación*. Deloitte, Madrid.
- Coester A., Hofkes, E M.W., Papyrakisc E. (2018). An optimal mix of conventional power systems in the presence of renewable energy: A new design for the German electricity market. *Energy Policy* 116, 312–322.
- Cole W., Frazier A.W. (2020). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-75385. <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf>.
- Deb K., Pratap A., Agarwal S. and Meyarivan T. (2002). A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 6-2, 182-197, <https://doi.org/10.1109/4235.996017>
- Denholm P. (2012). Consequences of High Penetration Renewables, Chapter 43 in *Fundamentals of Materials for Energy and Environmental Sustainability*, Cambridge University Press.
- Fortin F.A., De Rainville F.M., Gardner M.A., Parizeau M. and Gagné C. (2012). DEAP: Evolutionary Algorithms Made Easy, *J. of Machine Learning Research*, 13, 2171-2175.
- Gomez-Calvet R., Martínez-Duart JM, Serrano-Calle S. (2019). Current state and optimal development of the renewable electricity generation mix in Spain. *Renewable Energy* 135, 1108-1120.
- Johnson S.C., Rhodes J.D, Webber M.E. (2020). Understanding the impact of non-synchronous wind and solar generation on grid stability and identifying mitigation pathways. *Applied Energy*, 262, 114492.
- IDAE (2011). *Análisis del recurso. Atlas eólico de España. Estudio Técnico PER 2011-2020*. Informe técnico disponible en: [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_e4\\_atlas\\_eolico\\_A\\_9b90ff10.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e4_atlas_eolico_A_9b90ff10.pdf)
- Linares P., Rodilla P., Gómez T., Rivier M., Frías P., Chaves JP., Sánchez A., Gerres T., Cossent R., Olmos L., Ramos A., Rouco L., Martín F. (2018). *El Sector Eléctrico Español del Futuro: Retos y Políticas* Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas. Madrid.
- Lopes Afonso T., Cardoso Marques A., Fuinhas J.A. (2019). Accommodating renewable energy sources in a small electricity market: An analysis considering the interactions of sources within Portugal and Spain. *Heliyon* 5, e02354.
- Luz T., Moura P.S., de Almeida A.T. (2018). Multi-objective power generation expansion planning with high penetration of renewables, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 81, 2637e2643.
- Mendes C., Soares I. (2014). Renewable energies impacting the optimal generation mix: The case of the Iberian Electricity Market. *Energy* 69, 23-33.
- Milstein I., Tishler A. (2011) Intermittently renewable energy, optimal capacity mix and prices in a deregulated electricity market. *Energy Policy*, 39, 3922–3927.

15. Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino (2010). *Greenhouse gas emissions inventory of Spain 1990-2008*. Communication to the EC. [http://content.ccrasa.com/library\\_1/10214%20-%20UNFCCC%20-%20GREENHOUSE%20GAS%20EMISSIONS%20INVENTORY%20OF%20SPAIN%201990-2008.pdf](http://content.ccrasa.com/library_1/10214%20-%20UNFCCC%20-%20GREENHOUSE%20GAS%20EMISSIONS%20INVENTORY%20OF%20SPAIN%201990-2008.pdf).
16. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, 2020*, <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
17. Moura P.S., de Almeida A.T. (2019). Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14(5), 1461e1468.
18. Red Eléctrica de España (REE), La transición energética se apunta otro tanto: las emisiones caen al mínimo histórico, <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/especial/2020/01/la-transicion-energetica-se-apunta-otro-tanto-caen-las-emisiones-a-un-minimo-historico#>
19. Sánchez-Durán R., Barbancho J., Luque J. (2019). Solar Energy Production for a Decarbonization Scenario in Spain. *Sustainability*, 11, 7112.
20. Shiwei Y., Shuangshuang Z., Shuhong Z., Zhenxi L., Lancui L. (2019). Developing an optimal renewable electricity generation mix for China using a fuzzy multi-objective approach. *Renewable Energy* 139, 1086-1098.
21. Strbac G, Shakoor A, Black M, Pudjianto D, Bopp T. (2007). Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems. *Electr Power Syst Res*; 77: 1214e27.
22. Victoria M., Kun Z., Brown T., Gorm B.A., Greiner M. (2020). The role of photovoltaics in a sustainable European energy system under variable CO2 emissions targets, transmission capacities, and costs assumptions. *Progress in Photovoltaics*, 28(6), 483-492.



**SISTEMA ELÉTRICO FUTURO BASEADO EM RENOVÁVEIS E A SUA DEPENDÊNCIA DA VARIABILIDADE CLIMÁTICA E DA EVOLUÇÃO DO CONSUMO****Figueiredo R.\*<sup>a</sup>, Nunes P.\*<sup>b</sup>, Brito M.C.\*<sup>c</sup>**

\* Instituto Dom Luiz, Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, Campo Grande, 1749-016 Lisboa, Portugal  
<sup>a</sup> [rfigueiredo@fc.ul.pt](mailto:rfigueiredo@fc.ul.pt); <sup>b</sup> [pmnunes@fc.ul.pt](mailto:pmnunes@fc.ul.pt); <sup>c</sup> [mcbrito@fc.ul.pt](mailto:mcbrito@fc.ul.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1004>

**RESUMO**

A transição para sistemas elétricos baseados em renováveis tem sido crítica para o combate às alterações climáticas. Tal contribui para uma maior vulnerabilidade dos sistemas a variações do clima e do consumo elétrico no futuro. Com base nisto, este trabalho analisa o impacto que climas futuros e cenários de consumo terão num sistema elétrico com elevada penetração de renováveis. O caso de estudo é Portugal em 2050. Utilizando uma ferramenta de modelação com base horária, o sistema é simulado para cerca de 500 projeções climáticas (RCP4.5 e RCP8.5) e para dois cenários de evolução do consumo. Conclui-se que o cenário de elevado consumo é o mais afetado pelo clima, mostrando uma variação da fração de produção renovável do sistema elétrico de referência de 55 para 78% (79 e 93%, na configuração ótima) sob condições desfavoráveis e favoráveis, respetivamente. Para o cenário de baixo consumo, a fração renovável varia entre 89 e 93% (92 e 95%, na configuração ótima) sob condições desfavoráveis e favoráveis, respetivamente.

**PALAVRAS-CHAVE:** sistema elétrico; renováveis; variabilidade climática; evolução do consumo; futuro

**ABSTRACT**

The transition of power systems towards renewables has been critical to fight climate change. It contributes for an increase in the vulnerability of power systems to climate and electricity consumption in the future. This work explores the impact of future climate and different demand development on the performance of power system with high renewable penetration. The case study is Portugal in 2050. Using an hourly-based modelling tool, the power system is simulated for 500 climate realizations (RCP4.5 and RCP8.5) and for two scenarios of demand development. It is found that the high demand scenario is far more affected by climate variability, it shows a variation in the renewable generation fraction from 55 to 78% (79 and 93%, for the optimal configuration) under unfavorable and favorable years, respectively. For the low demand scenarios, the renewable fraction ranges between 89 and 93% (92 and 95%, for the optimal configuration) under unfavorable and favorable years, respectively.

**KEYWORDS:** power system; renewables; climate variability; demand development; future

## INTRODUÇÃO

O combate às alterações climáticas passa pela evolução dos sistemas elétricos baseados em combustíveis fósseis para sistemas mais renováveis. Esta transição torna crítica a segurança de abastecimento e a estabilização da rede, dada a natureza variável e não despachável de algumas fontes renováveis. A incerteza quer do consumo elétrico quer do clima no futuro agravam a questão, tornando crucial o estudo destas variáveis nos sistemas electroprodutores.

O impacto das alterações climáticas na produção de eletricidade tem sido estudado exaustivamente, sendo que normalmente os autores concentram-se num só tipo de energia renovável, por exemplo: a energia fotovoltaica é o foco do estudo de (Jerez et al. 2015) e de (Soares, Brito, and Careto 2019); a energia hídrica é explorada no trabalho de (Tarroja et al. 2019); e a energia eólica *offshore* é analisada em (Soares et al. 2017). O impacto do clima futuro na evolução do consumo elétrico também tem sido alvo de diversos estudos, geralmente centrado-se num setor de atividade. (Sabunas and Kanapickas 2017) analisa potenciais alterações no consumo elétrico para o setor residencial na Lituânia, enquanto (Berger et al. 2014) explora o futuro do consumo elétrico do setor comercial na Áustria.

O impacto do clima futuro no sistema elétrico deve considerar o seu impacto simultâneo na produção de eletricidade e no consumo elétrico, Tabela 1. Neste sentido, (Peter 2019) otimiza o sistema elétrico Europeu para dois cenários: com e sem alterações climáticas. Conclui-se que quando não se considera as alterações climáticas, os custos do sistema podem aumentar 12% (por exemplo, por se negligenciar o preço do carbono); enquanto a sua consideração leva a uma alteração da configuração do sistema (maior fração de renováveis variáveis no tempo) com uma diminuição no custo do mesmo. (Kozarcanin, Liu, and Andresen 2019) tem como objetivo otimizar a capacidade fotovoltaica e eólica no sistema elétrico Europeu para diminuir as necessidades de geração despachável, considerando diversas projeções climáticas. Os sistemas elétricos com elevada penetração eólica mostram maior dependência do clima, resultando num aumento de 20% das necessidades de geração despachável. Em (Bloomfield et al. 2016), o impacto da variabilidade interanual do sistema elétrico da Grã-Bretanha é analisado, tendo sido concluído que a operação das centrais de base é muito dependente do clima e que a sua vulnerabilidade aumenta com a penetração de renováveis variáveis no tempo.

Tabela 1. Resumo da Literatura dos Impactos das Alterações e Variabilidade Climáticas nos Sistemas Elétricos

	Área geográfica	Resolução temporal	Horizonte			Clima					Impacto do clima				
			Até 2040	2040-2070	2070-2100	Dados históricos	RCP2.6	RCP4.5	RCP6.0	RCP8.5	Consumo elétrico	Eólico	Fotovoltaico	Hídrica	Térmica
(Bloomfield et al. 2016)	Great Britain	1 hour	X	-	-	x	-	-	-	-	x	x	-	-	-
(Kozarcanin et al. 2019)	Europe	3 hours	-	-	x	-	x	X	-	x	x	x	-	-	-
(Peter 2019)	Europe	1 hour	-	-	x	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x

Apesar de já existir literatura que explora o impacto do clima futuro na operação do sistema elétrico considerando o impacto na produção de eletricidade e no consumo elétrico, existem ainda diversas lacunas que evidenciam a necessidade de continuar a estudar este tema. As principais lacunas são:

- Dados climáticos: Ainda existem estudos, como o caso de (Bloomfield et al. 2016), que utilizam dados climáticos históricos para a avaliação da operação de sistemas elétricos no futuro. Esta premissa poderá negligenciar alterações significativas que possam existir no clima futuro.
- Impacto na produção de eletricidade: A maioria dos estudos existentes foca-se no impacto do clima futuro apenas em determinadas tecnologias de produção de eletricidade, por exemplo (Bloomfield et al. 2016) considera apenas o impacto na produção eólica e (Kozarcanin et al. 2019) centra-se na produção eólica e fotovoltaica.
- Área geográfica: Estudos que utilizam áreas geográficas muito abrangentes, como a Europa em (Kozarcanin et al. 2019) e (Peter 2019), geralmente não sustentam atuação política a nível regional/nacional por negligenciarem especificidades de regiões mais pequenas.

Neste trabalho, pretende-se colmatar algumas das lacunas encontradas ao explorar o impacto da variabilidade climática no sistema elétrico Português em 2050. Para representar a variabilidade climática, são testadas cerca de 500

projeções climáticas, considerando dois patamares de concentração representativos: RCP4.5 e RCP8.5. São ainda considerados dois cenários de evolução do consumo elétrico com diferentes níveis de flexibilidade do sistema (gestão da procura, armazenamento de energia, etc.). A ferramenta EnergyPLAN é utilizada para proceder à simulação da operação do sistema elétrico, considerando um balanço horário de energia.

### ABORDAGEM GERAL

O caso de estudo é o sistema elétrico Português em 2050, com a configuração base mostrada na

Fig. 1 1. Para além das fontes de produção de eletricidade presentes na figura, o sistema está ainda capacitado de cerca de 4 GW de bombagem hídrica.

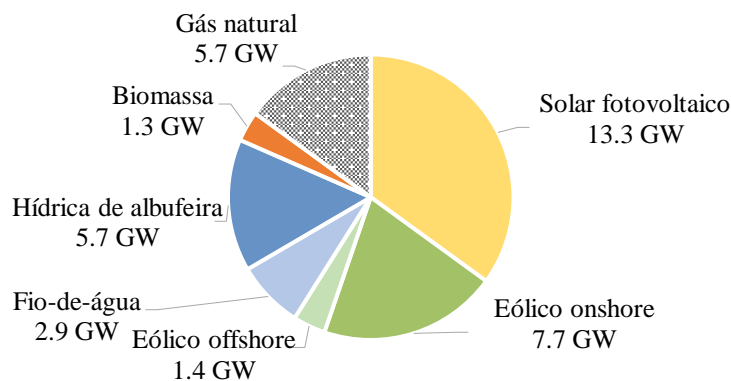


Fig. 1. Configuração do Sistema Electroprodutor Base Considerado para Portugal em 2050 (Nunes, Farias, and Brito 2014)

Para simular a operação do sistema elétrico, recorre-se a uma ferramenta computacional com resolução horária, o EnergyPlan. A simulação do sistema é baseada no balanço horário da procura e produção de eletricidade; neste trabalho, a otimização da operação do sistema tem em conta uma operação estritamente técnica, negligenciando otimizações económicas. A ordem de mérito para o despacho da produção é: 1) fontes de energia renovável não-despacháveis (solar fotovoltaico, eólico e fio-de-água), 2) fontes de energia renováveis despacháveis (hídrica de albufeira e biomassa), 3) armazenamento de energia em veículos elétricos e baterias estacionárias, e 4) fontes baseadas em combustíveis fósseis (centrais térmicas a gás natural). Em caso de défice de produção (ou disponibilidade de energia, no caso das baterias), o sistema pode recorrer às interligações transfronteiriças com Espanha. Em caso de excesso de produção, o sistema elétrico tem várias alternativas para o armazenamento desta energia, utilizando-os pela seguinte ordem: bombagem hídrica, carregamento de veículos elétricos e carregamento de baterias estacionárias. Se estes mecanismos não forem suficientes para armazenar a energia em excesso, o sistema poderá recorrer às interligações ou implementar medidas de redução de produção (*curtailment*).

Neste trabalho, recorre-se a dois patamares de concentração representativos definidos pelo IPCC – RCP4.5 (Clarke et al. 2007; Smith and Wigley 2006; Wise et al. 2009) and RCP8.5 (Riahi, Grübler, and Nakicenovic 2007) – para caracterizar o clima no futuro. Para cada patamar, são considerados vários modelos climáticos do projeto CORDEX (cerca de 21 e 22 modelos climáticos para o RCP4.5 e RCP8.5, respetivamente), e para cada modelo é considerado o período 2045-2055 (Anon n.d.). Deste modo, a variabilidade climática é representada por um total de 473 projeções climáticas com um horizonte temporal de um ano. A resolução temporal destes modelos tem uma base diária e tri-horária. Uma vez que o EnergyPLAN considera uma resolução horária, é necessário adaptar os dados para esta resolução. Cada simulação em EnergyPLAN é representativa de uma projeção climática diferente.

A calibração do modelo é feita de acordo com a metodologia apresentada por (Figueiredo, Nunes, and Brito 2018). É considerada uma calibração multi-anual, de forma a garantir que os parâmetros de calibração determinados possam ser adequados a um maior espetro de condições meteorológicas.

A importância do consumo elétrico é estudada através de dois cenários de procura, Tabela 2:

- 1) **baixo consumo elétrico e elevada flexibilidade do sistema** (consumos altamente flexíveis e armazenamento de energia elevado) – BCons+EFlex;

Neste cenário, considera-se um consumo elétrico total do sistema de cerca de 41 TWh, representando simultaneamente uma fraca eletrificação dos consumos e elevados níveis de eficiência energética. Assume-se uma penetração de 31% de veículos elétricos ligeiros de passageiros, com uma capacidade de energia das baterias de 42 GWh e com 4 GW de capacidade de ligação à rede. Cerca 96% dos veículos utilizam carregamento inteligente e 60% estão disponíveis para *vehicle-to-grid* (V2G).

Para além das barragens com albufeira incluídas no sistema base e do armazenamento nas baterias de veículos elétricos, o modelo também inclui o armazenamento em baterias estacionárias. No cenário BCons+EFlex, a capacidade do armazenamento estacionário é de 57 GWh.

A gestão da procura é também incluída no modelo, discriminada por setor económico. A maior disponibilidade para gestão da procura é observada no setor residencial com 12% do consumo anual disponível para estes mecanismos. Segue-se a indústria com 9% e o setor dos serviços com 7.5%.

## 2) elevada consumo elétrico e baixa flexibilidade do sistema – ECons+BFlex

Aqui, o consumo elétrico assume uma elevada eletrificação dos vários setores energéticos, totalizando 83 TWh por ano. No setor da mobilidade, todos os veículos elétricos de passageiros são considerados elétricos, com 70 GWh de capacidade de energia das baterias e 7 GW de capacidade de ligação à rede. O carregamento inteligente é utilizado por 64% dos veículos e a tecnologia V2G é disponibilizada por 20%. A capacidade de energia disponível em baterias estacionárias é de 19 TWh. Em relação à gestão da procura, o setor residencial disponibiliza 8% do seu consumo, a indústria 5% e os serviços 2.5%.

Tabela 2. Caracterização dos Cenários de Consumo

	Consumo elétrico [TWh]	Baterias de veículos elétricos [GWh]	Armazenamento estacionário [GWh]	Disponibilidade para gestão da procura
BCons+EFlex	41	42	57	7.5-12%
ECons+BFlex	83	70	19	2.5-8%

Como mencionado anteriormente, é feita a simulação do sistema elétrico para as 473 projeções climáticas e para os dois cenários de consumo. O parâmetro escolhido para avaliar o sistema elétrico é a fração de eletricidade renovável produzida pelo sistema elétrico.

Considerando a fração renovável, é feita uma análise de sensibilidade à capacidade instalada de energia solar fotovoltaica e eólica *onshore* para diferentes condições climáticas. Uma vez que para cada configuração do sistema elétrico se obtém 473 simulações, foi necessário simplificar os resultados apresentados. Para facilitar a interpretação dos resultados, as análises de sensibilidade são apresentadas apenas para condições climáticas favoráveis e desfavoráveis para o sistema elétrico (Fig. 2). Assim, considera-se que:

- as **condições climáticas favoráveis** permitem uma maior fração renovável num dado sistema: estas condições correspondem ao percentil 95 da fração renovável obtida para todas as projeções climáticas e para cada configuração do sistema, i.e. 95% das simulações efetuadas para uma dada configuração do sistema resultam em frações renováveis abaixo do valor apresentado;
- as **condições climáticas desfavoráveis** resultam em valores de fração renovável mais baixos: estas correspondem ao percentil 5 da fração renovável obtida para todas as projeções climáticas e para cada configuração do sistema, i.e. apenas 5% das simulações do sistema resultam em frações renováveis inferiores aos valores apresentados.

A Fig. 2 representa esquematicamente a fração renovável obtida para um dado sistema elétrico (considerando as 473 projeções climáticas) e ilustra a definição de condições favoráveis e desfavoráveis.

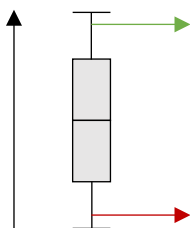


Fig. 2. Esquema Representativo da Fração Renovável Obtida para um Sistema Elétrico e respetiva Ilustração das Condições Favoráveis e Desfavoráveis



RESULTADOS

A Fig. 3 e a Fig. 4 apresentam a análise de sensibilidade feita às capacidades instaladas de fotovoltaico e eólico em condições favoráveis (percentil 95) e desfavoráveis (percentil 5), respetivamente. Como seria de esperar, independentemente das condições climáticas, o cenário com menor consumo elétrico e maior flexibilização (BCons+Eflex) apresenta frações renováveis mais elevadas, dada a menor exigência requerida ao sistema.

A variabilidade climática é crítica em todos os cenários, mas tem especial impacto no cenário com maior eletrificação dos consumos. Para este cenário, a configuração base do sistema apresenta uma fração renovável que varia entre 55 e 78% entre anos desfavoráveis e favoráveis, respetivamente (considera-se que os climas favoráveis conduzem a frações renováveis mais elevadas, enquanto o contrário é válido para os climas desfavoráveis). No entanto, ao variar as potências instaladas de fotovoltaico e eólico, é possível maximizar a fração renovável para valores entre 79 e 93% para condições desfavoráveis e favoráveis, respetivamente.

Em relação à evolução do consumo elétrico e sua flexibilização, estas têm um maior impacto sob condições desfavoráveis. Para este caso, o sistema base atinge uma fração renovável de 89% para o cenário de baixo consumo e 55% para o cenário de elevado consumo. A análise de sensibilidade às capacidades instaladas apresenta um grande intervalo de resultados, entre 70 e 92% para o cenário de baixo consumo e entre 38 e 79% para o cenário com elevada procura.

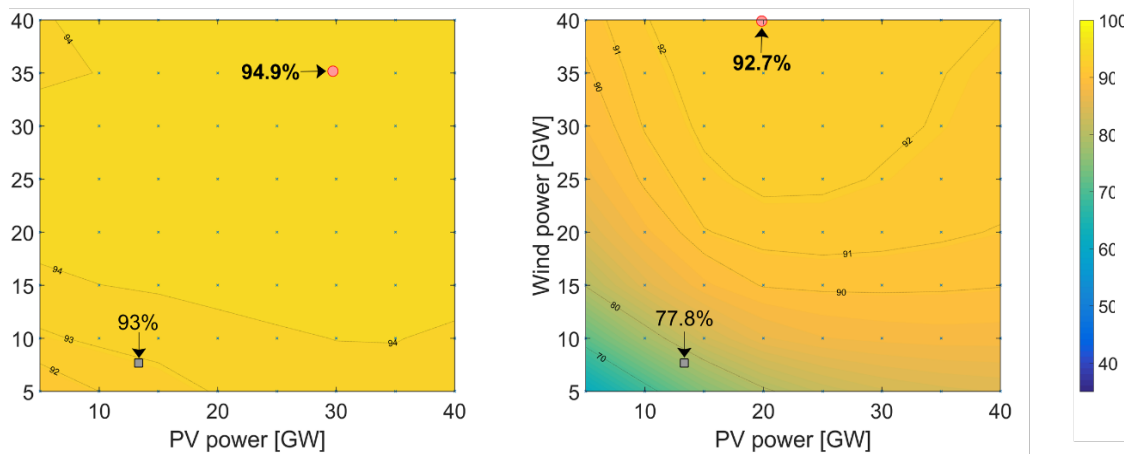


Fig. 3. Fração Renovável - Análise de Sensibilidade à Capacidade de Fotovoltaico e Eólico *Onshore* para Condições Favoráveis (percentil 95) nos Cenários BCons+Eflex (à esquerda) e ECons+BFlex (à direita)

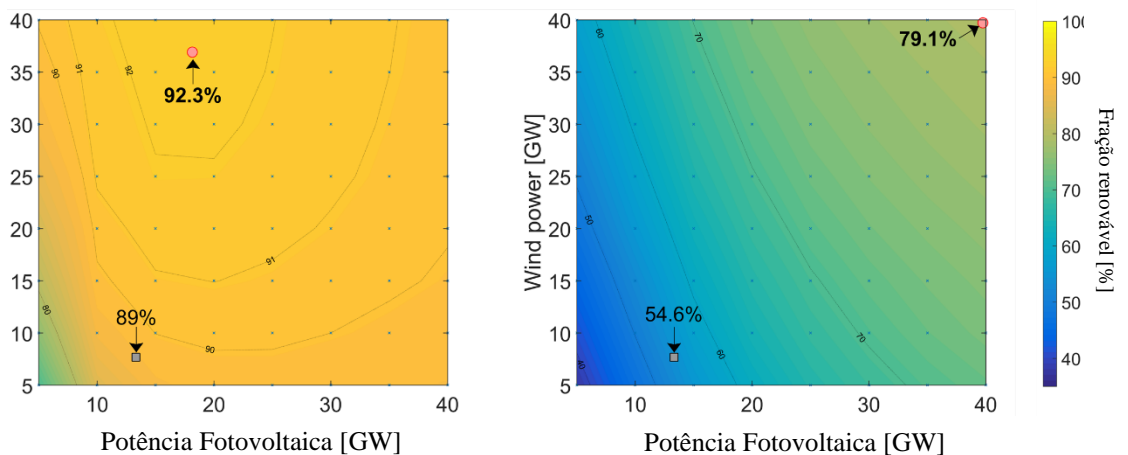


Fig. 4. Fração Renovável - Análise de Sensibilidade à Capacidade de Fotovoltaico e Eólico *Onshore* para Condições Desfavoráveis (percentil 5) nos Cenários BCons+Eflex (à esquerda) e ECons+BFlex (à direita)

A Fig. 5 resume os resultados, apresentando a fração renovável conseguida com o sistema elétrico base e as configurações do sistema que a maximizam, tanto para climas favoráveis como desfavoráveis.

É possível observar que pequenas variações na fração renovável ótima do cenário BCons+Eflex (2-3%) resultam de grandes variações na capacidade instalada das renováveis variáveis (40 GW) para as duas condições climáticas estudadas. Por outro lado, no cenário ECons+BFlex, as grandes variações da capacidade instalada (40 e 60 GW) resultam em grandes variações na fração renovável ótima obtida (15-24%).

A maximização da fração renovável no cenário BCons+Eflex é conseguida através da triplicação da capacidade de fotovoltaico e eólico *onshore* existente no sistema base quer para condições favoráveis quer para condições desfavoráveis (passando de 21 GW no sistema base para 55-65 GW).

No cenário ECons+BFlex, a maximização da potência instalada é significativamente diferente em condições favoráveis e desfavoráveis do sistema: em condições favoráveis, é necessário 60 GW de fotovoltaico-eólico (semelhante aos valores do BCons+Eflex); no entanto, em condições desfavoráveis, o valor ótimo da fração renovável foi obtido para o máximo de capacidade simulado neste trabalho (40 GW de fotovoltaico mais 40 GW de eólico *onshore*). Tal representa uma quadruplicação da capacidade instalada de fotovoltaico e eólico *onshore* do sistema base.

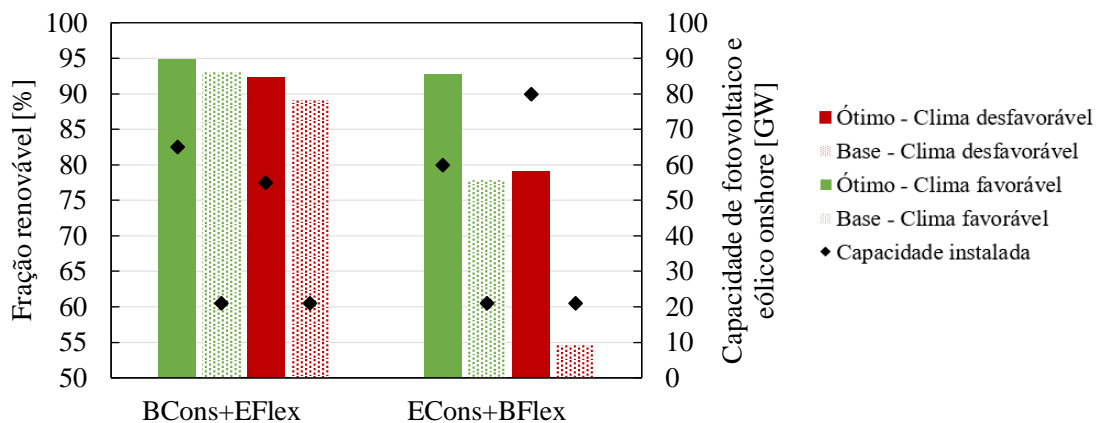


Fig. 5. Fração Renovável e Capacidade Instalada para as Configurações Ótimas (maximização da fração renovável) e Base do Sistema Elétrico para Clima Favorável e Desfavorável

## COMENTÁRIOS FINAIS

No presente trabalho foi comprovada a importância da variabilidade climática e da evolução do consumo elétrico para a operação do sistema elétrico.

Observa-se que a variabilidade climática tem maior impacto no cenário de maior consumo: no sistema base, a fração renovável sobe de 55% num clima desfavorável para 78% em condições favoráveis; e nas configurações ótimas, a fração renovável é de 79 e 93% para um clima desfavorável e favorável, respetivamente. Por outro lado, o impacto do consumo elétrico é grande sob condições climáticas desfavoráveis: no sistema base, a fração renovável oscila entre os 55 e 89%, conforme o cenário seja de alto ou baixo consumo, respetivamente; correspondentemente, as configurações ótimas apresentam uma fração renovável de 79 e 92%.

Para concluir este trabalho, é importante referir que as elevadas frações renováveis determinadas resultam das premissas que assumem elevadas penetrações de energia renovável variável no sistema elétrico (superiores a 65% da capacidade total instalada). Por esta razão, é necessário continuar a estudar e explorar a integração de renováveis variáveis nos sistemas elétricos.

## AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer o apoio financeiro da Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) com a bolsa PD/BD/114174/2016 e o projeto UID/GEO/50019/2019 - Instituto Dom Luiz. Também gostaríamos de reconhecer a ajuda providenciada pelo Manuel Nascimento, João Careto e Doutor Pedro Soares na aquisição dos dados climáticos.

## REFERÊNCIAS

Anon. n.d. “Coordinated Regional Climate Downscaling Experiment (CORDEX) Project.” Retrieved (<http://www.cordex.org/>).

Berger, Tania, Christoph Amann, Herbert Formayer, Azra Korjenic, Bernhard Pospischal, Christoph Neururer, and Roman Smutny. 2014. “Impacts of Climate Change upon Cooling and Heating Energy Demand of Office Buildings in Vienna, Austria.” *Energy and Buildings* 80:517–30.

Bloomfield, H. C., D. J. Brayshaw, L. C. Shaffrey, P. J. Coker, and H. E. Thornton. 2016. “Quantifying the Increasing Sensitivity of Power Systems to Climate Variability.” *Environmental Research Letters* 11(12).

Clarke, Leon E., James a Edmonds, Henry D. Jacoby, Hugh M. Pitcher, John M. Reilly, and Richard G. Richels. 2007. *Scenarios of Greenhouse Gas Emissions and Atmospheric Concentrations*. Vol. 2011. Washington DC.

Figueiredo, Raquel, Pedro Nunes, and Miguel C. Brito. 2018. “Multiyear Calibration of Simulations of Energy Systems.” *Energy* 157:932–39.

Jerez, Sonia, Isabelle Tobin, Robert Vautard, Juan Pedro Montávez, Jose María López-Romero, Franc,oise Thais, Blanka Bartok, Ole Bøssing Christensen, Augustin Colette, Michel Déqué, Grigory Nikulin, Sven Kotlarski, Erik Van Meijgaard, Claas Teichmann, and Martin Wild. 2015. “The Impact of Climate Change on Photovoltaic Power Generation in Europe.” *Nat. Commun.* 6(10014).

Kozarcenin, Smail, Hailiang Liu, and Gorm Bruun Andresen. 2019. “21st Century Climate Change Impacts on Key Properties of a Large-Scale Renewable-Based Electricity System.” *Joule* 3:992–1005.

Nunes, Pedro, Tiago Farias, and Miguel C. Brito. 2014. “Day Charging Electric Vehicles with Excess Solar Electricity for a Sustainable Energy System.” *Energy* 80(February):263–74.

Peter, Jakob. 2019. “How Does Climate Change Affect Electricity System Planning and Optimal Allocation of Variable Renewable Energy?” *Applied Energy* 252.

Riahi, Keywan, Arnulf Grübler, and Nebojsa Nakicenovic. 2007. “Scenarios of Long-Term Socio-Economic and Environmental Development under Climate Stabilization.” *Technological Forecasting and Social Change* 74(7):887–935.

Sabunas, Audrius and Arvydas Kanapickas. 2017. “Estimation of Climate Change Impact on Energy Consumption in a Residential Building in Kaunas, Lithuania, Using HEED Software.” *Energy Procedia* 128:92–99.

Smith, Steven J. and T. M. L. Wigley. 2006. “Multi-Gas Forcing Stabilization with Minicam.” *The Energy Journal* 27(Multi-Greenhouse Gas Mitigation and Climate Policy):373–91.

Soares, Pedro M. M., Miguel C. Brito, and João A. M. Careto. 2019. “Persistence of the High Solar Potential in Africa in a Changing Climate.” *Environmental Research Letters in Press*.

Soares, Pedro M. M., Daniela C. A. Lima, Rita M. Cardoso, Manuel L. Nascimento, and Alvaro Semedo. 2017. “Western Iberian Offshore Wind Resources: More or Less in a Global Warming Climate?” *Applied Energy* 203:72–90.

Tarroja, Brian, Kate Forrest, Felicia Chiang, Amir AghaKouchak, and Scott Samuelson. 2019. “Implications of Hydropower Variability from Climate Change for a Future, Highly-Renewable Electric Grid in California.” *Applied Energy* 237:353–66.

Wise, Marshall, Katherine Calvin, Allison Thomson, Leon Clarke, Benjamin Bond-Lamberty, Ronald Sands, Steven J. Smith, Anthony Janetos, and James Edmonds. 2009. "Implications of Limiting CO<sub>2</sub> Concentrations for Land Use and Energy." *Science* 324:1183–1186.

**CENTRAIS HÍBRIDAS - CARACTERIZAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE EÓLICA E SOLAR FOTVOLTAICA EM PORTUGAL****Couto A.\*, Ferreira P. \*\*, Estanqueiro A.\***

\* Unidade de Energias Renováveis e Integração de Sistemas de Energia, Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), I.P., Estrada do Paço do Lumiar nº22, Lisboa, 1649-038 Portugal, [antonio.couto@lneg.pt](mailto:antonio.couto@lneg.pt), [ana.estanqueiro@lneg.pt](mailto:ana.estanqueiro@lneg.pt)

\*\*Departamento de Engenharia Geográfica Geofísica e Energia, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa (FCUL), Campo Grande, Lisboa, 1749-016, Portugal, [fc46710@alunos.fc.ul.pt](mailto:fc46710@alunos.fc.ul.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1005>

**RESUMO**

A compreensão e exploração da complementaridade da produção eólica e solar fotovoltaica (PV), podem representar uma oportunidade técnica e economicamente sustentável para aumentar a penetração destas fontes de energia renováveis (FER) nos sistemas electroprodutores. Em Portugal, atualmente já se encontra legislado o conceito de centrais híbridas, onde a complementaridade entre as diferentes FER é crucial para permitir alavancar os níveis de penetração destas tecnologias, incrementando igualmente a rentabilidade dos investimentos podendo auxiliar no cumprimento dos objetivos previstos no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 relativamente à capacidade instalada. Neste trabalho é realizada uma avaliação do potencial das centrais híbridas (eólica + PV) em Portugal, considerando o sobreequipamento dos parques eólicos (PEs) atuais usando tecnologia solar PV, permitindo explorar a complementaridade da produção entre estas duas tecnologias e beneficiando das infraestruturas existentes (e.g., subestação). Por comparação, é igualmente avaliado o impacto de adicionar mais capacidade eólica em cada PE atual. Os resultados demonstram que devido às condições atmosféricas predominantes, Portugal apresenta um elevado potencial para adoção do conceito de centrais híbridas em larga-escala.

**PALAVRAS-CHAVE:** Centrais híbridas, energia eólica, energia solar PV, Decreto-lei nº 76 de 2019, PNEC 2030

**ABSTRACT**

Understanding and exploring the complementarity of wind and solar photovoltaic (PV) generation can represent a sustainable opportunity to increase the penetration of these renewable energy sources (RES) into power systems. The implementation of hybrid power plants is already legislated in Portugal, where the complementarity between the different RES is a key aspect that may allow to increase the levels of penetration of these technologies helping to meet the objectives established in the 2030 national energy and climate plan. In this work, an assessment of the potential of hybrid power plants (using wind and solar PV technologies) in Portugal is performed, considering the progressive installation of solar PV technology in the vicinity of the current wind parks locations (overplanting) aiming to explore the complementarity of generation between these two technologies and benefiting from the existing infrastructures (e.g., substation). By comparison, the impact of adding more wind capacity to each current wind park is also analysed. Results showed that Portugal has privileged weather conditions that allow to explore in large-scale the hybrid power plants concept.

**KEYWORDS:** Hybrid power plants, wind energy, solar energy, Decree-Law No. 76 / 2019, PNEC 2030

## INTRODUÇÃO

A transição para uma sociedade de baixo carbono é o compromisso da União Europeia (UE) para os próximos anos. Este esforço da UE na liderança mundial desta transição é notório nos recentes Planos Nacionais de Energia e Clima (PNEC) para 2030, onde existe uma forte aposta nas tecnologias solar fotovoltaica (PV) e eólica para atender ao consumo de eletricidade (DGEG 2019).

Para atingir os objetivos destes planos nacionais, a exploração da complementaridade da produção eólica e solar PV pode representar uma oportunidade técnica e economicamente sustentável para aumentar a penetração destas fontes de energia nos sistemas electroprodutores (SE). Recentemente, vários estudos têm investigado a complementaridade temporal e/ou espacial entre diferentes fontes de energia renováveis com carácter estocástico (usualmente definidas como *variable renewable energy – VRE*) e o seu potencial para acomodar a sua variabilidade (Odeh(DGEG 2019) e Watts 2019; Couto e Estanqueiro 2020). Por complementaridade, duas abordagens diferentes podem ser consideradas: 1) a falta de recurso na região *X* é complementada pela sua disponibilidade, no mesmo instante, na região *Y*, ou 2) a falta de recurso de uma determinada tecnologia na região *X* é complementada na mesma região pela disponibilidade de recurso usando uma tecnologia diferente (Viviescas et al. 2019). Esta segunda abordagem despoletou o interesse pelos sistemas híbridos (por exemplo, eólico + solar PV, solar PV + hídrica) e o seu potencial tem sido analisado em detalhe para diferentes escalas temporais e espaciais em diversos trabalhos. Em (Widén 2011), foi analisada a variabilidade combinada entre a implementação em larga escala da tecnologia solar e eólica, para a Suécia. Nesse trabalho, os autores demonstraram a existência de uma correlação negativa para as escalas temporais horária a anual. Em (Monforti et al. 2020), através de um método de Monte Carlo para a análise da complementaridade em Itália, os autores observaram a existência de complementaridade entre a energia eólica e solar, em diferentes várias escalas temporais, tendo obtido elevados valores de correlação negativa, à escala mensal. Para Portugal, (Castro e Crispim 2018) analisaram a variabilidade das várias VRE e como estas se correlacionam. Os autores concluíram que existe uma correlação negativa nas várias escalas temporárias entre os perfis de produção eólica e solar PV obtendo valores de correlação de -0.88, à escala anual, e -0.24 para a escala horária. Foi ainda identificado pelos autores que o efeito de suavização de potência - *power smoothing effect* - devido à dispersão geográfica dos vários parques, permite reduzir a variabilidade da produção eólica (Estanqueiro 2008).

Em Portugal, a necessidade de compreender a complementaridade da produção VRE tornou-se ainda mais relevante no contexto das recentes alterações legislativas, nomeadamente, no Decreto-lei (DL) n° 76 de 2019, (DL 2019), que introduziu o conceito de centrais híbridas - *hybrid power plants* (Dykes et al. 2020). De acordo com a legislação portuguesa, as centrais híbridas podem comportar diferentes tecnologias de produção com base em fontes de energia renováveis e/ou tecnologias de armazenamento, não podendo, contudo exceder, em qualquer instante, a potência máxima de injeção estabelecida na atribuição de exploração das centrais. Assim, neste trabalho é realizada uma avaliação *i*) da complementaridade da produção eólica e solar PV através das métricas comuns neste tipo de análise e *ii*) do potencial das centrais híbridas (eólica + PV) em Portugal, considerando o sobreequipamento dos parques eólicos (PEs) atuais usando tecnologia PV permitindo assim explorar a complementaridade da geração entre estas duas tecnologias e beneficiando das infraestruturas existentes (e.g., subestação). Por comparação à solução de hibridização dos atuais PEs, é igualmente avaliado o impacto de adicionar mais capacidade eólica em cada PE - processo de sobreequipamento (Das et al. 2019; WindEurope 2019; Dykes et al. 2020).

### IDENTIFICAÇÃO E EXPLORAÇÃO OPERACIONAL DA COMPLEMENTARIDADE À ESCALA LOCAL - CENTRAIS HÍBRIDAS

No contexto de centrais híbridas, o grau de complementaridade entre as tecnologias exploradas é usualmente avaliado com base em dois tipos de metodologias: 1) análise de correlação usando os coeficientes de Pearson, Kendall, autocorrelação, correlação cruzada, entre outros, ou 2) indicadores baseados na variabilidade como o desvio padrão e o gradiente de produção combinada (Yan et al. 2020). Estas metodologias, podem ser aplicadas em diferentes escalas espaciais e temporais e têm como objetivo compreender como dois (ou mais) recursos energéticos se interligam, aproveitando as suas diferentes características e criando sinergias, para quando comparadas com as opções baseadas numa só tecnologia, permitir, entre outros, mitigar a variabilidade das VRE, incrementar a capacidade de geração nos pontos de interligação ao SE mantendo um fluxo de energia constante que permite uma utilização mais otimizada das estruturas atuais (Dykes et al. 2020). Com esta solução há igualmente mais benefícios como, por exemplo : i) minimização do custo e impacto social associado ao reforço da rede de transporte e otimização do seu uso com instalação de mais capacidade do que a autorizada em cada ponto de injeção, ii) um uso mais eficiente do solo, pois a capacidade instalada e a produção de energia por metro quadrado de terra usada aumentam, e iii) aumento do fator de capacidade da energia podendo permitir dotar de despachabilidade estas centrais e estabelecer licitações estratégicas nos mercados de energia elétrica.

De acordo com (WindEurope 2019), para as centrais híbridas compostas por tecnologia eólica e solar, existem duas configurações possíveis, Fig. 1, sendo que, em ambas, o objetivo é maximizar o uso do ponto de ligação à rede por via do aumento da capacidade instalada a jusante da subestação de cada PE/central híbrida.

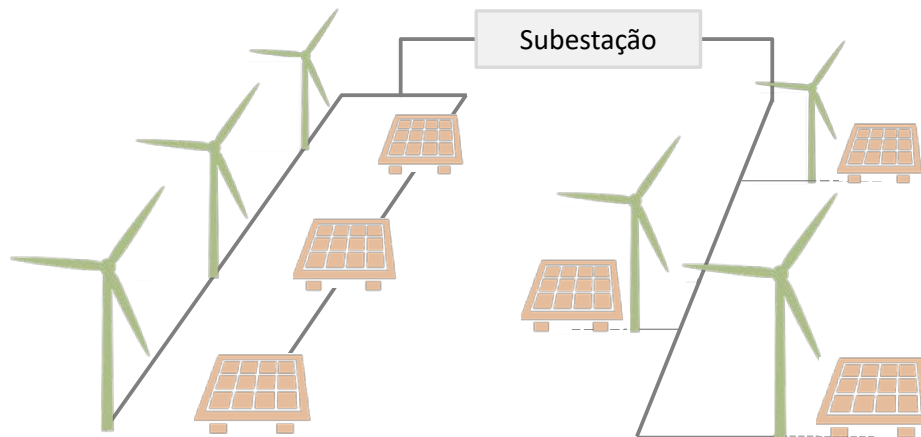


Fig. 1 - Configurações possíveis das centrais híbridas usando a tecnologia eólica e solar PV.

Na primeira configuração (lado esquerdo da Fig. 1), as tecnologias encontram-se instaladas numa área próxima entre si, permitindo a redução dos custos de acesso, operação e de manutenção e partilham apenas a mesma subestação e o ponto de ligação à rede. Esta é a configuração mais usual. A segunda configuração (lado direito da Fig. 1) passa pela ligação dos painéis solares aos terminais dos aerogeradores. Se corretamente concebida, a vantagem ao usar este tipo de configuração passa pela remoção dos inversores solares utilizando um sistema de conversão comum no aerogerador minimizando o investimento necessário. Assim, quando se pretende “hibridizar” um PE já instalado, esta configuração pode não ser praticável em alguns casos. Outra desvantagem deste tipo de configuração é o sombreamento causado pela estrutura dos aerogeradores que pode interferir no desempenho energético do sistema solar PV.

#### DADOS E METODOLOGIA

A análise realizada neste trabalho recorre a dados de elevada resolução espacial e temporal para 224 PEs existentes em Portugal continental. Para cada localização foram obtidos os dados da produção eólica e solar PV. Com base nestes dados, a complementaridade temporal é avaliada por meio do coeficiente de correlação à escala diária para cada localização assumindo que a tecnologia solar PV pode ser instalada nas proximidades dos PEs. Posteriormente, são assumidas diferentes configurações de sobreequipamento dos atuais PEs considerando a instalação progressiva de tecnologia i) eólica e/ou ii) solar PV, i.e., centrais híbridas. Na Fig. 2 apresenta-se um fluxograma esquemático da metodologia implementada, sendo que uma explicação mais detalhada de cada passo é providenciada nas subseções seguintes.

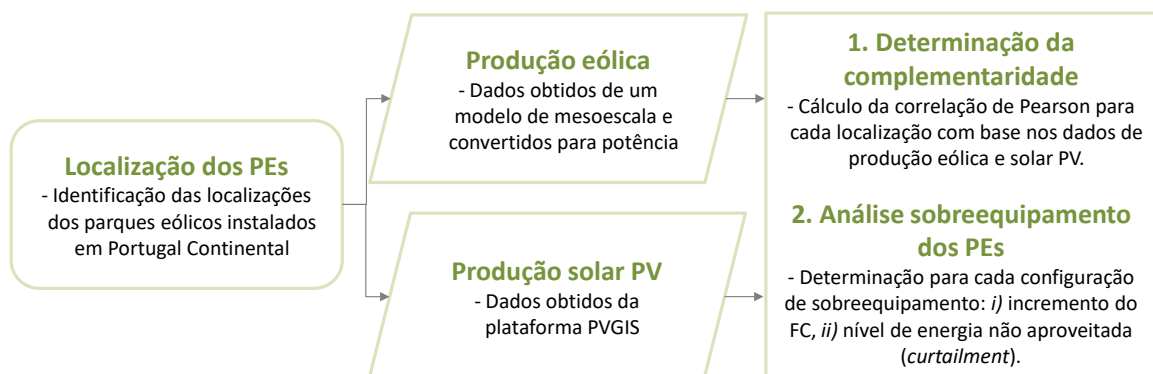


Fig. 2. Fluxograma esquemático da metodologia implementada.

#### Dados

Neste trabalho foram usados dois anos de dados compreendidos entre 01 janeiro de 2015 e 31 dezembro de 2016. Relativamente aos dados da componente eólica, estes foram obtidos recorrendo a um modelo numérico de mesoescala. Com base nestes modelos é possível realizar, de uma forma rigorosa, avaliações regionais e/ou nacionais da velocidade do vento sem recorrer a uma extensa e onerosa rede de estações anemométricas. Esses modelos têm a capacidade de descrever, de forma precisa, o comportamento e a evolução das massas de ar e de tratar explicitamente os fenómenos inerentes à turbulência e estratificação atmosférica. O modelo de mesoescala usado é designado por *Fifth Generation Model*, conhecido como MM5 (Grell et al. 1995), e foi calibrado para a região em análise, como descrito detalhadamente em (Couto et al. 2019).

O modelo numérico fornece informações da velocidade do vento com resolução temporal de uma hora e tem resolução espacial de 1 km. A velocidade do vento representativa de cada localização foi extraída para os 80 metros acima do nível do solo. Para o cálculo da produção eólica, os dados da velocidade do vento foram convertidos, utilizando a curva de potência do aerogerador mais comum em Portugal - Enercon E82 com 2 MW. De acordo com a curva de potência oficial, apenas é possível extrair energia para velocidades do vento superiores a 2 m/s e abaixo de 25 m/s. A potência nominal de 2.0 MW é atingida aos 13 m/s. A utilização de uma curva de potência de referência, como a utilizada neste estudo, fornece uma relação quantitativa ideal entre a velocidade do vento e a produção. Embora outros parâmetros meteorológicos, bem como a configuração de cada PE tenham um impacto na curva de potência medida no local, estes efeitos foram negligenciados neste trabalho assumindo-se um caso ideal.

Os dados da produção solar PV foram obtidos recorrendo à ferramenta PVGIS desenvolvida na *Unit Renewable Energy and Energy Efficiency* (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis.html>). Estes são derivados dos dados de radiação solar do *Satellite Application Facility on Climate Monitoring (CMSAF)* (Mueller et al. 2009; Huld e Mu 2012). Esta base de dados foi amplamente validada por vários autores demonstrando elevada precisão nas suas estimativas, permitindo uma caracterização adequada da radiação solar/produção solar em qualquer parte do mundo (Urraca et al. 2017; Psiloglou et al. 2020). A resolução temporal dos dados é de 1 hora, com uma resolução espacial ligeiramente superior a 3 km no nadir. Neste estudo, os dados foram extraídos para os mesmos pontos geográficos dos PEs instalados em Portugal continental. Foi considerado um painel de silício cristalino com a seguinte configuração: 1 MW de potência de pico instalada, perdas globais do sistema iguais a 10% e os ângulos de azimute e inclinação que maximizam a produção anual de energia considerando a influência do ensombramento do terreno circundante a cada ponto. A influência das condições atmosféricas (por exemplo, temperatura e velocidade do vento) na eficiência do módulo também é considerada neste conjunto de dados.

### Avaliação da complementaridade

O nível de complementaridade em cada ponto em análise, i.e., local de instalação dos atuais PEs, é baseado na análise de correlação usando o coeficiente de Pearson. Esta métrica quantifica como duas variáveis se relacionam linearmente sendo a métrica mais comumente usada na literatura relacionada com este tópico (Jurasz et al. 2020). Para avaliar a complementaridade em cada local, neste trabalho a correlação é determinada usando médias diárias. Os coeficientes de correlação entre a produção eólica e solar são calculados nos pontos de coordenadas (x, y). Dada a série temporal de produção eólica,  $W_d(x, y, t)$ , e solar PV,  $S_d(x, y, t)$ , obtidas para os  $t$  dias, com  $t = 1, \dots, T$  (onde  $T = 731$  é o número total de dias contidos nos dois anos analisados), o coeficiente de correlação diário é fornecido por:

$$R_d(x, y) = \frac{\sigma_{d,ws}}{[\sigma_{d,w}\sigma_{d,s}]^{1/2}}$$

$$\sigma_{d,ws} = \sum_{t=1}^T \{[W_d(x, y, t) - W(x, y)][S_d(x, y, t) - S(x, y)]\}$$

$$\sigma_{d,w} = \sum_{t=1}^T [W_d(x, y, t) - W(x, y)], \sigma_{d,s} = \sum_{t=1}^T [S_d(x, y, t) - S(x, y)]$$

onde  $W(x, y)$  e  $S(x, y)$  são as médias dos dois anos da produção eólica e solar PV, respetivamente. Este coeficiente de correlação varia de -1 (complementaridade muito elevada entre as duas séries temporais) a 1 (similaridade muito elevada entre as duas séries temporais). Um valor de 0 significa que não existe relação linear entre as duas variáveis (Jurasz et al. 2020).

### Configurações de sobreequipamento dos atuais PEs

O conceito de centrais híbridas, recentemente introduzido na legislação portuguesa, foi analisado neste trabalho através do estudo do sobreequipamento dos parques eólicos atualmente já em operação. Este estudo consiste na instalação progressiva da capacidade eólica e/ou solar PV, i.e., sobreequipamento, e a respetiva avaliação de parâmetros relevantes, nomeadamente, o fator de capacidade (FC). A análise da configuração mais adequada de sobreequipamento é extremamente relevante, porque se o aumento da capacidade instalada, que naturalmente causa um aumento do FC, não for realizado de forma adequada, é de se esperar igualmente elevados períodos de excessos de produção, isto é, momentos em que o PE/central híbrida é capaz de fornecer mais energia do que pode injetar na rede. Isto leva a situações em esta energia total passível de ser extraída dos recursos primários não seja aproveitada – situação usualmente definida por *curtailment* - e requer mecanismos de controlo de todos os sistemas de produção dentro do PE/central híbrida. Adicionalmente esta energia não é remunerada o que não acarreta benefícios económicos para os produtores.

Uma vez que, um dos objetivos passa por identificar espacialmente as regiões que mais podem beneficiar das centrais híbridas, os dados de produção dos PEs foram normalizados, assumindo-se uma potência nominal de 20 MW. Este



valor corresponde ao valor médio da capacidade nominal dos PEs instalados em Portugal, sendo este o valor considerado como o máximo da capacidade injetável na rede. Importa referir que *i)* o aumento da capacidade da central híbrida não aumenta a capacidade de escoamento do mesmo, ou seja, neste estudo, a potência máxima de cada parque, em cada instante, é 20 MW, independentemente da configuração utilizada, e *ii)* o valor representativo da capacidade de cada tecnologia é obtido através da multiplicação da série original para cada localização pelo valor da capacidade considerada. Devido às limitações da aproximação considerada, não se contempla o efeito de suavização da potência associado ao aumento da capacidade através da instalação de aerogeradores/painéis espacialmente dispersos entre si.

## RESULTADOS

### Correlação diária

Na Fig. 3 apresentam-se os valores da correlação diária entre a produção eólica e solar PV diária.

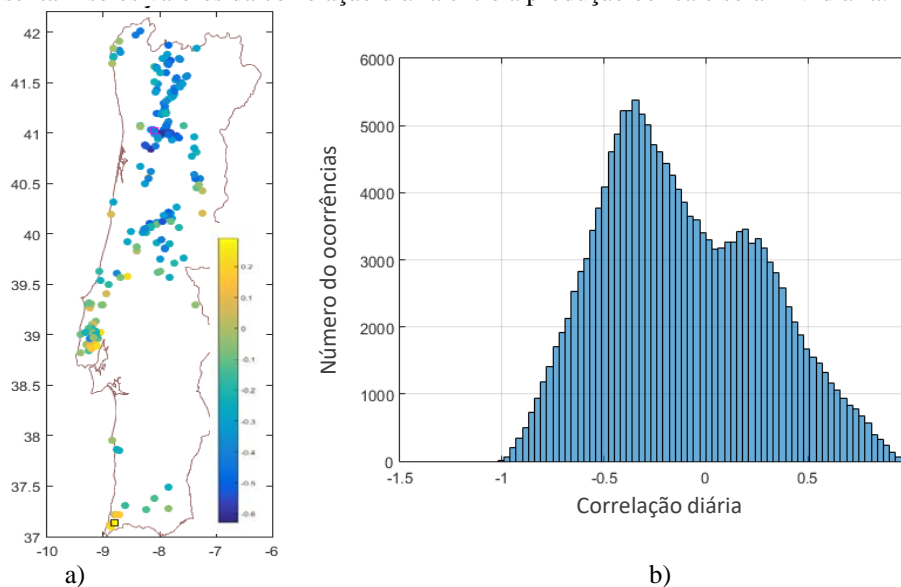


Fig. 3. Correlação diária entre produção eólica e solar PV: a) valor observado nos dois anos de análise para cada localização; e b) número de ocorrências dos valores de correlação diária.

A nível nacional, verifica-se que a grande maioria das localizações que apresentam valores de correlações negativos se encontram no interior do país. Os níveis mais elevados de complementaridade verificam-se no interior da região Centro/Norte de Portugal. As localizações que se encontram nas regiões costeiras tendem a apresentar valores fracos ou ligeiramente positivos de correlação. Assim, a produção das duas fontes de energia analisadas estão temporalmente em fase sendo este resultado explicado pelas condições atmosféricas típicas nestas regiões. Outro ponto a salientar é que, no interior do País as correlações são similares entre as diferentes localizações. No litoral, o mesmo já não acontece sendo que a correlação entre localizações varia entre positiva e negativa, mesmo entre localizações próximas. Este resultado demonstra que existe uma maior preponderância dos efeitos locais nestas regiões e que cada caso deve ser analisado de forma individual. No geral, o valor médio da correlação horária nacional é de -0.31. O valor mínimo de correlação obtido foi de -0.61 e o maior valor foi de 0.22. A Fig. 2b) permite compreender mais em detalhe os valores de correlação obtidos. Nesta figura é representado o número de ocorrências dos valores diários de correlação. A distribuição bimodal obtida demonstra que existe uma elevada frequência de ocorrência de dias que apresentam valores negativos de correlação (próximos de -0.4) mas numa parte significativa dos dias é possível observar valores fracos/ligeiramente positivos de correlação.

### Análise sobreequipamento

Na Fig. 4, é apresentado o incremento do FC dos PEs existentes, considerando diferentes combinações de sobreequipamento (i.e., incremento de capacidade) recorrendo à tecnologia eólica e solar PV. Neste gráfico a configuração percentagem adicional de capacidade eólica de 50% na região “50% Solar” significa que o sobreequipamento do PE (neste caso central híbrida) é de 20 MW, 10 MW de tecnologia eólica e 10 MW de tecnologia solar PV. Neste caso, a capacidade total em análise é de 40 MW. Nos gráficos de caixa e bigodes que se apresentam nesta secção, o traço preto representa a mediana, a caixa representa os quantis 25% e 75%, respetivamente, que corresponde à distância interquartil (AI) e os bigodes estendem-se até 1.57 vezes o valor de AI.

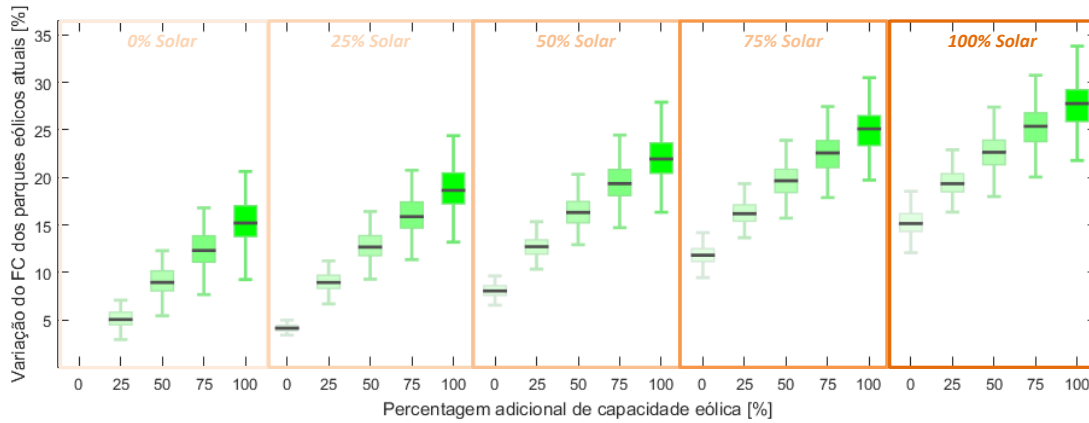


Fig. 4. Gráfico de caixas e bigodes com os valores de variação do FC dos PEs atuais para diferentes combinações de capacidade adicional recorrendo à tecnologia solar PV e/ou eólica.

Através da Fig. 4, como esperado, à medida que se aumenta a capacidade instalada de tecnologia eólica observa-se um aumento do fator de capacidade bem como da dispersão dos resultados indicando que o impacto é significativamente diferente nas configurações analisadas. Tal deve-se à diferença da disponibilidade de recurso ao longo dos PEs e, também, devido ao corte de produção por via da limitação da capacidade injetada na rede, o que faz com que os PEs que já estejam em grande parte do seu tempo à capacidade nominal, não tenham um aumento significativo do seu fator de capacidade. De referir que devido à idade da maioria dos PEs atualmente instalados, o sobreequipamento baseado em tecnologia eólica pode passar pela repotenciação (*repowering*) dos mesmos, que é uma das ações mais eficazes para aumentar a penetração desta tecnologia no SE (Odeh e Watts 2019).

O sobreequipamento do PE recorrendo à tecnologia solar, i.e., central híbrida, faz aumentar o FC com intervalo de variação mais reduzido comparativamente ao aumento em capacidade de tecnologia eólica. Destaca-se o caso 0% solar e 100% eólica e, *vice-versa*, onde apesar do valor da mediada do aumento do FC ser coincidente, cerca de 15%, a dispersão nos resultados é bastante mais reduzida no caso da tecnologia solar. Esta menor dispersão é explicada pela exploração da complementaridade entre os recursos que reduz significativamente a quantidade de energia desperdiçada, aproveitando de uma forma mais eficiente a capacidade VRE instalada em cada ponto de injeção. É ainda de realçar que para a mesma capacidade instalada, quando se opta por uma solução mista de sobreequipamento, o incremento do FC é superior ao observado apenas a uma tecnologia. A título de exemplo, o sobreequipamento de 50% eólica/50% solar apresenta um incremento superior a uma solução baseada em 100% de tecnologia eólica ou solar PV. A dispersão dos resultados obtidos (i.e., largura da caixa e bigodes) é igualmente inferior no caso das configurações híbridas. Assim, os resultados sugerem que a exploração da complementaridade permite aumentar de uma forma mais eficiente a geração VRE, sendo a hibridização dos atuais PEs uma solução tecnicamente sustentável para cumprir com os objetivos do PNEC 2030.

De forma a compreender a existência de alguma dependência dos resultados anteriores da distribuição geográfica das localizações em análise, na Fig. 5 é possível identificar a tecnologia mais adequada para aumentar o FC dos atuais PEs em cada localização, considerando um sobreequipamento em 50% e 100% da capacidade instalada, respetivamente.

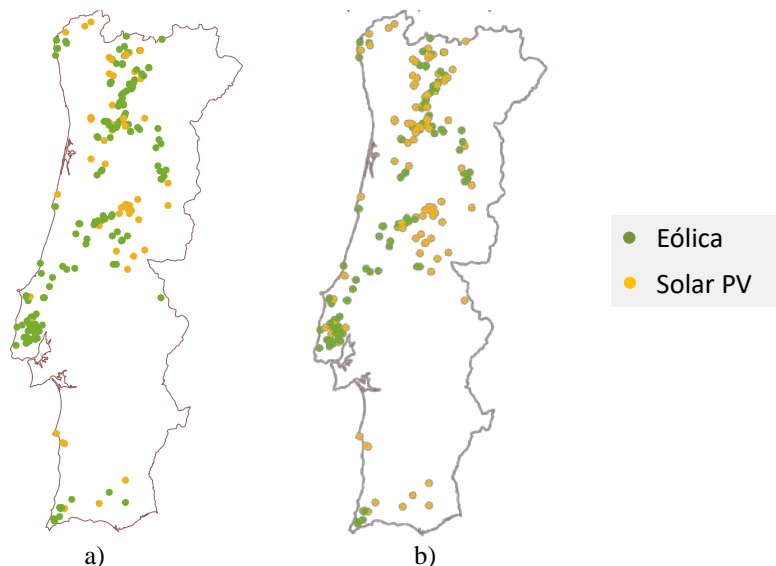


Fig. 5. Identificação da localização e tecnologia mais adequada para aumentar o FC dos PEs atuais considerando um sobreequipamento da capacidade instalada em a) 50% e b) 100%.

De acordo com a Fig. 5, para um sobreequipamento da capacidade instalada de 50% (Fig. 5a), pelo perfil de produção, a tecnologia eólica permite aumentar em 163 localizações o FC, em comparação com a tecnologia solar PV (61 locais). Nesta situação, é possível verificar alguma dispersão nas localizações onde a aposta deve passar pela tecnologia solar PV para aumentar o FC. Na Fig. 5b), cenário com sobreequipamento de 100%, verifica-se uma inversão dos resultados sendo que das 224 localizações analisadas, a tecnologia solar PV é a solução mais adequada para aumentar o FC em 114 locais, sendo estes situados maioritariamente na região interior do País. Nestes locais, os perfis de produção das duas tecnologias são complementares entre si, como é possível observar na Fig. 3. Adicionalmente, estes PEs apresentam valores mais elevados de FC e o sobreequipamento origina várias situações de *curtailment* de produção, tal como é possível observar na Fig. 6.

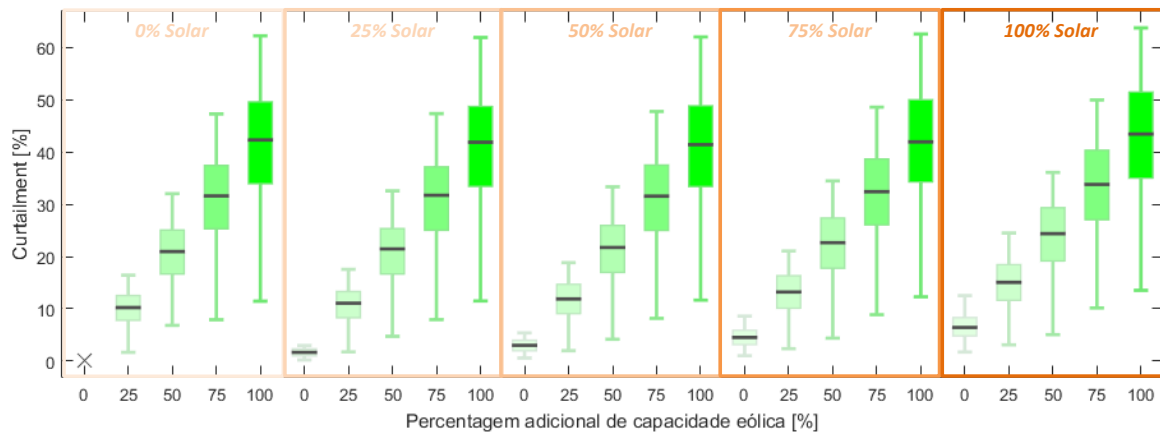


Fig. 6. *Curtailment* de energia face à produção observada durante os dois anos em análise.

Os resultados da Fig. 6 indicam que uma solução baseada apenas na instalação de capacidade eólica vai provocar um grande aumento nos níveis de *curtailment* em comparação com uma solução que passa pela exploração de centrais híbridas. A título de exemplo, o nível de *curtailment* para uma solução de sobreequipamento dos PEs atuais com 25% de capacidade eólica é superior ao nível observado para uma solução de sobreequipamento de 100% de tecnologia solar. Os resultados sugerem que a aposta no sobreequipamento baseado em tecnologia eólica pode ser menos eficiente uma vez que é necessário cumprir com os limites de injeção na rede. Para uma situação de sobreequipamento de 50% com base em tecnologia eólica, a potência disponível não aproveitada em função do recurso primário pode atingir, em alguns casos, valores superiores a 30% da produção injetada no SE.

## CONCLUSÕES

A integração em larga escala de fontes de energia renovável variável no tempo, como a energia eólica e solar fotovoltaica (PV), tem acarretado grandes desafios técnicos e económicos, que só têm tendência a aumentar em virtude dos ambiciosos objetivos de descarbonizar as sociedades nas próximas décadas. Nesse sentido, compreender a variabilidade destas fontes de energia de forma singular e agregada, quando integradas com outras tecnologias partilhando o mesmo ponto de injeção no sistema elétrico (centrais híbridas), é de extrema importância para simplificar o controlo e gestão do sistema elétrico e, simultaneamente, trazer benefícios técnico-económicos para os produtores e consumidores. Para tal, neste trabalho, a complementaridade entre a produção eólica e solar PV na localização dos atuais parques eólicos (PEs) é analisada através i) da métrica mais comum neste tipo de trabalhos – correlação de Pearson e ii) do sobreequipamento dos atuais PEs recorrendo à tecnologia eólica e/ou solar PV possibilitando a identificação do potencial das centrais híbridas, recentemente contempladas na legislação portuguesa. Os indicadores obtidos neste trabalho permitem demonstrar a importância da complementaridade entre a energia eólica e solar PV. O valor médio da correlação diária a nível nacional é de -0.31. O valor mínimo de correlação obtido foi de -0.61 e o máximo foi de 0.22. Para as regiões costeiras o nível de complementaridade demonstra uma dependência mais significativa de cada localização e, por isso, cada PE deve ser analisado de forma individual. Para as localizações analisadas, os resultados sugerem que uma solução de sobreequipamento, baseada apenas numa tecnologia, apresenta um incremento do fator de capacidade dos atuais PEs inferior a uma solução híbrida. Para níveis de sobreequipamento reduzidos (inferior a 50% da capacidade inicial), os resultados sugerem que a tecnologia eólica permite aumentar de forma mais significativa o fator de capacidade dos atuais PEs. Contudo, para não exceder o limite de injeção licenciado, o nível de energia não aproveitada em função do recurso disponível – *curtailment* – é bastante superior em comparação com uma aposta na tecnologia solar PV.

Algumas simplificações foram assumidas para a elaboração do presente trabalho, nomeadamente, a disponibilidade de área e permissões para implementação do sobreequipamento dos parques eólicos em operação – aspetos relevantes e que, em algumas localizações, podem inviabilizar a instalação da capacidade considerada. Contudo, do ponto de

vista técnico, e, devido às condições atmosféricas predominantes, Portugal continental apresenta um elevado potencial para a implementação em larga-escala de centrais híbridas. Estas representam uma oportunidade para alavancar os atuais níveis de capacidade renovável variável no tempo, permitindo cumprir com os ambiciosos objetivos estabelecidos no PNEC 2030, sem necessidade de investimentos significativos nas infraestruturas atuais.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à FCT (Fundação para a Ciência e Tecnologia) pelo financiamento deste estudo no âmbito do projeto OPTIGRID (PTDC/EEI-EEE/31711/2017).

#### REFERÊNCIAS

Castro R, Crispim J (2018) Variability and correlation of renewable energy sources in the Portuguese electrical system. *Energy Sustain Dev* 42:64–76. doi: 10.1016/j.esd.2017.10.005

Couto A, Estanqueiro A (2020) Exploring Wind and Solar PV Generation Complementarity to Meet Electricity Demand. *Energies* 13:21. doi: 10.3390/en13164132

Couto A, Silva J, Costa P, et al (2019) Towards a high-resolution offshore wind Atlas - The Portuguese Case. *J Phys Conf Ser* 1356:012029. doi: 10.1088/1742-6596/1356/1/012029

Das K, Hansen AD, Koivisto M, Sørensen PE (2019) Enhanced Features of Wind-Based Hybrid Power Plants. 4th Int Hybrid Power Syst Work

DGEG (2019) Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030). Relatório Técnico 200

DL (2019) Diário da República, 1.ª série — N.º 106 — 3 de junho de 2019. 2792–2865

Dykes K, King J, Diorio N, et al (2020) Opportunities for Research and Development of Hybrid Power Plants Opportunities for Research and Development of Hybrid Power Plants

Estanqueiro A (2008) Impact of Wind Generation Fluctuations in the Design and Operation of Power Systems. Em: 7th international Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms. Madrid, Spain, p 7

Grell G, Dudhia J, Stauffer DR (1995) A description of the Fifth-generation Penn State/NCAR Mesoscale Model (MM5). NCAR Tech Note NCAR/TN-398+STR 121. doi: 10.5065/D68S4MVH

Huld T, Mu R (2012) A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Sol Energy* 86:1803–1815. doi: 10.1016/j.solener.2012.03.006

Jurasz J, Canales FA, Kies A, et al (2020) A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. *Sol Energy* 195:703–724. doi: 10.1016/j.solener.2019.11.087

Monforti F, Huld T, Bódis K, et al (2020) Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy . A Monte Carlo approach. *Renew Energy* 63:576–586. doi: 10.1016/j.renene.2013.10.028

Mueller RW, Matsoukas C, Gratzki A, et al (2009) Remote Sensing of Environment The CM-SAF operational scheme for the satellite based retrieval of solar surface irradiance — A LUT based eigenvector hybrid approach. *Remote Sens Environ* 113:1012–1024. doi: 10.1016/j.rse.2009.01.012

Odeh RP, Watts D (2019) Impacts of wind and solar spatial diversification on its market value: A case study of the Chilean electricity market. *Renew Sustain Energy Rev* 111:442–461. doi: 10.1016/j.rser.2019.01.015

Psiloglou BE, Kambezidis HD, Kaskaoutis DG, et al (2020) Comparison between MRM simulations, CAMS and PVGIS databases with measured solar radiation components at the Methoni station, Greece. *Renew Energy* 146:1372–1391. doi: 10.1016/j.renene.2019.07.064

Urraca R, Gracia-Amillo AM, Koubli E, et al (2017) Extensive validation of CM SAF surface radiation products over Europe. *Remote Sens Environ* 199:171–186. doi: 10.1016/j.rse.2017.07.013

Viviescas C, Lima L, Diuana FA, et al (2019) Contribution of Variable Renewable Energy to increase energy security

in Latin America: Complementarity and climate change impacts on wind and solar resources. *Renew Sustain Energy Rev* 113:109232. doi: 10.1016/j.rser.2019.06.039

Widén J (2011) Correlations between large-scale solar and wind power in a future scenario for Sweden. *IEEE Trans Sustain Energy* 2:177–184. doi: 10.1109/TSTE.2010.2101620

WindEurope (2019) Renewable Hybrid Power Plants - Exploring the Benefits and Market Opportunities. Em: Relatório Técnico. p 22

Yan J, Qu T, Han S, et al (2020) Reviews on characteristic of renewables: Evaluating the variability and complementarity. *Int Trans Electr Energy Syst* 1–21. doi: 10.1002/2050-7038.12281



## IMPACTO DA INTEGRAÇÃO EM LARGA ESCALA DE CAPACIDADE SOLAR FOTOVOLTAICA NOS PREÇOS DO MIBEL: ANÁLISE DA REMUNERAÇÃO DAS CENTRAIS FOTOVOLTAICAS EM AMBIENTE DE MERCADO

Couto A. \*, Algarvio H. \*, Lopes F. \*, Estanqueiro A.\*

\* Unidade de Energias Renováveis e Integração de Sistemas de Energia, Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), I.P., Estrada do Paço do Lumiar nº22, Lisboa, 1649-038 Portugal,  
[antonio.couto@lneg.pt](mailto:antonio.couto@lneg.pt), [hugo.algarvio@lneg.pt](mailto:hugo.algarvio@lneg.pt), [fernando.lopes@lneg.pt](mailto:fernando.lopes@lneg.pt), [ana.estanqueiro@lneg.pt](mailto:ana.estanqueiro@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1006>

### RESUMEN/RESUMO

Este artigo visa avaliar e compreender o impacto da integração em larga escala da tecnologia solar fotovoltaica (PV) no mercado ibérico de eletricidade. Esse impacto foi avaliado considerando as projeções de capacidade solar a instalar em Portugal, de acordo com Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) 2030, usando o modelo multi-agente MATREM (*for Multi-Agent Trading in Electricity Markets*) como simulador do mercado de eletricidade. Os resultados sugerem que tomando como referência aos valores observados em 2016, com as capacidades instaladas projetadas no PNEC, é possível uma redução do preço médio no mercado do dia seguinte de 8.03 €/MWh, passando de um valor de 53.55 €/MWh para 45.52 €/MWh. Analisando as horas do dia onde é expectável existir produção solar, a redução do preço médio é mais significativa, e igual a 10.33 €/MWh. Face aos valores atuais do custo de instalação desta tecnologia, o valor médio obtido sugere que é viável aos produtores optarem por uma remuneração em ambiente de mercado. Assim, para além dos benefícios ambientais, a integração da tecnologia solar PV em larga escala pode ter um impacto socioeconómico muito positivo.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar, PNEC 2030, mercado eletricidade, MIBEL, Simulador multi-agente, MATREM

### ABSTRACT

This article aims to assess and understand the impact of large-scale integration of the solar photovoltaic (PV) technology in the Iberian electricity market. This impact was evaluated using the projections of the Portuguese solar deployment capacity established in the National Energy and Climate Plan (NECP) 2030 and a multi-agent electricity market simulator designated as MATREM (*for Multi-Agent Trading in Electricity Market*). Comparing with the values obtained for 2016, the results suggest that the installed capacities projected in the PNEC allow to reduce the average price on the day-ahead spot market by 8.10 €/MWh, reaching 45.52 €/MWh. Considering only the period when solar production is expected (i.e., excluding the night hours), the average price obtained for 2030 is 46.76 €/MWh. With the current installations costs values of solar PV and the values obtained in this work, the results suggest that it is reasonable for a solar power producer to select a market-based remuneration. Thus, in addition to the environmental benefits, the large-scale integration of solar PV technology can have a positive socio-economic impact.

KEYWORDS: Solar Energy, NECP 2030, electricity market, MIBEL, multi-agent simulator, MATREM

## INTRODUÇÃO

Portugal, em harmonia com a Europa, encontra-se atualmente numa fase de transição energética onde o setor das energias renováveis assume um papel crucial. Esta transição visando reduzir a dependência energética do exterior, e descarbonizar a sociedade e, conseqüentemente, o sector electroprodutor, requer uma integração em larga escala de fontes de energia renováveis variáveis no tempo (VRE), como a energia solar fotovoltaica (PV) (Hansen et al. 2019). Devido à característica intrínseca da fonte primária desta tecnologia – irradiância - a sua produção é delimitada pelas condições atmosféricas (tal como no caso da energia eólica) e pelo ciclo diário do sol. Este ciclo influencia também o perfil de consumo de energia, e, conseqüentemente, os preços verificados nos mercados de energia elétrica (MEE). A influência da integração em larga-escala de VRE nos sistemas electroprodutores tem sido detalhadamente analisada por diversos autores, nomeadamente, no que diz respeito à segurança e robustez do sistema e à flexibilidade necessária para lidar com a designada “duck curve” (Hou et al. 2019; Couto e Estanqueiro 2020). Esta curva é caracterizada pela queda acentuada da carga líquida (consumo de eletricidade menos produção VRE) nas primeiras horas da manhã por via do aumento da produção solar PV. Por outro lado, após as horas de maior irradiância solar, verifica-se um comportamento oposto, i.e., um aumento acentuado da carga líquida. Dependendo dos níveis de penetração desta tecnologia, o valor de carga líquida pode ser inferior a 0 durante algumas horas do dia, significando um excesso de produção face ao consumo de energia. Assim, com as novas dinâmicas introduzidas do lado da oferta de energia, derivada da forte aposta na tecnologia solar PV, é expectável que estas impactem fortemente nos resultados dos MEEs.

A atual configuração dos MEEs, definida num período onde dominavam as tecnologias convencionais, é marginalista (baseada no custo necessário para produzir um megawatt) na formação do seu preço horário. O preço é obtido através da intersecção da curva de oferta e da curva de procura de energia (Sensfuß et al. 2008). Assim, para participar no mercado diário, os produtores normalmente licitam um preço que englobe os seus custos marginais e a quantidade de produção, ou prevista no caso das VREs, criando-se um empilhamento das ofertas por ordem de mérito. Uma vez que as tecnologias VRE apresentam custos marginais muito reduzidos (da ordem dos 0 €/MWh) comparativamente com as tecnologias convencionais, verifica-se uma tendência para uma diminuição dos valores verificados nos MEEs. Esta tendência já se encontra detalhadamente reportada por diversos autores (Lopes et al. 2018; Odeh e Watts 2019). A quantificação deste impacto para os produtores de energia eólica durante o primeiro semestre de 2016 para o mercado do MIBEL foi investigada em (Lopes et al. 2018). Usando os dados de mercado e o simulador multi-agente MATREM (de *Multi-Agent Trading in Electricity Markets*), os autores obtiveram uma redução média do preço da energia de quase 17 €/MWh (-35% em relação ao caso sem vento para uma participação média de penetração da energia eólica de 28%) no período em análise. Esta redução dos preços é frequentemente referida na literatura como “efeito de ordem de mérito” (Sensfuß et al. 2008).

Pese embora, para certos níveis de penetração VRE, o efeito da ordem de mérito seja positivo para os consumidores, os preços reduzidos verificados nos MEEs provocam uma redução dos lucros destas tecnologias - “efeito de auto-canibalização” (Hirth 2016), limitando igualmente a rentabilidade dos restantes produtores de eletricidade. Esta situação pode diminuir o estímulo e novos investimentos em VRE, mas também em tecnologia despachável que é essencial para garantir a segurança e robustez do sistema electroprodutor.

No atual contexto de transição energética, e à semelhança de publicações recentes dos autores relativamente à energia eólica, e.g., (Lopes et al. 2018; Algarvio et al. 2019), neste trabalho é analisada a sensibilidade do preço da eletricidade no mercado diário do MIBEL, atendendo a diferentes níveis de capacidade instalada de tecnologia energia solar PV, usando o simulador multi-agente MATREM. A análise de sensibilidade, incide sobre o preço médio do MIBEL, e, conseqüentemente, na identificação da remuneração média dos produtores em ambiente de mercado, considerando a evolução da capacidade solar PV prevista no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) 2030 para Portugal (DGEG 2019). Uma vez que neste plano é expectável um aumento da contribuição da energia eólica, que impacta igualmente nos resultados dos MEEs, este aumento foi igualmente considerado neste trabalho.

## ENERGIA SOLAR EM PORTUGAL – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE E PNEC 2030

A capacidade instalada de tecnologia solar PV em Portugal representa ainda um valor pouco expressivo. Em 2018, a capacidade cumulativa era de aproximadamente 0.7GW (DGEG 2020). A eletricidade extraída destes sistemas permitiu abastecer cerca de 2% do consumo de energia elétrica nacional. O elevado potencial solar PV em Portugal, aliado à diminuição acentuada dos custos desta tecnologia, conduziram a uma forte aposta nesta fonte de energia renovável como via para a descarbonização do sistema electroprodutor. De acordo com o PNEC 2030, é expectável um aumento dos atuais 0.7 GW (2018) para 9.0 GW até 2030, Fig. 1.

Até 2010, o crescimento observado na capacidade instalada de VRE foi suportado por políticas de apoio, usualmente, através de fixação de uma tarifa fixa (*Feed-in-tariff - FITs*). Para evitar o recurso a FITs, o processo de atribuição de licenças de exploração desta tecnologia esteve estagnado, de forma a que fosse identificado um processo justo e transparente de remuneração da energia gerada permitindo reduzir a volatilidade dos rendimentos destes produtores em ambiente de mercado. Contudo, devido ao preço competitivo da tecnologia solar PV, verificou-se em Portugal a instalação de parques solares em regime de mercado, i.e., a remuneração destes parques é baseada na participação nos diversos produtos de mercado disponíveis no MIBEL. Com a identificação do caminho economicamente



sustentável para atingir as metas do PNEC 2030, o governo estabeleceu um sistema de leilão, podendo os promotores optar por uma remuneração com base *i)* numa tarifa fixa ou *ii)* tarifa de mercado.

Os resultados do primeiro leilão de 1.4 GW em 2019 permitiram garantir os preços mais baixos na Europa e mínimos mundiais, para a instalação desta tecnologia. O valor médio do leilão fechou em 20.8 €/MWh, que, à data, representava um valor significativamente inferior ao preço médio diário no MIBEL – 52.0 €/MWh (REN 2020a) e aos valores de *levelized cost of energy* (LCOE) apresentados na literatura mais recente (IRENA 2019). Este comportamento no leilão suporta os resultados de alguns autores que identificaram que, a curto prazo, esta tecnologia pode ser totalmente competitiva na ausência de apoios económicos. Adicionalmente, este resultado traduz-se em ganhos efetivos para os consumidores e deixam antever o potencial multiplicador deste mecanismo em futuras licitações e do seu considerável e necessário contributo para atingir os objetivos nacionais em matéria de energias renováveis.

A energia eólica é igualmente determinante no valor observado no MIBEL, como descrito anteriormente. Nesse sentido, os valores projetados no PNEC 2030 para esta tecnologia podem igualmente afetar a rentabilidade dos produtores de energia solar. Porém, o seu valor de LCOE e o valor observado na maioria dos MEEs, não permite que esta seja competitiva em ambiente de mercado a curto prazo. Neste sentido, e uma vez que não é possível dissociar o comportamento dos preços observados no MIBEL desta tecnologia, o incremento expectável da capacidade eólica foi igualmente considerado neste trabalho. De acordo com o PNEC o crescimento previsto desta tecnologia é de aproximadamente 4.0 GW, Fig. 1.

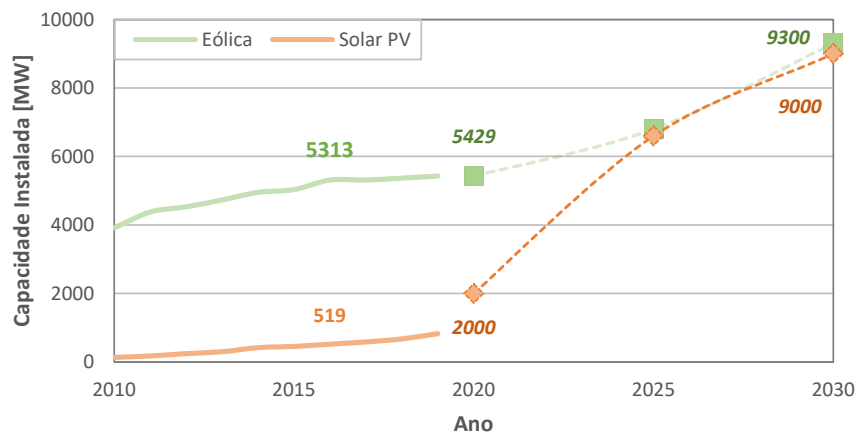


Fig. 1. Evolução da capacidade solar PV e eólica instalada em Portugal e projeções do PNEC 2030.

## METODOLOGIA

Na Fig. 2 apresenta-se um fluxograma esquemático da metodologia implementada, sendo que uma explicação mais detalhada de cada passo é providenciada nas subsecções seguintes.

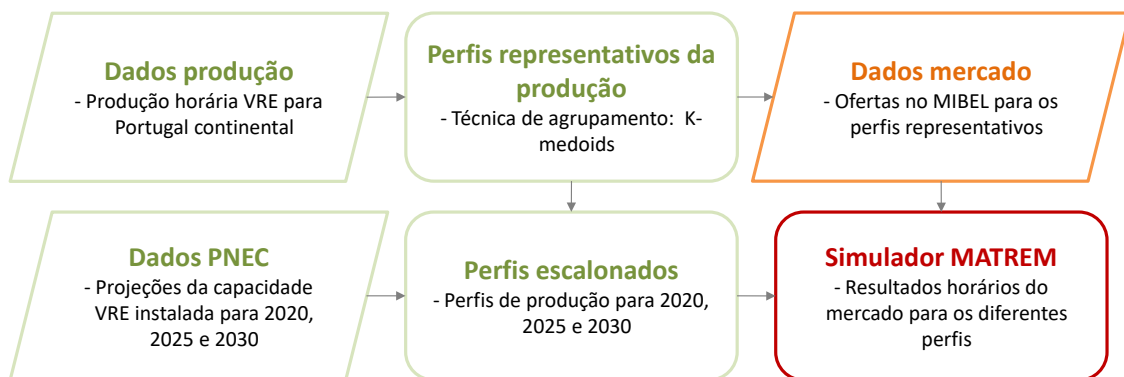


Fig. 2. Fluxograma esquemático da metodologia implementada.

## Simulador multi-agente MATREM

A liberalização dos MEEs, verificada na maioria dos países, permitiu aumentar a competitividade dos mesmos tal como a imprevisibilidade comportamental dos participantes, devido aos seus diferentes interesses individuais. Assim, os mercados de energia elétrica são uma realidade complexa em constante evolução, onde estão a emergir novos intervenientes, comportamentos e estratégias. A crescente complexidade destes mercados impulsionou o desenvolvimento de soluções computacionais adaptadas a esta nova indústria competitiva. Os modelos computacionais tradicionais são, muitas vezes, considerados pouco adequados aos MEE liberalizados. Os sistemas

multi-agente são “redes de agentes computacionais que interagem entre si para resolver problemas que estão além das capacidades individuais de cada agente” (Lopes e Coelho 2018). Os agentes são sistemas de computação capazes de ter um comportamento autônomo e flexível para atingir os objetivos para que foram criados. De forma a representar as características das entidades reais que participam nos MEE, os agentes possuem objetivos e características individuais que originam diferentes comportamentos e incentivam a cooperação na resolução de conflitos. Esta individualização dos agentes conduz a capacidades distintas de aprendizagem, percepções diferentes de comportamento de mercado e diferentes formas de decidir e atuar.

O simulador MATREM consiste num sistema baseado em agentes computacionais autônomos que permite simular os mercados de energia elétrica (Lopes e Coelho 2018; Algarvio et al. 2019). A atual versão do sistema suporta os mercados: diário, intra-diário, de futuros e de balanços. O mercado diário (*day-ahead market* – DAM) é o mercado principal, onde a oferta e a procura são negociadas numa base horária. O mercado intra-diário é um mercado de curto prazo que envolve várias sessões com leilões. Ambos os mercados operam de acordo com a teoria dos preços marginais e são controlados por um agente operador de mercado. O mercado de futuros permite proteger os seus participantes contra o risco financeiro inerente à volatilidade dos preços dos mercados diário e intra-diário. Trata-se de um mercado organizado onde se pode comercializar diferentes produtos, como por exemplo *forwards* e *swaps*, e cuja duração pode variar de dias a anos. O mercado de balanços é um mercado associado aos serviços de sistema.

O MATREM considera três tipos de reserva, nomeadamente a reserva primária, secundária e terciária. A segurança e estabilidade do sistema energético é uma tarefa associada a um agente operador de sistema. Por fim, o sistema suporta um mercado para negociar contratos bilaterais de elevada flexibilidade, que permitem englobar o fornecimento de grandes quantidades de energia elétrica, por longos períodos de tempo. Neste sentido, as partes envolvidas podem negociar os diversos termos dos contratos de acordo com as suas preferências. O sistema foi desenvolvido com recurso à linguagem de programação JAVA e à plataforma JADE.

#### Identificação dos dias significativos

O objetivo subjacente da escolha de dias representativos é detetar estatisticamente os padrões diários da produção VRE mais comuns no conjunto de dados disponíveis. Este procedimento, efetuado com recurso a técnicas estatísticas de agrupamento de dados (*clustering*), permite *i*) alimentar o simulador MATREM sem recorrer a simulações computacionalmente exigentes e *ii*) avaliar os perfis que podem comprometer as receitas dos produtores de energia solar, permitindo a adoção de medidas para mitigar a sua exposição ao risco em determinadas condições.

A identificação de dias representativos é uma ferramenta amplamente utilizada para aprimorar o conhecimento de um predeterminado parâmetro, permitindo o desenvolvimento de sistemas de suporte à decisão, por exemplo, classificação de clientes de eletricidade (Figueiredo et al. 2005). Esta técnica permite organizar os dados de entrada com características semelhantes em agrupamentos para alcançar os perfis diários mais representativos. Com esta etapa, é possível identificar padrões estatisticamente independentes entre si nos dados que, geralmente, podem ser associados a diferentes processos físicos. Embora a análise de agrupamento não reflita necessariamente os resultados de um processo físico específico, se houver comportamentos predominantes num grupo de elementos, eles serão refletidos num dos agrupamentos. Os algoritmos de agrupamento são processos de aprendizagem não supervisionada, tipicamente, aplicados para encontrar e dividir os dados de acordo com a semelhança entre as observações, de uma maneira sempre mais próxima dos elementos do mesmo agrupamento e diferente dos restantes agrupamentos (Huth et al. 2008).

Neste trabalho, é usado o algoritmo de agrupamento K-medoids (Park e Jun 2009) para identificar os dias representativos com base nos dados de produção VRE. As principais vantagens da técnica K-medoids, quando comparadas a outras técnicas de agrupamento não hierárquicas (por exemplo, a técnica K-means), são: 1) robustez ao ruído e aos valores extremos uma vez que recorre aos valores da mediana dos agrupamentos em vez da média; e 2) seleciona pontos de dados como centros (medoids). Esta técnica corresponde a um algoritmo de agrupamento não hierárquico para agrupar os dados em  $K$  agrupamentos, onde  $K$  é definido *à priori*. O número ótimo de agrupamentos é determinado usando o critério de Calinski-Harabasz (CH) (Calinski e Harabasz 1974).

As principais etapas do algoritmo são: 1) calcular a distância entre cada par de todos os objetos usando a distância de correlação como medida de dissimilaridade, 2) obter uma estimativa inicial do centro dos agrupamentos e 3) atribuir cada dia a um dos  $K$  agrupamentos selecionados de acordo com a distância mínima ao medóide mais próximo. O algoritmo itera até que a soma dos quadrados entre os agrupamentos seja minimizada. Embora o algoritmo atinja a convergência, não é possível provar que a solução ideal é global e, portanto, a solução final depende dos valores iniciais do centróide. Para minimizar esse impacto, o algoritmo foi executado três vezes usando os resultados dos centros dos agrupamentos anteriores.

#### CASO DE ESTUDO: IDENTIFICAÇÃO DOS PERFIS DE PRODUÇÃO VRE E AGENTES NO SIMULADOR MATREM

Esta seção descreve e providencia mais detalhes sobre o caso de estudo para analisar o impacto da capacidade instalada prevista no PNEC 2030 no mercado diário do MIBEL e, conseqüentemente, na retribuição dos produtores que optem por uma remuneração de mercado. Neste trabalho foram considerados os dados horários agregados

nacionais, observados entre 2015 e 2016, disponibilizados pelo operador do sistema (REN 2020b), para obter os dias representativos da produção VRE. Uma vez obtidos os perfis representativos da produção VRE em Portugal, estes foram escalados para os diferentes períodos em análise (ano 2020, 2025 e 2030),  $Produção_{ano,perfil}$ , de acordo a seguinte expressão:

$$Produção_{ano,perfil} = Produção_{2016,perfil} \times \frac{Capacidade_{ano}}{Capacidade_{2016}}$$

em que  $Produção_{2016,perfil}$  representa a produção histórica observada para cada perfil e tecnologia (solar PV e eólica),  $Capacidade_{ano}$  e  $Capacidade_{2016}$  corresponde à capacidade instalada no ano em análise e no fim de 2016 para cada tecnologia, respetivamente.

Perfis de produção VRE representativos

Com base no critério CH foi possível identificar nove perfis de produção VRE estatisticamente significativos. Na Fig. 3 apresentam-se os perfis representativos de produção VRE (solar PV e eólica) históricos e projetados para 2030. Na Fig. 4 é possível observar a produção média diária por perfil e tecnologia em 2030, bem como a sua representatividade no período histórico considerado.

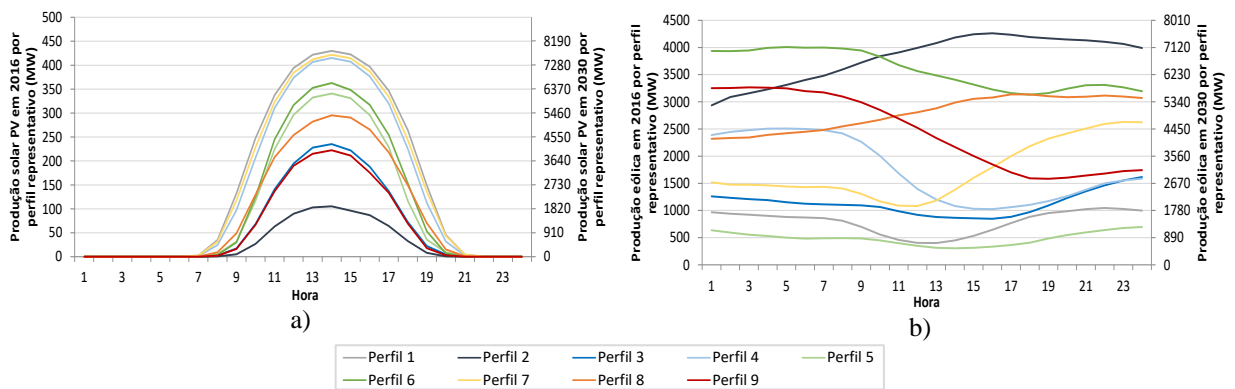


Fig. 3. Perfis diários de produção históricos e projetados para 2030 tecnologia a) solar PV, e b) eólica.

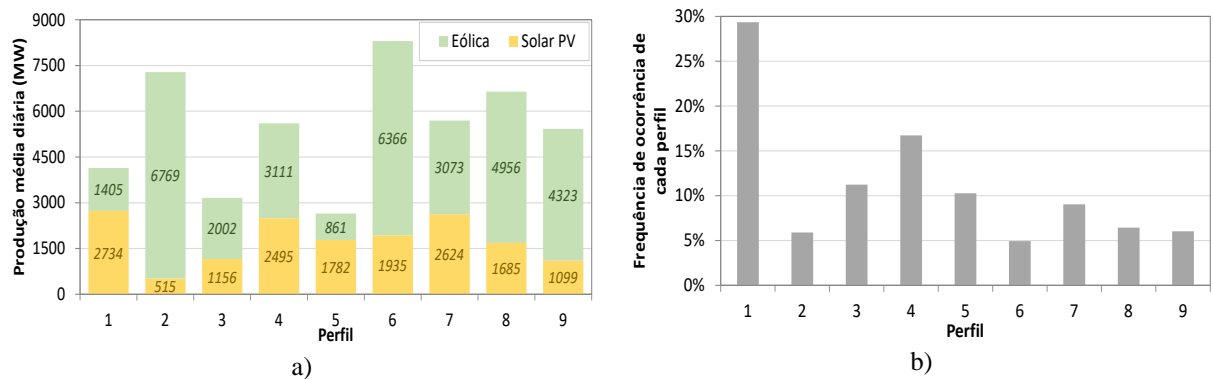


Fig. 4. a) Produção média diária por perfil e tecnologia e b) representatividade de cada perfil obtido nos dois anos em análise.

Os perfis obtidos demonstram a elevada complementaridade na produção solar PV e eólica em Portugal (Couto e Estanqueiro 2020). O perfil 1 apresenta a frequência de ocorrência mais elevada (29.3%) e, simultaneamente, o nível médio de produção solar PV mais elevado. Em média, os dias que incorporam este agrupamento permitem obter um valor diário médio de produção eólica de 1.4 GW (o segundo perfil mais reduzido). Do ponto de vista físico, este perfil resulta do ciclo diário do sol com níveis reduzidos de nebulosidade na atmosfera que desencadeia efeitos locais térmicos de estratificação vertical da atmosfera resultando em velocidades do vento superiores durante o período noturno. Por outro lado, o perfil 2 está associado a níveis elevados de produção de energia eólica. Este perfil encontra-se relacionado com a passagem de fenómenos meteorológicos severos (e.g., sistemas ciclónicos) e níveis elevados de nebulosidade e, conseqüentemente, níveis reduzidos de produção solar PV. Devido à característica intrínseca do seu recurso primário que só permite obter produção durante algumas horas do dia, o valor médio diário de produção solar PV não excede os 2.8 GW (perfil 1, Fig. 4a). Contudo, ao longo do dia, para 2030 podem ser observados valores superiores a 8.0 GW, Fig. 3a.

### MIBEL: Dados e simulação do mercado no MATREM

São usadas as ofertas reais no mercado diário do MIBEL dos dias representativos mais os valores previstos da capacidade VRE até 2030. O simulador MATREM é usado como uma plataforma de simulação do DAM, usando o agente de operação do mercado para esse efeito e o agente de operação do sistema para averiguar situações de separação de mercados, i.e., quando o operador de mercado obtém um fecho de mercado em que a energia a transacionar entre Portugal e Espanha é superior à sua capacidade de interligação. Nestas situações a simulação é feita apenas para Portugal. A Tabela 1 apresenta as características aproximadas dos agentes considerados do lado da oferta, sendo que os custos marginais são aproximados e dependentes de cada central. A produção total dos parques solares PV portugueses é representada pela tecnologia T13.

Assume-se que as ofertas de todas as tecnologias não apresentam erros de previsão e que o consumo em 2030 se mantém inelástico face aos valores observados nos dias representativos em análise.

Tabela 1. Principais características das tecnologias consideradas.

Tecnologia	Pais	Tipo de central	Capacidade Máxima (MW)	Custo marginal (€/MWh)
T1	Portugal	Eólica	9300	0
T2	Portugal	Mix renovável	2000	0
T3	Portugal	Hidroelétrica	4500	[30; 60]
T4	Portugal	Carvão	1800	≈30
T5	Portugal	Gás ciclo combinado	3000	≈55
T6	Portugal	Fuel óleo	2000	≈70
T7	Espanha	Mix renovável	30000	0
T8	Espanha	Hidroelétrica	16500	[30; 60]
T9	Espanha	Carvão	10000	≈30
T10	Espanha	Nuclear	7500	≈30
T11	Espanha	Gás ciclo combinado	22000	≈55
T12	Espanha	Fuel óleo	4000	≈77
T13	Portugal	Solar PV	9000	0

## RESULTADOS

Nesta secção são apresentados os resultados mais relevantes, nomeadamente, a validação do simulador MATREM que permite quantificar os desvios entre os valores observados e os dados simulados.

### Validação do simulador MATREM

Na Fig. 5 apresenta-se o preço médio diário observado por perfil e a diferença entre o valor simulado e observado.

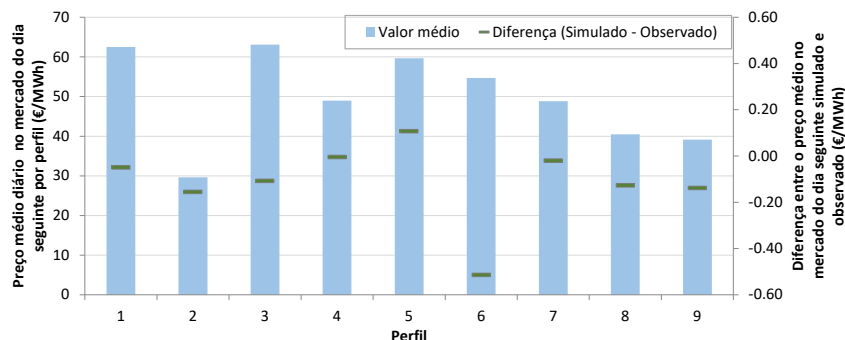


Fig. 5. Preço médio observado no mercado diário em cada perfil/dia representativo (barras em azul), e respetivas diferenças obtidas com o simulador MATREM (traços em verde).

Através da Fig. 5 é possível verificar que a diferença entre os valores observados e simulados no mercado diário do MIBEL é, em módulo, sempre inferior a 0.52 €/MWh, sendo o valor médio da diferença igual a -0.11 €/MWh. O valor médio observado e simulado nos nove perfis ponderados pela sua frequência de ocorrência nos dois anos corresponde a 53.62 €/MWh e 53.55 €/MWh, respetivamente. As reduzidas diferenças identificadas podem ser

parcialmente explicadas por se usar as licitações observadas no MIBEL. Estes resultados demonstram a capacidade do simulador MATREM em reproduzir o comportamento observado no MIBEL.

Impacto do incremento da capacidade VRE prevista no PNEC 2030 no MIBEL

Na Fig. 6 apresenta-se o valor médio diário simulado para os diferentes perfis representativos e horizontes temporais em análise (2016, 2020, 2025 e 2030) considerando a capacidade solar PV e eólica observada e prevista no PNEC 2030 para Portugal.

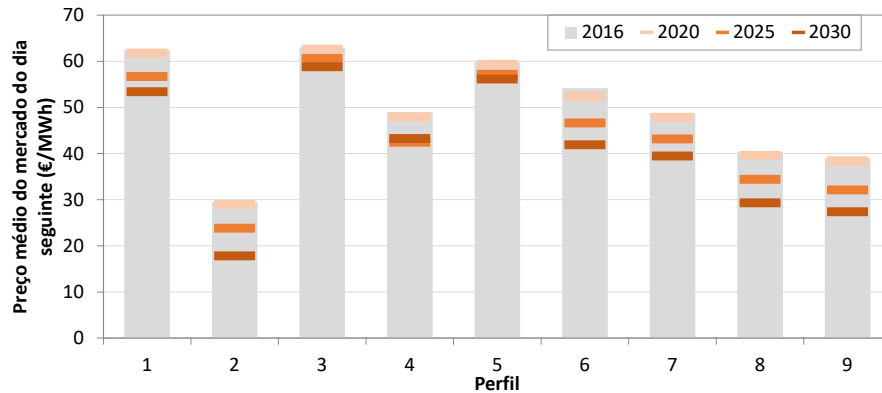


Fig. 6. Preço médio estimado no DAM em cada perfil representativo considerando a capacidade VRE instalada em diferentes anos.

Como esperado, a Fig. 6 demonstra o efeito de ordem de mérito resultante do aumento da capacidade VRE instalada. O decréscimo mais acentuado entre 2016 e 2030 observa-se no perfil 6 que apresenta o valor mais elevado de produção VRE (Fig. 4a). Neste caso, o valor observado neste perfil passa de 54.17 €/MWh em 2016 para 41.90 €/MWh em 2030, representando um decréscimo de 12.27 €/MWh. Contudo, a representatividade deste perfil é inferior a 5%. Por outro lado, o perfil 5 é o que demonstra uma menor redução nos preços verificados nos anos em análise. Este resultado é explicado pela reduzida disponibilidade do recurso primário das tecnologias solar PV e eólica, respetivamente. No perfil 1, que é o mais representativo no período em análise (cerca de 30% do conjunto de dados), o decréscimo entre 2016 e 2030 é de 9.08 €/MWh.

O valor médio observado e simulado nos nove perfis ponderados pela sua frequência de ocorrência nos dois anos históricos (Fig. 4b) é apresentado na Tabela 2. Nesta tabela apresenta-se o valor considerando: i) todo o período de negociação ao longo do dia – período 24 horas, e ii) apenas os períodos do dia onde é expectável existir produção solar PV – período *Horas de sol* e a representatividade de cada perfil.

Tabela 2. Valor médio do DAM (em €/MWh) no MIBEL para diferentes períodos temporais.

Período	2016	2020	2025	2030
24 horas	53.55	52.79	48.20	45.52
Horas de sol	57.00	55.88	49.69	46.76

Com base nos resultados da Tabela 2, é possível verificar que durante o período *Horas de sol*, o valor médio é superior ao período 24 horas, sendo este comportamento explicado pelo binómio oferta/procura nos diferentes períodos. Contudo importa referir que esta diferença é bastante atenuada com o crescimento da produção solar PV prevista para 2030. De acordo com os resultados, é expectável uma redução de 8.10 €/MWh em 2030 dos valores no DAM, em comparação com a situação atual. No caso da análise das horas onde é expectável que os produtores de energia solar participarem no mercado (período – *Horas de sol*), a redução é de 10.33 €/MWh com o DAM a fixar-se num valor médio de 46.76 €/MWh. Este resultado significa que este período do dia apresenta uma diminuição mais significativa dos preços verificados em resultado da elevada penetração solar. Contudo, os resultados obtidos indicam que, em 2030, a remuneração expectável dos produtores de energia solar PV vai ser superior aos valores de LCOE atuais desta tecnologia.

CONCLUSÕES

Neste trabalho é realizada uma análise do impacto da integração em larga escala de capacidade solar fotovoltaica (PV) no mercado Ibérico de energia elétrica - MIBEL, usando o simulador de mercado multi-agente MATREM. No caso de estudo em análise consideram-se as projeções de capacidade instalada indicadas no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) 2030, que representam o compromisso português para a descarbonização do sistema electroprodutor e os dados observados no mercado diário do dia seguinte do MIBEL.

De acordo com o PNEC, em 2030, a capacidade solar fotovoltaica (PV) incrementa mais de 17 vezes face a 2016, enquanto a energia eólica apenas 1.7 vezes. Devido aos reduzidos custos marginais da produção solar PV e à sua elevada penetração durante alguns períodos do dia, é possível verificar nos resultados das simulações uma redução significativa do preço de mercado durante as horas de pico de produção desta tecnologia. Contudo, para o período em análise, o valor médio estimado no mercado do dia seguinte em 2030 situa-se nos 46.76 €/MWh uma redução de 10.33 €/MWh em comparação com 2016. Face aos valores atuais do custo de instalação desta tecnologia, o valor médio obtido indica que é viável os produtores optarem por uma remuneração de mercado.

Importa referir que foram consideradas algumas simplificações neste trabalho, nomeadamente, não foi considerado o papel da capacidade adicional solar PV e eólica prevista em Espanha que irá impactar igualmente nos preços verificados no MIBEL. Assume-se que as ofertas de todos os agentes não apresentam erros de previsão e que o consumo se mantém inelástico face aos valores observados nos dias representativos em análise. Assim, e pese embora seja necessário estender o período de simulação para obter resultados estatisticamente significativos, os indicadores obtidos sugerem que para além dos benefícios ambientais, a integração da tecnologia solar PV em larga escala pode ter um impacto socioeconómico bastante positivo.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa-Quadro da Comissão Europeia Horizonte 2020 pelo financiamento parcial deste estudo no âmbito do projeto TradeRES (*grant agreement 864276*).

#### REFERÊNCIAS

Algarvio H, Couto A, Lopes F, Estanqueiro A (2019) Changing the Day-Ahead Gate Closure to Wind Power Integration: A Simulation-Based Study. *Energies* 12:20. doi: 10.3390/en12142765

Calinski T, Harabasz J (1974) A dendrite method for cluster analysis. *Commun Stat* 3:27

Couto A, Estanqueiro A (2020) Exploring Wind and Solar PV Generation Complementarity to Meet Electricity Demand. *Energies* 13:21. doi: 10.3390/en13164132

DGEG (2019) Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030). Relatório Técnico 200

DGEG (2020) Estatísticas rápidas - renováveis. Relatório Técnico n.o 138 22

Figueiredo V, Rodrigues F, Vale Z, Gouveia JB (2005) An Electric Energy Consumer Characterization Framework Based on Data Mining Techniques. *IEEE Trans Power Syst* 20:596–602. doi: 10.1109/TPWRS.2005.846234

Hansen K, Breyer C, Lund H (2019) Status and perspectives on 100 % renewable energy systems. *Energy* 175:471–480. doi: 10.1016/j.energy.2019.03.092

Hirth L (2016) The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower. *Appl Energy* 181:210–223. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.07.039

Hou Q, Zhang N, Du E, et al (2019) Probabilistic duck curve in high PV penetration power system: Concept, modeling, and empirical analysis in China. *Appl Energy* 242:205–215. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.03.067

Huth R, Beck C, Philipp A, et al (2008) Classifications of atmospheric circulation patterns: recent advances and applications. *Ann N Y Acad Sci* 1146:105–52. doi: 10.1196/annals.1446.019

IRENA (2019) Renewable power generation costs in 2018. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg

Lopes F, Coelho H (2018) Electricity Markets and Intelligent Agents Part II: Agent Architectures and Capabilities. pp 49–77

Lopes F, Sá J, Santana J (2018) Renewable Generation, Support Policies and the Merit Order Effect: A Comprehensive Overview and the Case of Wind Power in Portugal. Em: Lopes F, Coelho H (eds) *Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation, and Emerging Design*. Springer, Cham, pp 227–263

Odeh RP, Watts D (2019) Impacts of wind and solar spatial diversification on its market value: A case study of the Chilean electricity market. *Renew Sustain Energy Rev* 111:442–461. doi: 10.1016/j.rser.2019.01.015

Park H-S, Jun C-H (2009) A simple and fast algorithm for K-medoids clustering. *Expert Syst Appl* 36:3336–3341. doi: 10.1016/j.eswa.2008.01.039

REN (2020a) Energy Markets Information System. [www.mercado.ren.pt](http://www.mercado.ren.pt). Accessed 1 Ago 2020

REN (2020b) REN - Centro de Informação. <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/Paginas/CIHomePage.aspx>. Accessed 8 Jan 2020

Sensfuß F, Ragwitz M, Genoese M (2008) The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy* 36:3086–3094. doi: 10.1016/j.enpol.2008.03.035





**LECCIONES APRENDIDAS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA USO FAMILIAR EN EDIFICIO MULTIVIVIENDA EN UN PROCESO DE COMPRA COLECTIVA****Salom J.\*, Regales J.\*\*, Salom O.\*\*\*\*\***

- \* Grupo de Energía Térmica y Edificación, IREC - Institut de Recerca en Energia de Catalunya, Jardins de les Dones de Negre, 1, Sant Adrià de Besòs, 08930, (Barcelona), España, [jsalom@irec.cat](mailto:jsalom@irec.cat)  
\*\* Som Energia Grup Local Terrassa, Terraasa, (Barcelona), España, [terrassa@somenergia.coop](mailto:terrassa@somenergia.coop)  
\*\*\* IES Montserrat Roig, C. Cervantes 46, 08221 Terrassa (Barcelona), España

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1007>

**RESUMEN**

La instalación de energía solar fotovoltaica en edificios plurifamiliares existentes, ya sea en instalaciones de autoconsumo compartido o individual se enfrenta a barreras legales, técnicas y de gestión de las decisiones en comunidades de propietarios. En base a la experiencia de una instalación realizada para uso individual en un edificio en el año 2018, el artículo analiza con detalle las principales barreras y propone acciones que permitan impulsar instalaciones en comunidades de propietarios. La monitorización detallada durante el primer año de operación ha permitido conocer que el nivel de autoconsumo es del 36% y que la instalación podría amortizarse hasta en 9 años. El proceso descrito se enmarca en una iniciativa de compra colectiva de instalaciones solares fotovoltaicas “llave en mano” que reduce las barreras al desconocimiento técnico que pudieran tener los ciudadanos. Si como sociedad queremos que las cubiertas de los bloques de viviendas puedan contribuir a la mitigación del cambio climático, es necesaria una labor de concienciación que minimice las barreras de gestión en las comunidades de propietarios.

**PALABRAS CLAVE:** Autoconsumo fotovoltaico, Barreras comunitarias, Edificios plurifamiliares existentes

**ABSTRACT**

The installation of solar photovoltaic systems in existing multifamily buildings, for individual or shared generation, face a set of barriers going from legal and technical aspects to the ones related with how decisions are taken in these buildings between dwelling's owners. Based on a real experience of one photovoltaic system for individual use in a multifamily building in 2018, the current paper analyzes the main barriers and proposes actions to push photovoltaics in multifamily buildings. The detailed monitoring of the installation in the first operative year shows that the supply cover factor is 36% and the investment could be recovered within up to 9 years. The process was done in the framework of a collective initiative to launch up top 100 turnkey photovoltaic systems showing how this contributed to reduce technical unknowns of the citizens. If the society wants that photovoltaics in multifamily buildings contribute to mitigate climate change, an awareness work is necessary to minimize the barriers that community of owners can pose to individual proposals.

**KEYWORDS:** Photovoltaics self-consumption, Community barriers, Existing multifamily buildings

## INTRODUCCIÓN

El 70% de las familias en España reside en edificios plurifamiliares y el 92% de los hogares tienen su vivienda en régimen de propiedad (IDAE, 2011). En general, los edificios plurifamiliares se sitúan en tramas urbanas altamente consolidadas. Uno de los caminos para afrontar la mitigación urgente de los efectos del cambio climático es la rehabilitación energética de nuestros edificios y la integración de sistemas de generación de energía renovable. La instalación de energía solar fotovoltaica en espacios de cubierta disponible es una opción tecnológicamente madura y demostrada en innumerables proyectos y en diversas tipologías de edificios. De hecho, el Código Técnico de la Edificación en España (Ministerio de Fomento, 2019) obliga a la instalación de solar fotovoltaica en edificios de uso terciario con una superficie construida mayor a 5.000 m<sup>2</sup> y muchos proyectos nuevos de edificios residenciales consideran la opción de la fotovoltaica como tecnología para cumplir con los requerimientos de edificio de consumo de energía casi nula. No obstante, la instalación en edificios plurifamiliares ya construidos no es muy habitual y suele reducirse, en el mejor de los casos, a instalaciones de autoconsumo enfocadas a cubrir el consumo energético de los servicios comunes. Varias son las barreras para que este tipo de instalaciones se vean limitadas; la principal es la barrera legislativa pero también hay numerosas barreras culturales asociadas a la forma que se gestionan las comunidades de vecinos y la ley de la propiedad horizontal, especialmente si es un solo vecino el interesado en la tener una instalación de autoconsumo en su vivienda. En relación a las barreras legislativas, la reciente aprobación del Real Decreto 244/2019 (BOE, 2019b) ha cambiado el panorama facilitando y simplificando que los ciudadanos puedan acogerse a modalidades de autoconsumo con excedentes con mecanismos de compensación entre la energía eléctrica exportada (vertida a la red) e importada (consumida de la red). El citado Real Decreto también abre la posibilidad de que varios consumidores de energía eléctrica puedan compartir la energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas, lo que se conoce como “autoconsumo compartido”. En este contexto, iniciativas de compra colectiva de instalaciones de generación de energía fotovoltaica permiten que potenciales ciudadanos sensibilizados e interesados puedan de forma sencilla superar las barreras técnicas y de gestión asociadas a una tecnología, en muchos casos desconocida. Las barreras asociadas a la gestión comunitaria entre vecinos ha sido un aspecto poco analizado y tratado, en particular, en el caso de familias de viviendas en un edificio plurifamiliar interesadas en disponer de una instalación de autoconsumo.

El presente artículo pretende describir y analizar, basándose en un caso de estudio, las distintas barreras que deben superarse por una familia interesada en disponer de una instalación de autoconsumo individual en un edificio comunitario. El caso analizado corresponde a una familia de 4 miembros que promueven una instalación fotovoltaica de 1.65 kWp para su uso individual en un edificio plurifamiliar. El proceso, con la característica particular de formar parte del proceso de compra colectiva Impuls Solar Vallès tuvo lugar durante el año 2018 quedando la instalación legalizada en Febrero de 2019. La instalación se acogió al régimen de compensación simplificada de excedentes en Diciembre de 2019. La primera sección describe la iniciativa de compra colectiva Impuls Solar Vallès impulsada por la cooperativa Som Energia analizando los tipos de instalaciones realizadas en esta campaña. La segunda sección describe técnicamente la instalación y la tercera analiza el proceso desde el punto de vista del usuario, con especial atención en describir las barreras no tecnológicas asociadas al proceso. Como la instalación ha sido monitorizada con detalle, se presenta un análisis de los rendimientos energéticos y económicos de la instalación, comparando los resultados económicos en escenarios con compensación y sin compensación de excedentes. Por último, el apartado de conclusiones, discute algunos de los aspectos analizados y apunta recomendaciones que faciliten la integración de sistemas de energía fotovoltaica en edificios plurifamiliares existentes.

## PROCESO DE COMPRA COLECTIVA IMPULS SOLAR VALLÈS

Impuls Solar Vallès fue la primera iniciativa de compra colectiva de 100 proyectos de autoproducción fotovoltaica dirigida a socios de la cooperativa Som Energia, impulsada por la propia cooperativa y con el apoyo de los grupos locales de Som Energia de Sant Cugat, Rubí, Terrassa, Sabadell i Baix Vallès, y que luego se ha extendido a otros territorios. En el momento de escribir estas líneas los procesos de compra colectiva impulsados por Som Energia suman un total de 15 procesos en todo el estado español y está en marcha también la segunda campaña en el Vallès llamada Reimpuls Solar Vallès (Som Energia Terrassa, 2020). El objetivo principal de Som Energia es la de ser un actor de transformación del modelo energético actual hacia un modelo basado en fuentes de energía renovables, que sea eficiente y distribuido. Som Energia promueve estos procesos de compra colectiva como instrumento para facilitar y agilizar la transformación de los ciudadanos de consumidores a generadores de energía renovable.

Impuls Solar Vallès se planteó como la compra conjunta de 100 proyectos “llave en mano” mediante la realización de un concurso entre empresas especializadas para encontrar la mejor oferta de precio y calidad. La propuesta iba dirigida a personas particulares o entidades que dispusieran de cubierta propia (viviendas o locales en la zona del Vallès en la provincia de Barcelona), bien orientada y soleada, y al mismo tiempo tuvieran un consumo eléctrico anual superior a los 2500 kWh. El modelo de proyecto “llave en mano” supone una garantía de cara al usuario al incluir el estudio previo y el asesoramiento del tipo de instalación más adecuado, la instalación y legalización, la puesta en marcha y el seguimiento. Así mismo contempla una garantía por parte de la empresa instaladora por un

periodo de 5 años. Se inscribieron 131 socios y se completaron 87 instalaciones, en un total de 28 municipios. Los motivos principales para descartar técnicamente una propuesta de instalación fueron: cubierta en mal estado, débil o de fibrocemento; mala orientación (N, NE, NO) y falta de permisos en el caso de cubierta comunitaria.

La oferta inicial se concibió para instalaciones monofásicas de 1.5 a 5 kWp en cuatro opciones de 1.65, 2.75, 3.85 y 4.95 kWp. Durante el proceso con los socios se incluyó la posibilidad de realizar instalaciones trifásicas (7 del total de 87 instalaciones) así como planteó cierta flexibilidad para adaptarse a las necesidades de los socios o cambiar el modelo de paneles solares por otros de mayor potencia unitaria. Esto condujo a una variedad de 22 tipos de instalaciones diferentes. El 14% de las 87 instalaciones realizadas se equiparon con baterías. En la Tabla 1 se muestra la distribución de las instalaciones realizadas por grupos de potencias. Se observa que sólo tres instalaciones superan los 6 kWp de potencia y que las instalaciones mayoritarias son las que corresponden al kit inferior de 1.65 kWp suponiendo el 45% del total de instalaciones, pero sólo el 26% de la potencia total instalada que totaliza 247 kWp.

Tabla 1. Número de instalaciones, potencia pico total y media por grupos de rango de potencia en la campaña Impuls Solar Vallès

Rangos de potencia (kW)	Número de Instalaciones	Potencia pico total (kW)	Potencia pico media (kW)
< 2.0	39	64.53	1,65
2.0 – 3.0	23	61.58	2,68
3.0 – 4.5	14	53.11	3,79
4.5 – 6.0	8	40.72	5,09
6.0 – 7.5	2	13,20	6,60
> 7.5	1	13.75	13,75
	<b>87</b>	<b>246,89</b>	<b>2,84</b>

El 80% de las instalaciones se instalaron en cubiertas de teja y el resto en otro tipo de cubiertas: planas (13%); pizarra (5%) y chapa (2%). Del análisis de los datos por localización (sólo en aquellas poblaciones con más de 4 instalaciones) se observa que en poblaciones pequeñas donde relativamente abundan viviendas unifamiliares la ratio de instalaciones por número de habitantes es mayor que en grandes ciudades. En la campaña Impuls Solar Vallés sólo una instalación se realizó en un bloque de viviendas comunitario. Cabe recordar que la campaña y la gran mayoría de las instalaciones se realizaron con anterioridad al Real Decreto 244/2019 que permite la compensación de excedentes y el autoconsumo compartido.



(a)



(b)

Fig. 1. (a) Vista del edificio plurifamiliar; (b) Vista del campo solar orientado a oeste

### DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

La única instalación para uso individual que se realizó en un edificio de viviendas plurifamiliar se realizó en la ciudad de Terrassa (Barcelona). Es un edificio con seis viviendas distribuidas en tres pisos a razón de dos viviendas por piso y una zona de aparcamiento en planta sótano compartida con otros dos edificios en lo que legalmente se denomina un complejo inmobiliario (Figura 1a). El vecino interesado en la realización de la instalación fotovoltaica posee en propiedad una vivienda en el primer piso. El edificio tiene una cubierta de teja a varias aguas a la que se puede acceder a través del casetón de remate de la caja de escaleras. La instalación realizada es una instalación de seis paneles fotovoltaicos REC de 275 W de potencia máxima para totalizar 1.65 kWp. Los paneles se montan coplanares con la cubierta sobre la base de una estructura de aluminio (Figura 1b). De esta manera se consigue una perfecta integración con la cubierta con una inclinación de 15°. El campo solar queda orientado a oeste con un azimut de 91° respecto al sur. El otro elemento técnico principal que complementa la instalación es un inversor SMA Sunny Boy 1.5 de 1.5

kW de potencia nominal. El inversor incorpora un sistema de seguimiento que permite al equipo trabajar siempre en el punto de máxima potencia y evitar pérdidas en los periodos de no funcionamiento.

## PROCESO Y BARRERAS NO TÉCNICAS: EL PUNTO DE VISTA DEL USUARIO

### Inicio del Proceso

Desde el punto de vista del usuario, el proceso se desarrolló en diversas fases. Al ser el usuario y propietario de la vivienda socio de la cooperativa Som Energia, tuvo la oportunidad de inscribirse en el proceso de compra colectiva Impuls Solar Vallès que se inició en Mayo del año 2018, después de informarse que requeriría el permiso de sus vecinos para poder completar el proceso y verificar la viabilidad técnica de la instalación. El proceso de inscripción se realizó en el mes de Julio de 2018 y la visita técnica previa con la empresa instaladora en el mes de setiembre de 2018. Con anterioridad a la visita, un pre-informe técnico analizó la ubicación de la vivienda y de los ahorros energéticos esperados y estimó un grado de autoconsumo solar del 27%. Durante la visita técnica se confirmó la viabilidad técnica para realizar la instalación. Se verificaron los siguientes aspectos: espacio en cubierta para la instalación de los captadores, acceso a la cubierta para transporte del material, espacio para la ubicación de inversor y cuadro eléctrico, longitud y paso del cableado a realizar.

En paralelo a la verificación de los aspectos técnicos, debía proporcionarse por escrito la autorización de la comunidad de propietarios para la realización de la instalación. En el proceso de decisión por parte de una familia sensibilizada con el medio ambiente para la realización de una instalación fotovoltaica en un edificio plurifamiliar varios son las posibilidades a considerar. Por un lado, existen opciones que pasan por involucrar al resto de los vecinos: la primera es la realización de una instalación para los servicios comunes del edificio, normalmente limitados al consumo eléctrico de la iluminación de las escaleras y el consumo del ascensor; la segunda opción, no desarrollada reglamentariamente en su momento pero contemplada legalmente en el real decreto 244/2019, es la de una instalación de autoconsumo compartido. Las dos opciones pasan por la participación económica del resto de los vecinos en la realización de la inversión: de todos en la primera de las opciones; de algunos en la segunda de ellas. En el momento de realización de la instalación (2018), el autoconsumo compartido no era una opción legalmente posible. Y la primera opción, es siempre complicada al requerir una inversión por parte de la comunidad de propietarios. Por tanto, la barrera no técnica más importante representa la aprobación por parte del resto de vecinos.

### Aspectos Legales en Comunidades de Propietarios

La normativa que regula las comunidades de propietarios en Catalunya es el libro quinto del Código Civil en Catalunya (Codi Civil de Catalunya, 2015) que en su artículo 553.25, punto 2 y subapartado c) requiere la aprobación por mayoría simple de “la ejecución de las obras necesarias para instalar infraestructuras comunes o equipos con la finalidad de mejorar la eficiencia energética”. Esto afecta, tanto al caso de las instalaciones para beneficio de la comunidad de propietarios como el caso de instalaciones individuales sobre cubierta comunitaria pero de uso privativo (Ajuntament de Barcelona, 2018). En el caso de España, la ley 41/1960 de Propiedad horizontal (revisión vigente desde 6 de marzo de 2019) establece en su artículo 17, punto 1 que “La instalación de las infraestructuras comunes para el acceso a los servicios de telecomunicación regulados en el Real Decreto-ley 1/1998, de 27 de febrero, sobre infraestructuras comunes en los edificios para el acceso a los servicios de telecomunicación, o la adaptación de los existentes, así como la instalación de sistemas comunes o privativos, de aprovechamiento de energías renovables, o bien de las infraestructuras necesarias para acceder a nuevos suministros energéticos colectivos, podrá ser acordada, a petición de cualquier propietario, por un tercio de los integrantes de la comunidad que representen, a su vez, un tercio de las cuotas de participación” (BOE, 2019). Los complejos inmobiliarios constituidos como agrupación de comunidades gozan, a todos los efectos, de la misma situación jurídica que las comunidades de propietarios y deben regirse por las disposiciones de la ley 41/1960. La motivación de los legisladores en la modificación de los regímenes de mayorías en la ley de propiedad horizontal fue, en su momento, el hecho de no hacer depender actuaciones en materia de rehabilitación, regeneración y renovación urbana de decisiones que se hubieran de tomar por unanimidad o mayorías muy cualificadas (BOE, 2013).

### Barreras No Técnicas y Propuestas de Resolución

En la experiencia que se describe en el presente artículo, se ponen de manifiesto cuales son los reticencias y requerimientos que el resto de vecinos pueden poner antes de votar de forma favorable la autorización de una instalación. Se exponen los argumentos y la propuesta de superar dichas barreras en función del caso estudiado.

- Garantías técnicas sobre la instalación. La comunidad de vecinos requiere de una explicación de los aspectos técnicos del proyecto que puedan afectar a la comunidad y que sea un profesional acreditado y habilitado para la realización de este tipo de instalaciones. Los aspectos que particularmente representan una preocupación para el resto de los vecinos, además de la ubicación de las placas, son los sistemas de anclaje de la estructura de montaje

- a la cubierta existente para evitar potenciales problemas de filtraciones por agua, la ubicación de los elementos auxiliares, (por ejemplo, el inversor), y los pasos de las conexiones eléctricas y el cableado. La empresa instaladora con la que el usuario-propietario final realiza el presupuesto y la evaluación técnica debe ser capaz de proporcionar la información de forma verbal o con soporte documental, que permitan resolver las dudas planteadas por los vecinos, así como el compromiso de realizar un proyecto técnico.
- Responsabilidades derivadas de la ejecución de las obras. La comunidad de propietarios normalmente exige que cualquier desperfecto derivado de la ejecución de la instalación en los elementos comunes sea asumido por el propietario de la instalación. Se recomienda por tanto que en el contrato que se establezca entre el propietario y la empresa instaladora se establezca una cláusula de garantías por un periodo determinado con el compromiso de corregir aquellos defectos en la instalación derivado de deficiencias en los trabajos de instalación.
  - El impacto visual y estético de las placas fotovoltaicas. Este suele ser un aspecto sujeto a la subjetividad y opinión de los vecinos que puede entrar en contradicción con la ubicación óptima considerando el rendimiento energético. En el caso que nos ocupa, los vecinos mostraban una alta sensibilidad por este tema y mostraron su desacuerdo con que las placas se ubicarían en una zona de la cubierta orientada a sur por ser visibles desde la calle. Entre el propietario y el resto de vecinos se llegó al acuerdo de ubicarlas en la cubierta orientada a oeste y coplanares a la cubierta. De esta forma, se minimizaba el impacto visual, estimando el propietario que la producción de electricidad estimada sería desplazada hacia la tarde, lo que permitiría un grado de autoconsumo directo mayor, por la dinámica de consumo de la familia.
  - La disponibilidad de espacio en cubierta para más instalaciones. Dado que el espacio en cubierta libre de sombras suele estar limitado en los edificios plurifamiliares, se plantea el caso de que, con posterioridad a una primera instalación, algún otro vecino tuviera el deseo de realizar otra instalación. Sin perjuicio de buscar otras alternativas como compartir la instalación ya realizada o ampliarla mediante la posibilidad de realizar un autoconsumo compartido, los vecinos potencialmente interesados pueden pedir la comprobación de que hay espacio suficiente y de condiciones similares en la cubierta para ubicar alguna instalación más del mismo tamaño. En el caso de estudio, fue necesario que el propietario presentase un plano enseñando que en la misma cubierta y con la misma orientación era posible ubicar en un futuro al menos dos instalaciones de tamaño similar.
  - La contratación de un seguro. Las comunidades de propietarios disponen de un contrato de seguro que cubre los potenciales daños causados en la finca en aquellos elementos comunes. Al ser la instalación fotovoltaica un elemento de uso privativo en un espacio común, los vecinos pueden exigir que un contrato de seguro a cargo del propietario cubra posibles daños por causas meteorológicas extremas o vandalismo, así como una cláusula de responsabilidad civil. Es aconsejable que el seguro de la vivienda del usuario y propietario se amplíe para incluir las placas fotovoltaicas como parte del continente de la vivienda, especificando su ubicación en la cubierta del edificio. En el caso, que nos ocupa la compañía de seguros no proporcionaba esta posibilidad, por lo que el usuario tuvo que realizar una búsqueda para encontrar compañías aseguradoras que le proporcionaran esta opción, encontrado esta posibilidad en dos de tres compañías consultadas.
  - El destino de la instalación, en el caso de que el propietario venda su vivienda. Esta situación necesita establecer un acuerdo con la comunidad de propietarios, al ser este un elemento privativo que la comunidad no tiene que gestionar. En el caso que nos ocupa, el acuerdo estableció que, en el caso de venta de la vivienda, si el nuevo propietario no quisiese hacerse cargo de la instalación, ésta debería ofrecerse a otro vecino por si hubiese algún interesado en asumirla. En caso contrario, el usuario se comprometió a retirarla.

La mayoría de los aspectos esgrimidos por los vecinos que componen la comunidad de propietarios son en la línea de minimizar daños o riesgos durante la instalación o en el futuro. La realización de un proyecto técnico con un profesional adecuado y con garantías asegura al propietario de la instalación dar la respuesta adecuada al primero de los aspectos. Este es uno de los aspectos que se asegura el propietario participando en un proceso de compra colectiva, al realizarse un concurso para seleccionar a la empresa instaladora. Minimizar los riesgos en el futuro es posible contratando una póliza de seguros adecuada. Llegar a un principio de acuerdo que quede reflejado en la correspondiente acta de la comunidad sobre qué hacer en un hipotético futuro en que el propietario deje el edificio no suele presentar dificultades. Los otros aspectos relacionados con la ubicación de las placas fotovoltaicas, su impacto visual, la preservación de los derechos del resto de vecinos a hacer instalaciones similares son aspectos de carácter más subjetivo que requieren un acuerdo y preferiblemente un consenso con los vecinos. En el caso de visiones diferentes, se puede recurrir a esgrimir las mayorías establecidas en las leyes.

#### Ejecución y Legalización de la Instalación

Una vez obtenida la autorización por parte de la comunidad de propietarios se firma el contrato entre la empresa instaladora y el particular, la redacción de la memoria técnica necesaria y el inicio de la tramitación ante el ayuntamiento de los trámites relacionados con la comunicación previa e las obras que en algunos casos exige la aportación de documentación complementaria a la comunicación de la misma. Con carácter general, se pueden iniciar las obras desde el momento de presentación de la comunicación previa y la documentación requerida. Todo el proceso desde la firma del contrato hasta la puesta en marcha de la instalación tiene una duración inferior a dos meses, quedando la instalación funcionando el día 27 de noviembre de 2018. La realización de la instalación se realizó en

dos días de trabajo. El aspecto de la instalación que requirió un especial esfuerzo fue encontrar la solución para conectar el inversor y el cuadro de protecciones, desde la cubierta hasta la vivienda situada en el primer piso. Se encontró un paso de instalaciones comunes que comunica el cuadro de contadores (sito en la planta baja) con el resto de rellanos de la finca y llega al casetón de la cubierta donde se encuentra también la maquinaria y el cuadro eléctrico del ascensor de la finca. Las dificultades para asegurar el paso de los cables fueron más por el grosor de los cables de comunicaciones para que el inversor tuviera acceso a internet que el grosor del cable eléctrico. Otra de las medidas que algunos ayuntamientos adoptan para fomentar el uso de las energías renovables es la bonificación del Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI). En el caso del Ayuntamiento de Terrassa, la bonificación es para un periodo de cinco años del 50% para instalaciones de uso individual. El trámite de petición es sencillo y se puede realizar de forma electrónica, pero fue en su momento necesario especificar la solicitud de la bonificación máxima al tratarse de una instalación para uso individual, aunque estuviese instalada en un edificio plurifamiliar, aspecto no contemplado de forma específica en la ordenanza municipal.

### ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO OPERATIVO Y RENTABILIDAD ECONÓMICA

La presente sección muestra los resultados del funcionamiento de la instalación durante el primer año de operación. Para ello se han dispuesto de las siguientes fuentes de información. Por un lado, las facturas mensuales del consumo eléctrico, los datos de consumo neto de la vivienda a través del portal edistribución (E-distribución, 2020), con resolución horaria, y los datos de producción fotovoltaica a través del portal Sunny Portal, con resolución cuarto-horaria. Además, y por un periodo de 3 meses (Diciembre 2018 - Febrero 2019) se pudo realizar una monitorización detallada del consumo eléctrico total de la vivienda y la producción fotovoltaica con una resolución de medición de 10 segundos. Finalmente, se hace un análisis de la rentabilidad económica de la instalación.

#### Análisis Energético

La Fig. 3 compara, en base mensual, el consumo energético del año 2018 con el del 2019 así como la producción de energía fotovoltaica. El consumo eléctrico total anual de la vivienda en el año 2018 fue de 3087 kW·h que supone sólo el consumo de iluminación y electrodomésticos. La producción de energía fotovoltaica en el año 2019 fue de 2227 kW·h. En cambio, sólo una parte de esta energía fotovoltaica es simultánea al consumo en la vivienda y por tanto autoconsumida (806 kW·h que equivale a un 36% de la producción fotovoltaica) lo que supone un ahorro energético de un año a otro de un 26%. La energía fotovoltaica generada y no autoconsumida (en este caso, un 64%) se exporta a la red eléctrica.

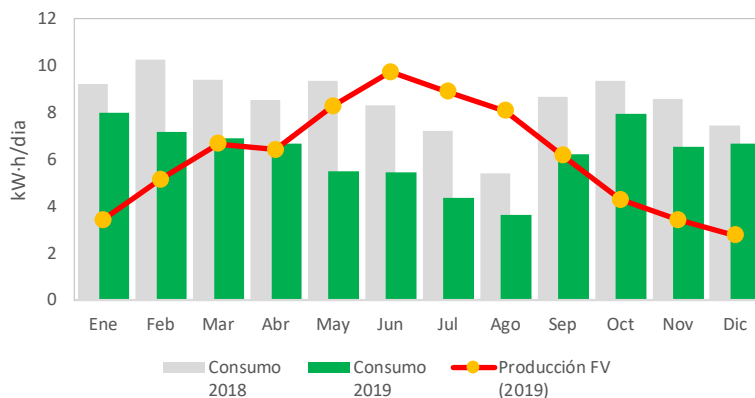


Fig. 3. Consumo eléctrico y producción fotovoltaica mensuales en el primer año completo de operación (2019). Comparación con el consumo eléctrico en el año 2018. Unidades en kW·h/día.

#### Análisis de Rentabilidad Económica

La presente sección presenta un sencillo análisis económico para estimar el período de retorno de la inversión efectuada por el usuario. Se analizan tres escenarios:

- Sin compensación de excedentes, que es equivalente a la situación anterior al Real Decreto 244/2019, cuando se tomó la decisión de realizar la instalación
- Con compensación de excedentes en su modalidad simplificada
- Con compensación de excedentes, pero considerando la bonificación fiscal del IBI

La Tabla 2 presenta los resultados de los tres escenarios. Para estos cálculos se han considerado las siguientes hipótesis. Al coste de la instalación (1996 €/kWp) se le añaden los gastos asociados a las tasas autonómicas y

municipales para la legalización de la instalación. Para el cálculo de la factura energética, se consideran todos los términos de la factura energética: Precio consumo de energía = 0.135 €/kW·h; Término de potencia: 38.043426 €/kW y año (potencia contratada = 4.4 kW); Otros = 0.02 €/día; Impuesto electricidad = 5.11 %; Alquiler contador = 0.02663 €/día; IVA = 21%; Precio energía excedente = 0.056 €/kW·h; Bonificación del I.B.I. del 50% (254 €/año) por un período de 5 años. Los resultados muestran que la instalación se encuentra en situación de paridad económica. Es decir, que en el caso de que se mantuvieran las hipótesis de cálculo en cuanto a los costes energéticos y los niveles de producción/consumo, la instalación se amortizaría al mismo tiempo que agotaría su vida útil (considerando ésta de forma conservadora en 25 años). La aplicación de los mecanismos de compensación de excedentes permite reducir el periodo del retorno de la inversión a 14 años, que quedan reducidos a sólo 9 años considerando la bonificación municipal del I.B.I.

Tabla 2. Estimación de la rentabilidad económica de la instalación en diferentes escenarios: Sin compensación de excedentes; Con compensación de excedentes sin y con bonificación fiscal.

Coste de la instalación	Precio (IVA incluido) = 3294.22 € Tasas = 129.99 € Coste total = 3424.22 €		
Factura energética sin instalación FV	764 €/año		
	Con instalación fotovoltaica		
	Sin compensación de excedentes	Con compensación de excedentes	Con compensación de excedentes y bonificación IBI
Factura energética (€/año)	626	524	524
Periodo de retorno de la inversión	25 años	14 años	9 años

(\*) La bonificación fiscal se aplica por un periodo de 5 años

### CONCLUSIONES

Uno de los retos del inaplazable proceso de transición energética necesario para mitigar los efectos de cambio climático es la rehabilitación energética del parque de edificios plurifamiliares. Más allá de los procesos de renovación urbana que es urgente acometer, las cubiertas de estos edificios son espacios que permiten la generación de energía solar fotovoltaica. El caso particular analizado en este artículo se refiere a la experiencia de una instalación para uso individual en un edificio de viviendas plurifamiliar en la provincia de Barcelona, único caso de los 87 realizados en el marco de un proceso de compra colectiva. El análisis económico demuestra la viabilidad económica de la instalación con un retorno de la inversión en un periodo de 9 años (con compensación de excedentes y bonificaciones fiscales existentes) y de 25 años en el caso más desfavorable sin compensación de excedentes. Estos datos de viabilidad se obtienen con un factor de autoconsumo de sólo el 36%. Por tanto, las rentabilidades económicas se verían favorecidas en edificios comunitarios realizando instalaciones de autoconsumo compartido además de educar a los usuarios para hacer coincidir parte de los consumos en el hogar con la disponibilidad de radiación solar. Desde un punto de vista técnico, la tecnología es madura, existen empresas especializadas para la realización de las instalaciones y las dificultades técnicas principales se reducen, en la mayoría de los casos y como se ha demostrado en el caso de estudio, a los pases de cableado (no sólo eléctrico, sino también de comunicaciones) entre la cubierta, cuadros eléctricos y routers de viviendas y/o contadores. Tanto este aspecto como el de encontrar ubicación adecuada a los inversores son aspectos técnicos resolubles y comunes a otras instalaciones como la fibra óptica de telecomunicaciones o los puntos de recarga de vehículos eléctricos a los que los edificios existentes tienen que adaptarse. Las iniciativas de compra colectiva como las impulsadas por Som Energia son una oportunidad magnífica y excepcional, para que ciudadanos particulares puedan adherirse con garantías y romper barreras técnicas y al mismo tiempo dinamizar el sector empresarial vinculado a las instalaciones de particulares. Las campañas de difusión también ayudan a concienciar a los ciudadanos sobre la viabilidad de este tipo de instalaciones.

En el caso de instalaciones en edificios comunitarios y complejos inmobiliarios, es necesario disponer del permiso de la comunidad o las comunidades de propietarios, respectivamente, para la ocupación de espacios comunes (en particular la cubierta). Más allá de las barreras técnicas, en general fácilmente resolubles, las barreras asociadas a la gestión comunitaria se han analizado en este caso de estudio y pueden suponer trabas insuperables al ser dependientes de la subjetividad y opinión de los propietarios ante la iniciativa de un particular o grupo de particulares interesados en promover una instalación para uso individual o compartido. En la opinión de los autores, cabe asesorar de forma adecuada a los propietarios en tres aspectos fundamentales: los aspectos legales y la garantías y seguridad de las instalaciones.

- En el aspecto legal, los administradores de fincas deben informar que, según la ley las instalaciones de aprovechamiento de energías renovables sólo requieren el acuerdo de un tercio de los propietarios a petición de cualquiera de ellos. En el caso de Catalunya, el acuerdo requiere la aprobación por mayoría simple. Analizando

el texto del Codi Civil de Catalunya, es deseable que éste se adecuara al requerimiento menos restrictivo de como mínimo sólo un tercio de los propietarios, así como clarificar que las instalaciones de energías renovables se entienden como infraestructuras para la mejora de la eficiencia energética según el artículo 553.25.

- En el aspecto de garantías técnicas sobre las instalaciones, las empresas del sector pueden y deber contribuir a ofrecer proyectos y contratos de instalación “llave en mano” con garantías sobre los trabajos realizados y contratos de mantenimiento para los primeros años de operación de la instalación, con al menos una visita anual.
- Los vecinos propietarios de las instalaciones, así como el resto de los vecinos de la comunidad de propietarios deben saber de la posibilidad de ampliar las pólizas de seguro contra siniestros y de responsabilidad civil, que incluyan los elementos de la instalación fotovoltaica a cargo de su propietario. Es deseable que el sector de los seguros ofrezcan productos adecuados a esta nueva posibilidad de instalaciones en edificios plurifamiliares.

Las barreras de gestión comunitaria sujetas a la subjetividad de los propietarios están asociadas a tres aspectos: el impacto visual y estético, la disponibilidad de espacio para más instalaciones en un futuro y el destino de la instalación en caso de marcha del propietario. Los dos últimos aspectos son sobre hechos futuribles en el momento de someter los acuerdos a decisión. El aspecto relacionado con el destino de la instalación puede reflejarse como un acuerdo de los propietarios de restaurar la cubierta a su aspecto original en el caso de que el nuevo propietario o alguno de los existentes no quiera hacerse cargo de la instalación. Es recomendable, en el caso de que haya algún propietario que plantee la posibilidad de más instalaciones en el futuro, estudiar el espacio disponible para nuevas instalaciones dejando abierta la posibilidad de ampliar la instalación existente mediante un uso compartido, como solución más inteligente y económicamente más rentable. Este aspecto puede ser una limitación importante en edificios con relativamente poca cubierta en relación al número de viviendas. Los argumentos relacionados con la estética visual son difícilmente objetivables, pero se recomienda por estudiar las diferentes posibilidades técnicas para la integración en cubierta y en varias orientaciones posibles. En el caso de visiones diferentes, se puede recurrir a esgrimir las mayorías establecidas en las leyes que rigen las comunidades de propietarios. Por parte de administraciones y agrupaciones de empresas, y con colaboración con administraciones de fincas sería deseable la redacción de guías y material de concienciación de la población que permita no coartar las iniciativas de propietarios en edificios plurifamiliares, como elemento que suma en las acciones a realizar para la mitigación del cambio climático.

#### AGRADECIMIENTOS

Se agradece a la Cooperativa Som Energia por facilitar los datos correspondientes a los tipos de instalaciones realizadas en el marco de la iniciativa Impuls Solar Vallès.

#### REFERENCIAS

- Ajuntament de Barcelona (2018). Guia pràctica d'instalacions d'autoconsum. <https://energia.barcelona/sites/default/files/documents/guiaautoconsum.pdf> [Acceso 31/05/2020]
- Boletín Oficial del Estado, Gobierno de España (2013) BOE. núm. 153, de 27/06/2013 Ley 8/2013, de 26 de junio, de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas. <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/06/26/8/con>
- Boletín Oficial del Estado, Gobierno de España (2019a) Ley 49/1960, de 21 de julio, de Propiedad Horizontal. Última actualización 05/03/2019 <https://www.boe.es/eli/es/l/1960/07/21/49/con>
- Boletín Oficial del Estado, Gobierno de España (2019b), Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>
- Codi Civil de Catalunya (2015). LLEI 5/2015, del 13 de maig, de modificació del llibre cinquè del Codi civil de Catalunya, relatiu als drets reals., Diari Oficial de la Generalitat de Catalunya, Núm. 6875 – 20.5.2015
- E-distribución (2020). Servicio de gestión de suministro <https://www.edistribucion.com/es/index.html> [Acceso, 31/05/2020]
- IDAE, (2011). PROYECTO SECH-SPAHOUSEC. Análisis del consumo energético del sector residencial en España. Informe final.
- Ministerio de Fomento (2019), Documento básico HE Ahorro de energía, CTE - Código Técnico de la Edificación, Diciembre 2019.



Som Energia Terrassa (2020). Presentem virtualment la campanya “Reimpuls Solar Vallès”.

<https://blog.somenergia.coop/grupos-locales/catalunya/terrassa/2020/04/presentem-virtualment-la-campanya-reimpuls-solar-valles/> [Acceso 31/05/2020]



## GASIFICAÇÃO DE BIOMASSA RICA EM LIGNINA PARA PRODUÇÃO DE GÁS PARA USAR EM FERMENTAÇÃO BACTERIANA

**Pinto F. André R., Marques P., Mata R., Costa P., Gírio F.**

LNEG, Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649-038 Lisboa, PORTUGAL, [filomena.pinto@lneg.pt](mailto:filomena.pinto@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1008>

### RESUMO

A gasificação de lenhina é bastante inovadora, devido ao alto teor de matéria mineral existente nesses sólidos, que pode causar aglomeração no leito e erosão do gasificador. O uso de temperaturas de gasificação mais baixas para evitar estes problemas afeta a composição do gás de gasificação e promove a produção de alcatrão, o que exige que os processos de limpeza do gás sejam mais complexos. Pretende-se que o gás de gasificação de sólidos ricos em lenhina seja utilizado em fermentação bacteriana para produzir compostos bioquímicos, o que é uma utilização bastante inovadora. A informação disponível acerca desta utilização do gás ainda é escassa, mas revela que os teores de CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> são um fator importante, assim como baixos teores de alcatrão, NH<sub>3</sub> e H<sub>2</sub>S. Como tal, o gás foi submetido a um processo de limpeza para reduzir estes contaminantes. O processo estudado mostrou ser eficaz na redução dos teores de alcatrão, NH<sub>3</sub> e H<sub>2</sub>S. Após limpeza, o gás apresentou teores mais elevados em H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> e mais baixos em CO e hidrocarbonetos, consequentemente foi observado um grande aumento na razão H<sub>2</sub>/CO.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** Gasificação, Lenhina, Limpeza do gás, Fermentação.

### ABSTRACT

Gasification of lignin-rich solids is quite innovative, due to the high mineral content in these solids, which can cause bed agglomeration and gasifier serious damage, due to erosion. The use of lower gasification temperatures to avoid these problems affects the composition of the gasification gas and promotes the production of tar, thus gasification gas cleaning processes are more complex. Gasification gas is going to be used in bacterial fermentation to produce biochemical compounds of great value, which is a very innovative use. The information available about this use of gasification gas is still scarce, but reveals that the levels of CO, CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub> are an important issue, as well as low contents of tar, NH<sub>3</sub> and H<sub>2</sub>S. The gas cleaning process tested was effective in reducing the levels of these contaminants. After cleaning, the gasification gas showed higher contents of H<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> and lower CO and hydrocarbons concentrations. A large increase in the H<sub>2</sub>/CO ratio was observed.

**KEYWORDS:** Gasification, Lignin, Gas cleaning, Fermentation.

## INTRODUÇÃO

Já existe informação disponível acerca da gasificação de biomassa e limpeza do gás obtido para que este seja adequado para diferentes aplicações. No entanto, a gasificação de sólidos ricos em lenhina ainda é bastante inovadora, devido ao alto teor de matéria mineral nesses sólidos, contendo altos teores de sílica e metais alcalinos que podem causar aglomeração no leito, erosão do gasificador e danos graves. Widjaya *et al.*, 2018 afirmaram que a gasificação de biomassa não lenhosa é geralmente difícil devido à natureza heterogênea, baixa densidade e alto teor de silicatos. Portanto, existem alguns desafios técnicos que precisam de ser superados, sendo necessários mais estudos sobre a gasificação de matérias-primas ricas em lenhina. O ajuste das condições de gasificação para evitar estes problemas afeta a composição do gás de gasificação, por exemplo, o uso de temperaturas de gasificação mais baixas para evitar a fusão do leito de gasificação e consequente aglomeração, favorece a produção de alcatrão no gás de gasificação (Pinto *et al.*, 2015). Consequentemente, os processos de limpeza do gás de gasificação poderão ter que ser mais agressivos.

Por outro lado, a composição que o gás de gasificação, ou gás de síntese, tem de apresentar depende de seu uso final. Em geral, a maioria das aplicações do gás de gasificação são muito exigentes quanto à sua qualidade e conteúdo em impurezas. As menos exigentes são utilizações em caldeiras ou fornalhas para produção de calor, enquanto o gás de gasificação usado em motores ou turbinas tem de apresentar quantidades muito pequenas de alcatrão e de outras impurezas. As aplicações em sínteses químicas são muito exigentes, pois obrigam a teores muito pequenos da maioria das impurezas do gás de gasificação, devido ao envenenamento e à perda de atividade dos catalisadores utilizados nesses processos. Neste trabalho pretende-se que o gás de gasificação obtido a partir de sólidos ricos em lenhina seja posteriormente utilizado num sistema de fermentação bacteriana para produção de compostos bioquímicos de elevado valor. Na bibliografia, a informação sobre a integração da gasificação da biomassa com a fermentação bacteriana é escassa bem como sobre a composição correta do gás de gasificação para otimizar a conversão bioquímica (Ramachandriya *et al.*, 2016). Contudo, as informações disponíveis indicam que a relação CO / CO<sub>2</sub> / H<sub>2</sub>, a eficiência de conversão do carbono, o efeito dos compostos gasosos potencialmente inibitórios (como alcatrão, NH<sub>3</sub> e H<sub>2</sub>S) e a preferência microbiana do carbono substrato são fatores importantes e precisam de ser tidos em consideração (Heiskanen *et al.*, 2017). Assim, numa primeira etapa deste estudo foi analisado o efeito das condições experimentais de gasificação no rendimento e na qualidade do gás de síntese (Pinto *et al.*, 2019), nomeadamente, o agente de gasificação, a temperatura e a razão de equivalência (RE). RE é definido como a razão entre a quantidade de oxigénio adicionada e o oxigénio estequiométrico necessário para a combustão completa da matéria-prima.

O estudo da gasificação de resíduos ricos em lenhina, num gasificador de leito fluidizado, mostrou que o aumento da temperatura levou à diminuição dos teores de hidrocarbonetos e alcatrão, enquanto o teor de hidrogénio aumentou, porque as reações de reforma com vapor foram favorecidas (Pinto *et al.*, 2019). No entanto, é importante controlar a temperatura da gasificação para evitar a fusão das cinzas e consequentemente a aglomeração do leito, devido ao alto teor de sílica e metais alcalinos presentes nos sólidos ricos em lenhina. O aumento do caudal de vapor também favoreceu as reações de reforma com vapor e, portanto, a liberação de H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub>, o que levou a uma diminuição nos teores de CO e de hidrocarbonetos. Segundo Cerone *et al.*, 2017, a presença de vapor na gasificação de eucalipto ajuda a estabilizar o processo e a promover a formação de H<sub>2</sub> e a atingir razões H<sub>2</sub>/CO de cerca de 1,17. Contudo, esta razão pode ser aumentada até 2,08 pela injeção de maior quantidade de vapor.

Foi também estudado o efeito da RE, utilizando-se vapor e oxigénio como agentes de gasificação. A presença de oxigénio promoveu a oxidação parcial dos resíduos ricos em lenhina, favorecendo a formação de óxidos de carbono e forneceu energia para as reações de gasificação. O uso de oxigénio em vez de ar, que é mais barato, resolve os problemas de diluição do gás de gasificação com azoto, embora aumente os custos operacionais. O aumento da RE favoreceu claramente as reações de oxidação parcial e, portanto, a liberação de CO e CO<sub>2</sub>, enquanto os teores de H<sub>2</sub> e hidrocarbonetos foram reduzidos, devido à sua combustão parcial. Os resultados obtidos são concordantes com os reportados por Choi *et al.*, 2017. Cerone *et al.*, 2016 também reportaram que o aumento do caudal de oxigénio diminuiu o teor de hidrocarbonetos e de alcatrão, devido às reações de oxidação parcial, mas o valor do poder calorífico do gás de gasificação era reduzido. Os resultados do efeito das condições experimentais de gasificação no rendimento e na qualidade do gás e a seleção destes parâmetros já foram publicados (Pinto *et al.*, 2019).

Numa segunda etapa é necessário estudar o efeito da limpeza do gás de gasificação na redução de compostos eventualmente inibitórios para a fermentação bacteriana (como alcatrão, NH<sub>3</sub> e H<sub>2</sub>S) e na alteração da composição dos principais constituintes do gás (CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>). O objetivo do trabalho apresentado neste artigo é o estudo da limpeza e tratamento do gás de gasificação. Para a limpeza do gás de gasificação foi utilizado um processo termocatalítico, em que numa primeira etapa foi usado calcário para promover a conversão do alcatrão e reter alguns compostos de enxofre e halogénios presentes no gás de gasificação, uma vez que estes compostos podem ser desvantajosos para a fermentação e envenenar os catalisadores que possam vir a ser usados para uma destruição mais eficaz do alcatrão. O gás produzido foi submetido a uma segunda fase de limpeza e condicionamento, em que foi

utilizado um catalisador à base de Ni, que promoveu a destruição adicional do alcatrão e permitiu obter menores teores de  $H_2S$  e  $NH_3$  no gás final.

Este artigo discutirá os resultados obtidos pelo processo combinado de gasificação de sólidos ricos em lenhina e limpeza e condicionamento do gás de gasificação para que este apresente a composição adequada para ser usado na fermentação bacteriana para produzir compostos de valor acrescentado. Os resultados referentes à fermentação bacteriana com gás proveniente da gasificação de lenhina com diferentes composições serão apresentados e discutidos numa outra publicação (Pacheco *et al.*, 2020).

## PARTE EXPERIMENTAL

Neste trabalho foi usado um substrato rico em lenhina proveniente de uma instalação de produção de bioetanol de segunda geração. Esta biomassa pode ser usada para produção de calor e energia, mas pretendeu-se estudar uma valorização alternativa por processos termoquímicos e bioquímicos que sejam económica e ambientalmente mais adequados. Esta biomassa apresentava cerca de 14% em cinza e 65% de matéria volátil, ambos em base seca. O seu poder calorífico superior (PCS) era de 19650 kJ/kg, também em base seca.

Os testes com lenhina foram realizados num reator de gasificação de leito fluidizado borbulhante (BFB) com um diâmetro interno de 80 mm e uma altura de 1500 mm. O agente de gasificação/fluidização foi uma mistura de vapor e oxigénio, introduzida por meio de um distribuidor localizado na base do reator. O reator operou à pressão atmosférica.



Fig. 1. Instalação de gasificação de biomassa e de limpeza e condicionamento do gás de gasificação.

O gás de gasificação produzido foi tratado por processos térmicos e catalíticos para tal o gás de gasificação foi introduzido pelo topo de um reator de leito fixo com dois andares sequenciais. Ambos os andares do leito fixo operaram à temperatura de 700°C, Fig. 1. No primeiro, foi usado calcário, para promover algumas reações de craqueamento e reforma do alcatrão e também para reter alguns compostos de enxofre e halogénios que podem estar presentes no gás de gasificação, uma vez que esses compostos podem ser prejudiciais para a fermentação e podem envenenar alguns catalisadores mais eficazes na destruição de alcatrão. Posteriormente, um gás mais limpo foi introduzido no andar seguinte, que continha um catalisador à base de Ni, o qual se destinava a promover a destruição adicional de alcatrão e a redução dos teores de  $H_2S$  e  $NH_3$  no gás de síntese. O catalisador à base de Níquel utilizado, G-90 B 5, foi fornecido por C&CS (Catalysts & Chemical Specialties) em cilindros com 16 x 8 mm. Este catalisador continha 11% de Ni, 6-9% de CaO e 76-82% de  $Al_2O_3$ .

O gás produzido foi amostrado em 3 pontos: após gasificação e após cada um dos tratamentos de limpeza e condicionamento para determinar a composição dos principais constituintes: CO,  $CO_2$ ,  $H_2$ ,  $CH_4$  e hidrocarbonetos

gasosos ( $C_nH_m$ ) por cromatografia gasosa e os teores em alcatrão,  $H_2S$  e  $NH_3$ . O teor em alcatrão foi determinado pela norma CEN/TS 15439:2006. As concentrações de  $H_2S$  e  $NH_3$  foram determinadas pelos métodos 11 da EPA (Environmental Protection Agency) e CTM-027 da EPA, respetivamente.

Os ensaios já realizados para estudar o efeito dos principais parâmetros de gasificação na composição do gás permitiram a seleção das condições mais adequadas, nomeadamente: temperatura de gasificação -  $800^\circ C$ , razão vapor/lenhina - 0,2 e RE - 0,2, os quais já foram reportados (Pinto et al. 2019). No presente estudo foram adicionados minerais de baixo custo ao leito de gasificação como: calcário, dolomite ou olivina. A quantidade desses minerais foi de 33% em massa e o restante foi areia sílica, pois a utilização apenas de calcário ou dolomite no leito de gasificação gerou uma grande quantidade de partículas finas e, conseqüentemente, alguns problemas operacionais, o que obrigava a limpezas mais frequentes das instalações. O gás de gasificação obtido em diferentes condições, nomeadamente em presença dos diferentes minerais de baixo custo mencionados foi submetido ao processo de tratamento termoquímico em dois andares, tal como referido anteriormente.

## DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Tal como já foi referido, o estudo do efeito dos principais parâmetros de gasificação conduziu à seleção da temperatura de  $800^\circ C$  para a gasificação da lenhina. Contudo, foram realizados ensaios a temperaturas de  $750^\circ C$  a  $900^\circ C$ , por ser este o parâmetro que mais afeta a composição do gás, de modo a produzir gás de síntese com diferentes composições. Este gás de síntese sofreu um processo de limpeza e condicionamento realizado a  $700^\circ C$ , utilizando numa primeira etapa calcário e numa segunda etapa um catalisador à base de Ni, conforme já descrito.

Na Fig. 2 (a) pode ser observado que o aumento da temperatura de gasificação favoreceu claramente a formação de  $H_2$ , pois foram promovidas as reações de craqueamento e de reforma com vapor, levando a uma redução significativa da concentração em hidrocarbonetos ( $C_nH_m$ ). Observou-se uma clara diminuição no teor de CO, provavelmente porque a reação de *water gas shift* foi favorecida por temperaturas mais altas e, portanto, foi promovida a conversão de CO em  $CO_2$  e  $H_2$ . No entanto, não foi observada qualquer tendência clara na concentração de  $CO_2$ , provavelmente porque o  $CO_2$  formado pode ter participado nas reações de reforma com CO. Uma vez que o aumento da temperatura conduziu ao aumento de  $H_2$  e à diminuição da concentração de CO, observou-se que a razão  $H_2/CO$  aumentou. Esta razão foi maior que 1 para temperaturas iguais ou superiores a  $850^\circ C$ .

Na Fig. 2 (a) pode também ser analisado o efeito da limpeza e condicionamento do gás de síntese na sua composição final. Independentemente da composição de gás de síntese inicial, o condicionamento do gás conduziu às mesmas tendências. Conforme se observa na Fig. 2 (a), o calcário conduziu a um aumento de  $H_2$  e  $CO_2$  e à redução de CO, provavelmente devido à reação de *water gas shift*. A mesma tendência foi também observada no gás de síntese após o tratamento pelo catalisador à base de Ni. Em geral, foi observada uma diminuição na concentração de  $CH_4$  após o tratamento com calcário. No entanto, o teor de  $CH_4$  no gás de síntese aumentou após passagem no catalisador à base de Ni, provavelmente por causa da redução do alcatrão, pois algumas moléculas mais pesadas podem ter sido convertidas noutras de menores dimensões, principalmente  $CH_4$ . Relativamente aos restantes hidrocarbonetos gasosos ( $C_nH_m$ ) verificou-se uma grande redução na concentração final de gás de síntese. Essa concentração foi inferior a 1% v/v para o gás de gasificação produzido a uma temperatura de gasificação superior a  $750^\circ C$ .

O aumento da temperatura de gasificação levou à destruição significativa do alcatrão, porque as reações de craqueamento e de reforma com vapor foram promovidas por temperaturas mais elevadas, Fig. 2 (b). Diminuições adicionais no teor de alcatrão foram observadas após o gás de síntese passar pelo tratamento com calcário. O uso de calcário levou a reduções de alcatrão entre 40 e 62%, dependendo da composição existente no gás inicial, já que a ação do calcário em conjunto com a temperatura usada no processo de limpeza promoveu alguma destruição do alcatrão. As reduções de alcatrão foram ainda mais importantes no catalisador à base de Ni, pois foram observadas reduções adicionais de alcatrão de 51 a 72%. Assim, os teores de alcatrão no gás de síntese final foram especialmente baixos para a temperatura de gasificação mais alta.

Na Figura 2 (b) também se observa que a limpeza e condicionamento do gás de síntese levaram a uma clara diminuição do PCS (poder calorífico superior) do gás, principalmente devido à destruição de hidrocarbonetos gasosos. Esta diminuição não foi tão acentuada por causa da contribuição do  $H_2$  para o valor de PCS. O menor valor deste parâmetro no gás de síntese final foi obtido para o gás produzido por gasificação à temperatura de  $900^\circ C$ , devido aos baixos teores de hidrocarbonetos gasosos existentes no gás inicial.

O processo de limpeza e condicionamento do gás de síntese foi adequado para diminuir os teores de alcatrão e de hidrocarbonetos gasosos mais pesados e para enriquecer o gás de síntese em  $H_2$  e  $CO_2$ , como também ocorreu uma diminuição significativa no teor de CO, observou-se que a razão  $H_2/CO$  aumentou, especialmente para o gás de síntese produzido com a maior temperatura de gasificação ( $900^\circ C$ ).

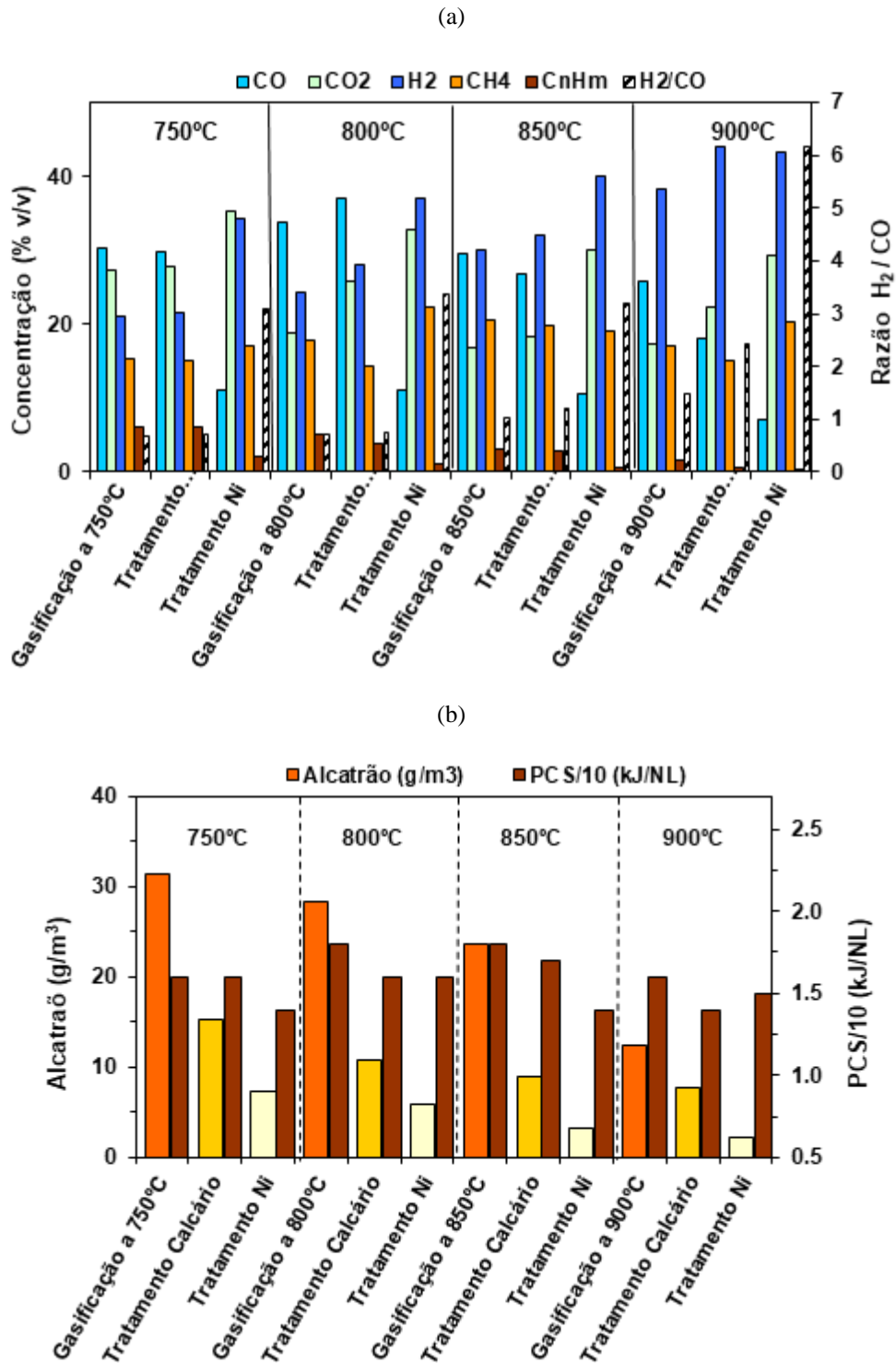


Fig. 2. Efeito do processo de limpeza e condicionamento do gás de gasificação de lenhina produzido a diferentes condições de temperatura (750°C a 900°C). Efeito na composição do gás (a) e no teor de alcatrão e PCS (b).

Na Fig. 3 (a) pode ser analisado o efeito da presença de diferentes minerais de baixo custo, como: calcário, dolomite e olivina na composição do gás de síntese. Todos os minerais testados afetaram a composição do gás de síntese inicial, pois a destruição de hidrocarbonetos gasosos e a reação de *water gas shift* foram promovidas. Assim, os teores de hidrocarbonetos (CH<sub>4</sub> e C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>) e de CO diminuíram, enquanto as concentrações de H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> aumentaram. O uso de calcário durante a gasificação levou às menores variações na composição do gás de síntese, relativamente ao gás

produzido quando apenas foi utilizada areia. A diminuição do teor de hidrocarbonetos totais foi de apenas 8%, enquanto os aumentos nas concentrações de H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> foram de cerca de 13 e 30%, respectivamente.

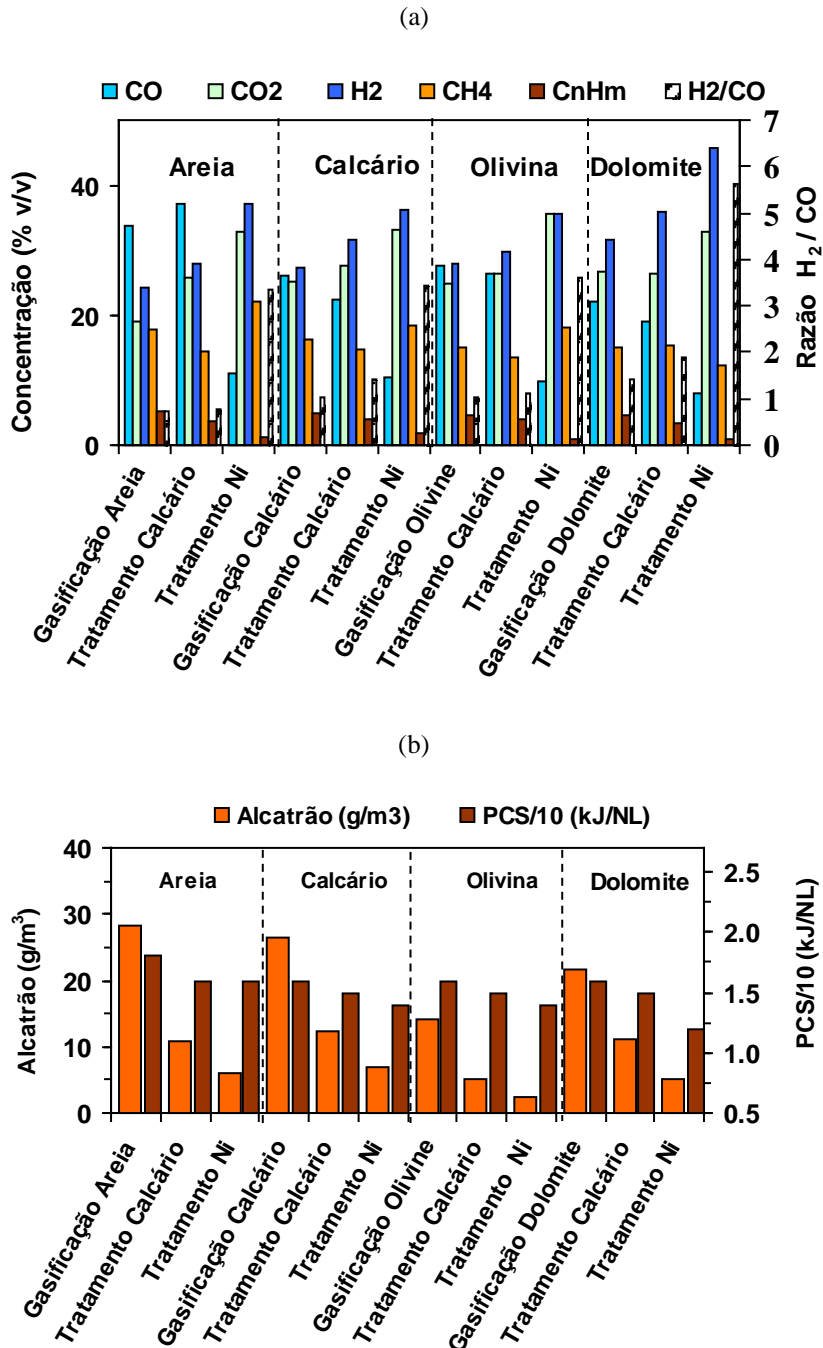


Fig. 3. Diferentes composições de gás de síntese produzidas pela gasificação de lenhina a 800°C e em presença de vários minerais de baixo custo. Efeito na composição do gás (a) e no teor de alcatrão e PCS (b).

A presença de dolomite e olivina conduziram aos menores teores de hidrocarbonetos (CH<sub>4</sub> e C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>) no gás de síntese. As maiores concentrações de H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> e os menores teores de CO foram obtidos na presença de dolomite, este parece ser o mineral mais adequado para promover a destruição de hidrocarbonetos e a reação de *water gas shift*. Consequentemente, a maior razão H<sub>2</sub>/CO foi obtida quando a dolomite foi adicionada ao leito de gasificação. Embora a dolomite e a olivina tenham conduzido a reduções bastante semelhantes nos hidrocarbonetos totais, o gás de gasificação produzido na presença de olivina era mais pobre em H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> e mais rico em CO do que o gás obtido quando a dolomite foi utilizada. Portanto, a razão H<sub>2</sub>/CO obtida com olivina foi menor do que a produzida na presença de dolomite, sendo semelhante à obtida quando o calcário foi usado no leito.



O gás produzido na presença de calcário, olivina e dolomite foi em seguida limpo e condicionado pelo processo referido anteriormente. Conforme verificado na Fig. 3 (a), para todas as composições iniciais do gás, houve um aumento em  $H_2$  e  $CO_2$  e uma diminuição em  $CO$  e em hidrocarbonetos  $C_nH_m$  após o gás passar pela etapa de limpeza com calcário, porque a destruição de hidrocarbonetos e a reação de *water gas shift* foram promovidas pela ação do calcário. Essas reações foram também promovidas pela ação do catalisador à base de Ni, portanto, os teores de  $H_2$  e de  $CO_2$  aumentaram ainda mais, enquanto os teores de hidrocarbonetos e de  $CO$  foram também reduzidos pela ação deste catalisador.

O gás de síntese final que apresentou a maior razão  $H_2/CO$  (5,6) foi o obtido quando se utilizou dolomite dentro do gasificador. A olivina levou à segunda maior razão  $H_2/CO$ , enquanto que a presença de calcário conduziu ao menor valor (3,4).

Na Fig. 3 (b) pode observar-se que não houve mudanças significativas no PCS do gás de síntese inicial quando foram usados diferentes minerais dentro do gasificador, embora estes valores tenham sido inferiores aos obtidos quando apenas se usou areia siliciosa. Porém, o gás de síntese final apresentou diferentes valores de PCS, sendo os menores obtidos para o gás de síntese produzido na presença de dolomite, o que está de acordo com os menores teores de hidrocarbonetos observados no gás final.

Na Fig. 3 (b) pode também observar-se que o uso de olivina conduziu ao gás inicial com o menor teor de alcatrão e, conseqüentemente, o gás final após a limpeza também apresentou o menor teor de alcatrão ( $2\text{ g/m}^3$ ), a que corresponde uma redução total de alcatrão de cerca de 83%. As reduções globais de alcatrão foram semelhantes para o gás obtido quando o calcário foi usado no gasificador, contudo como o teor de alcatrão inicial foi maior quando se usou calcário, o mesmo aconteceu ao seu teor final. De um modo geral os teores de alcatrão correspondentes ao uso de dolomite foram superiores aos obtidos para o gás produzido com olivina e menores do que os correspondentes ao uso de calcário dentro do gasificador.

A limpeza e condicionamento do gás de síntese conduziu a grandes reduções nos teores de alcatrão, hidrocarbonetos e  $CO$ , enquanto  $H_2$  e  $CO_2$  aumentaram, logo, houve sempre um aumento na razão  $H_2/CO$  na composição final do gás.

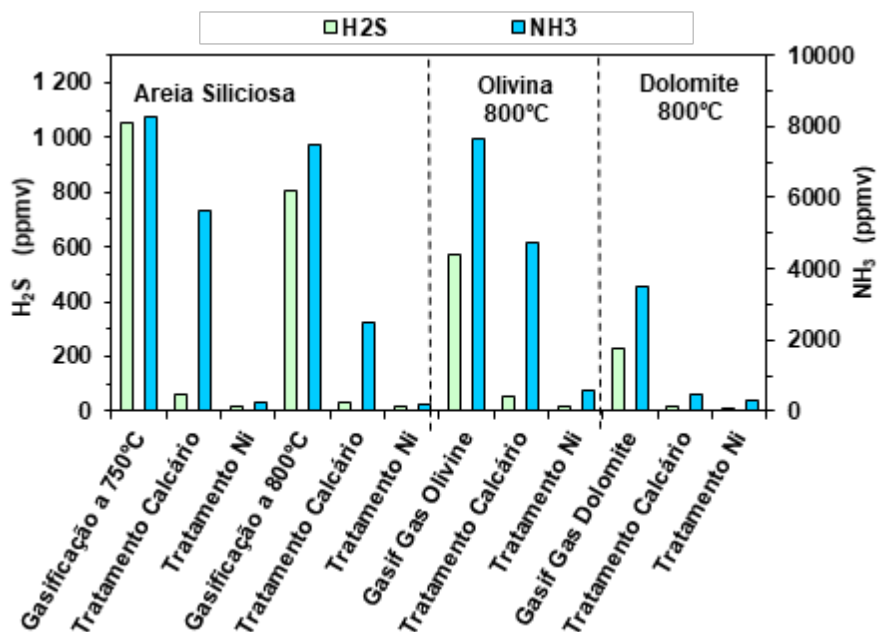


Fig. 4. Efeito do processo de limpeza e condicionamento na composição de  $NH_3$  e  $H_2S$ .

Na Fig. 4 pode ser analisado o efeito da limpeza e tratamento do gás de síntese na composição final do gás de síntese em relação aos teores de  $NH_3$  e  $H_2S$ . Nem todos os dados são apresentados na Fig. 4, mas apenas as informações mais relevantes, pois o objetivo principal é analisar o efeito do procedimento de limpeza do gás de síntese sobre os teores de  $NH_3$  e  $H_2S$ . Os resultados obtidos sobre o efeito das condições experimentais de gasificação na libertação de  $NH_3$  e  $H_2S$  concordam em geral com o que foi relatado anteriormente (Pinto *et al.*, 2019). O aumento da temperatura levou à diminuição do  $NH_3$  e do  $H_2S$ , o que também está de acordo com informações encontradas na literatura (Pinto *et al.*,

2014). A adição de olivina ao leito de gasificação levou a alguma diminuição dos conteúdos de  $\text{NH}_3$  e  $\text{H}_2\text{S}$  no gás de síntese. O efeito foi mais importante ocorreu na presença de dolomite. A grande diminuição do  $\text{H}_2\text{S}$  pode ser explicada pelo facto da dolomite conter  $\text{CaO}$ , que pode reagir com o  $\text{H}_2\text{S}$  para formar  $\text{CaSO}_4$  que fica retida dentro do leito.

Embora os teores finais em  $\text{NH}_3$  e  $\text{H}_2\text{S}$  do gás de síntese dependesse das condições de gasificação utilizadas, e consequentemente das concentrações iniciais destes compostos no gás de gasificação, em geral os teores de  $\text{NH}_3$  e  $\text{H}_2\text{S}$  no gás de síntese final foram muito baixos, o que demonstra que o processo de limpeza e condicionamento do gás de síntese foi eficaz na redução dos teores de  $\text{NH}_3$  e  $\text{H}_2\text{S}$ .

## CONCLUSÕES FINAIS

Este processo para limpeza e condicionamento do gás de gasificação foi eficaz na redução dos teores de alcatrão,  $\text{NH}_3$  e  $\text{H}_2\text{S}$ , pois após a etapa em que foi usado o catalisador à base de Ni os teores destes compostos foram muito baixos. Este processo de condicionamento do gás promoveu a destruição de hidrocarbonetos e alcatrão por reações de craqueamento e reforma com vapor e também a reação de *water gas shift* e, portanto, foi observada a conversão de CO em  $\text{H}_2$  e  $\text{CO}_2$ . Consequentemente, o gás de gasificação apresentou teores mais elevados em  $\text{H}_2$  e  $\text{CO}_2$  e mais baixos em CO e hidrocarbonetos, e foi observado um grande aumento na razão  $\text{H}_2/\text{CO}$ .

## AGRADECIMENTOS

O trabalho realizado foi financiado pelo programa Horizonte 2020 da União Europeia segundo o contrato nº 731263 (AMBITION). Este trabalho foi efetuado na Infraestrutura de Investigação para a Biomassa e a Bioenergia (BBRI - Biomass and Bioenergy Research Infrastructure)- LISBOA-01-0145-FEDER-022059, financiada pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) através do Programa Operacional para a Competitividade e Internacionalização (PORTUGAL2020), do Programa Operacional Regional Lisboa Portugal (Lisboa 2020) e do Programa Operacional Regional Norte Portugal (Norte 2020) sob o acordo de parceria Portugal 2020.

## REFERÊNCIAS

- Cerone N., Zimbardi N.F., Villone A., Strjiugas A.N., Kiyikci E.G. (2016). Gasification of Wood and Torrefied Wood with Air, Oxygen, and Steam in a Fixed-Bed Pilot Plant, *Energy Fuel* 30, 4034-4043. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.6b00126.
- Cerone N., Zimbardi F., Contuzzi L., Prestipino M., Carnevale M. O., Valerio V. (2017). Air-steam and oxy-steam gasification of hydrolytic residues from biorefinery, *Fuel Processing Technology* 167, 451-461. DOI: 10.1016/j.fuproc.2017.07.027.
- Choi Y.-K., Ko J.-H., Kim J.-S. (2017). A new type three-stage gasification of dried sewage sludge: Effects of equivalence ratio, weight ratio of activated carbon to feed, and feed rate on gas composition and tar,  $\text{NH}_3$ , and  $\text{H}_2\text{S}$  removal and results of approximately 5 h gasification, *Energy* 118, 139-146. DOI: 10.1016/j.energy.2016.12.032.
- Heiskanen H., Virkajärvi I., Viikari L. (2007). The effect of syngas composition on the growth and product formation of *Butyribacterium methylotrophicum*, *Enzyme and Microbial Technology* 41, 362-367. DOI:10.1016/j.enzmictec.2007.03.004.
- Pacheco M., Moura P., Gírio F. (2020). Fermentative production of acetate and butyrate from lignin derived syngas by *Butyribacterium methylotrophicum*, *Proceedings of CIES2020 - XVII Congresso Ibérico y XIII Congresso Iberoamericano de Energía Solar*, 3 a 5 de Novembro, Lisboa, Portugal.
- Pinto F., André R.N., Carolino C., Miranda M. (2014). Hot treatment and upgrading of syngas obtained by co-gasification of coal and wastes, *Fuel Processing Technology* 126, 19–29, DOI:10.1016/j.fuproc.2014.04.016.
- Pinto F., André R., Miranda M., Neves D., Varela F., Santos J. (2016). Effect of gasification agent on co-gasification of rice production wastes mixtures, *Fuel* 180, 407-416. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.04.048.
- Pinto F., André R., Marques P., Mata R., Pacheco M., Moura P., Gírio F. (2019). Production of syngas suitable to be used in fermentation to obtain biochemicals, *Chemical Engineering Transactions*, 76, 1399-14004, DOI: 10.3303/CET1976234.

Ramachandriya K.D., Kundiyana D.K., Sharma A.M., Kumar A., Atiyeh H.K., Huhnke R.L., Wilkins M.R. (2016). Critical factors affecting the integration of biomass gasification and syngas fermentation technology, *AIMS Bioengineering*, 3, 188-210. DOI: 10.3934/bioeng.2016.2.188.

Widjaya E.R., Chen G., Bowtell L., Hills C. (2018). Gasification of non-woody biomass: A literature review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 89, 184-193. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.023.



**PARTICIPAÇÃO ESTRATÉGICA DOS PARQUES EÓLICOS NOS MERCADOS DE ELETRICIDADE****Algarvio H.\*, Couto A.\*, Lopes F.\*, Estanqueiro A.\***

\* Unidade de Energias Renováveis e Integração de Sistemas de Energia, Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), I.P., Estrada do Paço do Lumiar n°22, Lisboa, 1649-038 Portugal,  
[hugo.algarvio@lneg.pt](mailto:hugo.algarvio@lneg.pt), [antonio.couto@lneg.pt](mailto:antonio.couto@lneg.pt), [fernando.lopes@lneg.pt](mailto:fernando.lopes@lneg.pt), [ana.estanqueiro@lneg.pt](mailto:ana.estanqueiro@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1009>

**RESUMO**

A União Europeia tem objetivos ambiciosos para o uso maioritário de energias renováveis em todos os setores de atividade, originando uma crescente penetração renovável nos mercados de eletricidade. O mercado diário, desenhado quando predominavam as tecnologias despacháveis, fecha às 12:00 da Europa Central, fazendo com que a geração renovável variável no tempo (VRE) faça licitações usando previsões meteorológicas entre 19 e 43 horas antes da operação em tempo real, dando origem a erros consideráveis nas previsões. O comportamento estocástico e a reduzida previsibilidade das VREs originam problemas nos mercados, especialmente, a redução dos preços de mercado devido às suas ofertas a preço zero, e a necessidade de balanceamento do sistema provocadas pelos seus desvios. Deste modo, através da análise aos resultados de diversos cenários em que se considera a participação ativa dos parques eólicos (PEs) em mercado, verifica-se que só através de alterações profundas nos modelos de mercado será possível garantir a viabilidade económica dos PEs sem incentivos diretos como as tarifas fixas garantidas.

**PALAVRAS-CHAVE:** VRE, Parques Eólicos, Mercados de Eletricidade, Modelos de Mercado, Cenários.

**ABSTRACT**

The European Union set ambitious targets for the use of renewable energy as the main source of energy in all activity sectors, resulting on a growing renewable penetration in electricity markets. The day-ahead market of electricity closes at 12 noon (CET) and has been designed for dispatchable technologies. So, the variable renewable energy (VRE) has to make bids to this market using meteorological forecasts from 19 to 43 hours before the real-time operation, with significant errors. VREs have problems with the lack of flexibility of the traditional markets, causing deviations that have to be handled using control reserves at high costs. The VRE bids at 0 €/MWh also decrease the liquidity of electricity markets. Thus, analyzing the results of several scenarios it is possible to understand that, when considering the active participation of wind parks in electricity markets, only with relevant changes in the current market designs will be possible to guarantee the economic viability of wind parks without direct incentives as feed-in-tariffs.

**KEYWORDS:** VRE, Wind Parks, Electricity Markets, Market Models, Sceneries.

## INTRODUÇÃO

Os diversos participantes nos mercados de eletricidade (EMs) são diferenciados e autónomos, tendo os seus próprios objetivos e estratégias de negociação. Normalmente os agentes do lado da oferta usam estratégias que permitam a maximização do seu lucro nos mercados grossistas, enquanto os agentes do lado da procura, procuram baixar os custos da eletricidade, para depois a venderem ao consumidor final no mercado de retalho (Algarvio et al. 2017). A maior parte das estratégias são cooperativas, de modo a que ambas as partes obtenham benéficos mútuos.

Na maior parte dos mercados de eletricidade grossistas a nível mundial existem três tipos de modelos de mercado (Shahidehpour et al. 2002): (i) leilões, constituídos por um mercado centralizado onde os agentes da oferta e procura fazem licitações, sendo o preço de mercado definido pela interseção das curvas da oferta e da procura, utilizando um algoritmo de preços marginais; (ii) contratos bilaterais, onde agentes da procura e da oferta podem negociar entre si, de forma privada, as condições dos contratos; e (iii) híbridos, que combinam diversas características dos dois modelos anteriores.

Na maior parte dos países da União Europeia (com exceção da Irlanda, que não possibilita o uso de contratos bilaterais) usa-se o modelo híbrido. Este modelo é constituído por um mercado diário, ou do dia seguinte, encerrando às 12:00 (na Europa Central) do dia anterior ao dia da operação em tempo real. Este mercado pode ser seguido por um mercado intradiário baseado em leilões (*spot*) com diversas sessões, como se verifica no mercado Ibérico de eletricidade (MIBEL), Italiano e Alemão e/ou por um mercado intradiário contínuo como na maior parte da Europa, que consiste na transação direta da energia (Algarvio et al. 2019d). Os mercados intradiários são mercados essencialmente usados para acertos das licitações muito perto da operação em tempo real. A maior parte dos mercados Europeus permitem ainda a negociação de contratos bilaterais privados e a participação dos agentes nos mercados de derivados. O objetivo destas opções consiste em reduzir o risco dos agentes, pois nestes tipos de contratos é possível negociar energia a preço fixo durante largos horizontes temporais, de modo a não estarem expostos à volatilidade de preços dos mercados *spot*. Posteriormente todos os mercados Europeus têm os serviços auxiliares do sistema, que garantem que a frequência e a tensão da rede se mantêm estável, mitigando os desvios do sistema e garantido a segurança e robustez do mesmo.

A energia renovável variável (VRE), como a eólica e a solar fotovoltaica (PV), tem crescido substancialmente nos últimos anos, sendo em 2016 a segunda e sexta fontes de energia com mais capacidade instalada na Europa ACER (2017a). O problema é que estas aumentam a volatilidade e incerteza do fornecimento de energia e têm custos de investimento substanciais no caso da energia eólica, mas custos de produção próximos de zero. As suas características reduzem os preços dos mercados *spot*, contudo estas podem aumentar os custos dos serviços auxiliares do sistema por via dos desvios balanceados através dos mesmos. Os custos destes serviços são dirigidos aos agentes responsáveis pelos desvios na forma de penalizações (Algarvio et al. 2019a). Em casos extremos, por exemplo, erros significativos na previsão da produção, o custo absoluto que estas tecnologias pagam pelas penalizações pode ser superior à receita que estas têm nos mercados *spot*. No entanto, há sistemas de potência que protegem a produção VRE, não as responsabilizando pelo pagamento das penalizações, passando esse custo para os consumidores, que foi o caso do sistema Português no âmbito das tarifas garantidas - *feed-in-tariffs* (FiTs), o tarifário de produção em regime especial.

O potencial impacto das VREs nos mercados de eletricidade tem que ser analisado de forma cautelosa, de modo a determinar se os modelos de mercado atuais ainda são efetivos em sistemas de potência com elevada penetração de VRE (Algarvio et al. 2019d). Os atuais modelos de mercado foram desenhados num período onde dominavam as centrais despacháveis, portanto, eles não incentivam a participação ativa das VREs sem estarem coordenadas com centrais despacháveis (Zhang et al. 2015). Nos mercados atuais verifica-se uma redução substancial da liquidez de mercado com o aumento da penetração de VREs, o que, mesmo com a redução do custo nivelado destas tecnologias (LCOE), não incentiva a participação ativa dos parques eólicos (PEs) no mercado sem recorrer a incentivos económicos como as FiTs. Senso que atualmente, a participação do PV em mercado já é economicamente sustentável (IRENA, 2018). No entanto, os preços dos mercados de serviços auxiliares do sistema têm vindo a aumentar devido à crescente quantidade necessária para balancear o sistema, indicando que é necessário rever os atuais desenhos de mercados, nomeadamente, para providenciar a flexibilidade necessária e renumerar este serviço de forma adequada.

A Agência Internacional de Energia (IEA) definiu os elementos de desenho do mercado e as regras de mercado que devem ser atendidas para obtermos uma eficiente operação dos mercados de eletricidade com elevados níveis de penetração de VREs (IEA, 2014). A União Europeia publicou a nova legislação Europeia para o Mercado Interno Europeu, que está em concordância com o sugerido pela IEA, embora as medidas que visam alterar os elementos chave dos desenhos de mercado atuais, sejam menos ambiciosas do que o proposto pela IEA (EC, 2019).

Desta forma, elementos de desenho dos mercados, como fechos dos mercados (usualmente definido como “gate closure”) o mais próximo possível da operação em tempo real, produtos com horizontes temporais mais curtos e adaptados ao comportamento das VREs, permitir licitações agregadas de várias tecnologias ou agentes, permitir que as VRE forneçam serviços de sistema, e responsabilizar economicamente as VREs pelos seus desvios, são características importantes dos futuros mercados de eletricidade (Algarvio et al. 2019d).

Deste modo, este artigo estuda diversos cenários onde se consideram diferentes estratégias de licitação de um conjunto de parques eólicos no MIBEL, com o objetivo de minimizar os seus desvios e, conseqüentemente, maximizar a sua rentabilidade em ambiente de mercado, recorrendo ao simulador de mercado MATREM (for Multi-Agent Trading in Electricity Market) para fazer as simulações (Lopes, 2018).

O EFEITO DA CRESCENTE PENETRAÇÃO RENOVÁVEL SOBRE OS PREÇOS DA ELETRICIDADE

A Europa tem objetivos ambiciosos para o aumento da penetração renovável em todos os setores de atividade, pelo que nas últimas décadas tem incentivado diretamente o investimento em novas centrais renováveis (RES) usando diversos modelos de remuneração como *feed-in-tariffs (FITs)*, *feed-in-premium*, leilões e concursos para nova capacidade e subsídios de investimento. A Europa também tem incentivado indiretamente o investimento nestas tecnologias ao dar benefícios fiscais e certificados verdes, tal como em permitir o autoconsumo e a sua participação em mercado sem incentivos diretos. A maioria dos países Europeus começou por incentivar o investimento em novas centrais renováveis através de FiTs (predominante até 2013), originando em alguns casos, um défice tarifário, que consiste na diferença entre o valor da remuneração de mercado das renováveis e a sua remuneração devido aos incentivos (Algarvio et al. 2020). É de salientar que a participação no mercado das RES é permitida em todos os países Europeus. O autoconsumo também é permitido em quase todos os países Europeus, sendo a Espanha uma das poucas exceções (Ramírez et al. 2015).

Desta forma, a capacidade instalada de VREs tem crescido ao longo do tempo e o seu potencial de crescimento é significativo. Na Europa, com cerca de 150 GW, a tecnologia eólica é a segunda tecnologia com mais capacidade instalada sendo a solar PV a sexta com cerca de 100 GW de capacidade instalada. Em 2015 a penetração de energia eólica no consumo variava de 0.5% na Noruega a 38.8% na Dinamarca. Na Fig. 1 é possível verificar que de 2004 a 2015 a penetração de energia renováveis (RES) na produção de eletricidade na União Europeia (EU-28, incluindo o Reino Unido) subiu de 14,3% para 28,8%, mantendo-se o consumo praticamente constante.

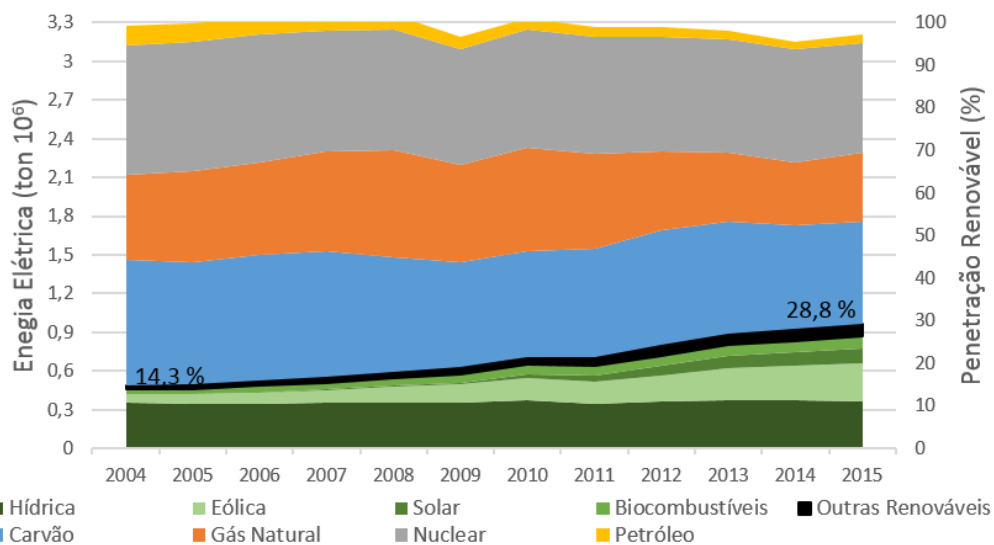


Fig. 1. Produção de eletricidade por tecnologia e a penetração renovável na EU-28 durante o período de 2004 a 2015 (fonte: Eurostat).

Em 2008, a crise económica mundial fez com que os preços dos recursos naturais como o carvão e o gás subissem o seu preço, contribuindo para o decréscimo no consumo de eletricidade. No entanto nos últimos anos estes recursos têm mantido o seu preço estável e próximo dos preços de 2009, mas a procura mantém-se mais baixa que em 2004 (ver a Fig. 1). Estes aspetos em conjunto com o crescente aumento da penetração renovável têm levado ao decréscimo dos preços nos mercados grossistas da EU-28. A única exceção foi o quarto trimestre de 2016 e janeiro de 2017 onde os preços aumentaram substancialmente no Reino Unido devido ao aumento nos preços dos recursos naturais e na Península Ibérica devido à redução das reservas hídricas. Os preços médios do mercado grossista têm sido sempre inferiores aos LCOEs das eólicas (ACER, 2017; IRENA, 2018). A redução dos preços nos mercados grossistas é um problema para a integração em regime de mercados das VREs, pois sem: (i) incentivos económicos como as FiTs, (ii) mudanças profundas no desenho de mercado que aumentem a sua liquidez e incentivem a participação ativa das VREs, (iii) um aumento significativo dos preços das emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e (iv) aumento do valor da flexibilidade e da cooperação com outros setores de atividade, não existem estímulos ao investimento em novas centrais, e dado o risco das VREs, os investidores podem ter dificuldades em obter financiamento. Tendo em conta o atual desenho de mercado e contexto socioeconómico do setor de eletricidade, sem incentivos económicos a nível governamental seria impossível cumprir com as metas Europeias para a penetração renovável.

Interessantemente, enquanto os preços dos mercados grossistas têm diminuído os preços dos mercados retalhistas (ACER, 2017) têm aumentado (ver a Fig. 2). O que pode ser explicado pela constante redução do peso do preço da energia na tarifa final dos consumidores. Em alguns países, o preço da energia que deriva dos mercados grossistas não chega a 50% do preço final da tarifa paga pelos consumidores.

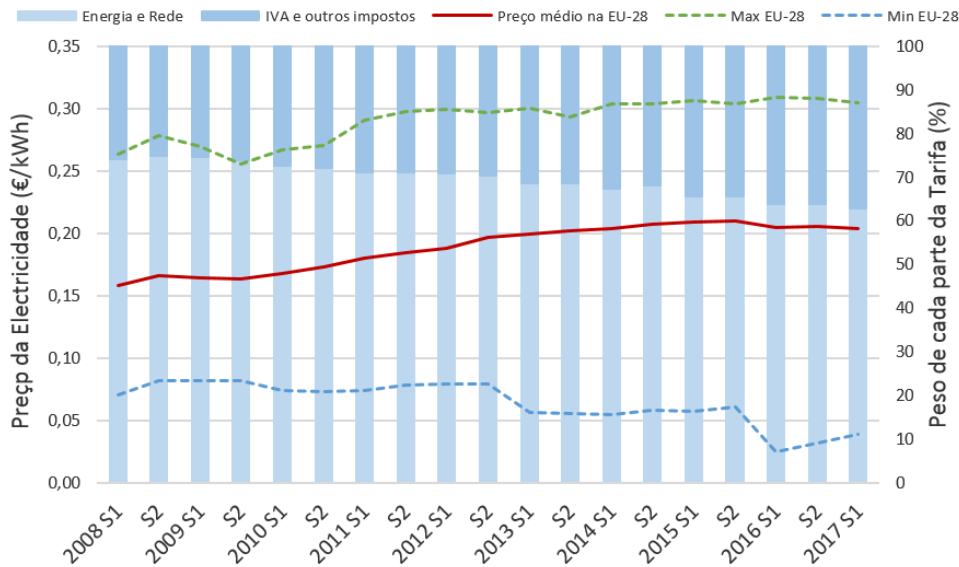


Fig. 2. Componentes chave da tarifa de eletricidade paga pelos consumidores residenciais entre os primeiros semestres de 2008 e 2017 (fonte: Eurostat).

Na EU-28 mais a Noruega (EU-28+NO) o preço cobrado devido à política de remuneração das renováveis tem um peso em média de 13% na tarifa. Enquanto a energia tem um peso de 35% (ver a Fig. 3). Portugal, Alemanha, Itália e Espanha são os quatro países da EU-28+NO que têm um peso maior na fatia da remuneração das renováveis na tarifa final de cerca de 23%, 21%, 21% e 16%, respetivamente (ACER, 2017). A Fig. 3 ilustra a diferença entre os pesos dos diversos componentes da tarifa da eletricidade entre a EU-28+NO e a Comunidade de Energia (EnC) que inclui a União Europeia e os seus vizinhos.

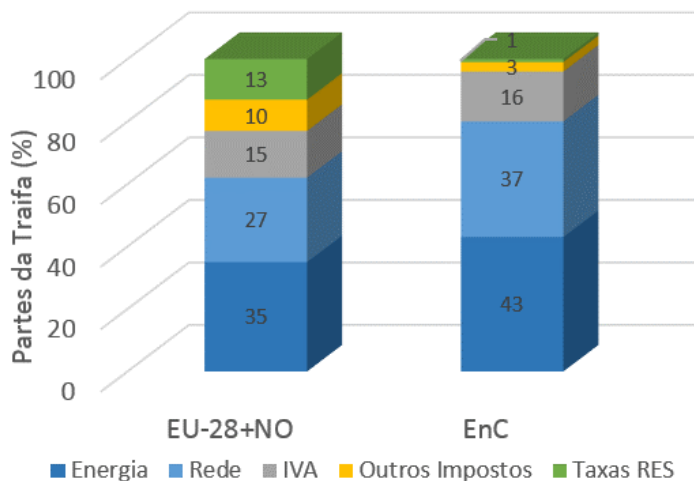


Fig. 3. Componentes chave da tarifa da eletricidade paga pelos consumidores residências das capitais da EU-29+NO e da EnC em 2016, dados da (ACER, 2017).

A diferença significativa entre as FiTs e os preços dos mercados grossistas é o aspeto chave que contribui para o défice tarifário (Algarvio et al. 2020). A regulação pode levar a uma redução das tarifas da eletricidade, aumentando a responsabilidade dos produtores de VRE em relação aos seus desvios, promovendo a igualdade entre os diversos produtores e não sobrecarregando os consumidores com esses custos. Este facto pode ser comprovado através da verificação da diferença entre os pesos da remuneração das renováveis nas tarifas da eletricidade residenciais em Portugal e Espanha. Em Portugal, com um peso de 23%, as VREs não são responsabilizadas pelos seus desvios, sendo o défice tarifário mais baixo do que em Espanha, devido ao pouco investimento em PV quando a sua remuneração era muito elevada, ao contrário de Espanha. Em Espanha o peso é de apenas 16% devido à responsabilização das VREs pelos seus desvios, mesmo com um défice tarifário superior a Portugal. Um dado interessante é que dadas as tarifas do mercado de retalho e os valores atuais das tecnologias, a instalação de novas centrais VRE torna-se bastante favorável para autoconsumo, com LCOEs bastante inferiores ao preço da eletricidade no retalho, especialmente no caso da tecnologia solar PV.



## A PARTICIPAÇÃO ATIVA DOS PARQUES EÓLICOS EM MERCADO

As centrais eólicas com FiTs têm as suas ofertas normalmente reguladas e baseadas em previsões determinísticas. Deste modo, nesta secção irá ser estudada a viabilidade da participação ativa das centrais eólicas no MIBEL sem qualquer incentivo económico e pagando os desvios. Irá se verificar quais os principais problemas que os mercados atuais colocam à participação eficiente das centrais eólicas e, simultaneamente, quais os problemas que estas trazem para o mercado. Com recurso ao simulador MATREM foi estudada a licitação estratégica das eólicas tendo em conta os desenhos de mercado atuais, e futuros, que se adaptem à participação eficiente das VREs.

### Estratégias de licitação dos parques eólicos nos mercados atuais

Tendo em conta os desenhos de mercado atuais, na generalidade, as centrais eólicas deverão ter como objetivo a minimização dos seus desvios, uma vez que, em alguns dos mercados, como o Português e o Alemão, a fórmula de valorização dos desvios é complexa, não permitindo especulação. Nestes mercados os agentes que desviam irão ter uma penalização caso não beneficiem o sistema, mas também podem ter uma compensação económica caso contrário (por exemplo, quando o excesso de produção face ao previsto vai de encontro as necessidades do sistema). Nos países inseridos no mercado nórdico de energia (Nordpool) a fórmula de valorização dos desvios é mais simples, pelo que, por cada hora, é calculada qual a direção dos desvios e apenas os agentes que desviam nessa direção pagam uma penalização, que deriva dos custos que o sistema obteve a balancear esses desvios (Algarvio et al. 2019a). Estratégias de previsão baseadas em previsão determinística, probabilística e estocástica já foram estudadas de forma profunda, pelo que atualmente não se conseguem obter melhorias significativas através do uso de novas técnicas de previsão. No entanto, o uso de previsões agregadas de parques eólicos entre si ou com outras tecnologias trazem melhorias consideráveis às previsões, uma vez que as previsões melhoram com uma maior dispersão geográfica das tecnologias, podendo-se aproveitar a complementaridade entre as diferentes centrais (Couto e Estanqueiro, 2020). O uso eficiente da capacidade de armazenamento como centrais hídricas com albufeiras, o solar térmico concentrado ou baterias também pode ser uma solução que em licitações conjuntas com as centrais eólicas, evitem os desvios destas, melhorando consideravelmente os seus resultados de mercado. Um dos pressupostos assumidos na literatura é que as VREs são “price-takers” e que, portanto, não têm poder de definir o preço de mercado. No entanto, ao retirar de mercado outras tecnologias despacháveis, as VREs têm o poder de definir qual a tecnologia marginal (tecnologia que define o preço de mercado), pelo que na verdade, se as VREs usarem uma licitação estratégica elas podem atuar como “price-makers” (Algarvio, Lopes e Santana, 2017).

### Principais problemas colocados pelas VREs nos mercados atuais

Tendo em conta que os custos marginais das VREs são zero, ou próximos de zero caso se considerem os custos de operação e manutenção nesta variável, um dos principais problemas é a redução dos preços de mercado. Esta situação, conhecida como efeito de ordem de mérito, retira liquidez ao setor e algumas centrais despacháveis de ponta e cheia do mercado, reduzindo consideravelmente as suas horas de operação e, consequentemente, a sua remuneração através de mercado (Algarvio, Lopes e Santana, 2017). Contudo, devido à incerteza na produção VRE, estas centrais despacháveis são necessárias para garantir a segurança do sistema através da sua participação nos mercados de balanço, pelo que de modo a garantir a sua viabilidade económica estas têm que aumentar as suas receitas com capacidade, o que aumenta os custos para o sistema. A natureza distribuída das VREs também pode trazer problemas à rede de distribuição, uma vez que as VREs vão substituir centrais despacháveis de grande capacidade, ligadas à rede de transporte. Assim, de modo a evitar elevados custos financeiros com o fortalecimento da rede de distribuição, o uso de medidas de gestão dinâmica da rede e trânsito de energia otimizado são bastante favoráveis para dirigir esta produção (Duque et al 2018). Estas medidas também podem evitar casos de separação do MIBEL, onde devido ao excesso de VREs a energia transacionada entre Portugal e Espanha pode superar a capacidade de interligação (sazonal) entre estes, levando a elevadas perdas económicas devido à diferença de preço entre os mercados e ao corte de VREs, o que vem sendo estudado no âmbito do projeto OPTIGRID (<http://www.rdnester.com/optigrd/>).

### Principais problemas que os mercados atuais colocam à participação ativa e eficiente das VREs

A falta de versatilidade é um dos principais problemas dos mercados atuais. O mercado diário é o mercado físico de eletricidade com mais liquidez, no entanto, este encerra às 12:00 da Europa Central, do dia anterior ao dia de operação, o que faz com que as centrais eólicas tenham que submeter licitações usando previsões meteorológicas das 5:00 da Europa Central, i.e., entre 19 a 43 horas antes da operação em tempo real (Algarvio et al. 2019b). Estas previsões para horizontes temporais alargados naturalmente conduzem a desvios que podem ser corrigidos nos mercados intradiários. Contudo, estes apresentam problemas de falta de liquidez e não são suficientemente flexíveis para fazer com que as VREs praticamente não tenham desvios na sua operação em tempo real. Atualmente as licitações nos mercados são feitas para períodos de uma hora, sendo uma resolução pouco adequada para corresponder à variabilidade da produção dos parques eólicos nesse período de tempo, pelo que a União Europeia já legislou a mudança para períodos de quinze minutos, o que ainda não sendo o ideal (os Estados Unidos e a Austrália já permitem

licitações de 5 minutos), permite alguma flexibilidade para que as VREs melhorem as suas previsões. Outro dos principais problemas é que os mercados só permitem licitações de potência, o que faz com que as centrais tenham de manter a sua potência estável durante o período licitado. Esta regra foi estabelecida tendo em conta o comportamento das centrais despacháveis térmicas, especialmente as mais inflexíveis, como as que usam tecnologias a carvão, no entanto, quase toda a procura e as VREs têm um comportamento mais inconstante. Nesse sentido, novos produtos de mercado têm surgido na literatura para permitir o fornecimento de rampas de potência, o que se adequa ao comportamento agregado das VREs e dos consumidores, e no futuro também poderá ser licitada energia (Algarvio et al. 2019c). A licitação agregada, i.e., a licitação conjunta de diferentes tecnologias dentro da mesma área de balanço, é outra das medidas que devia ser permitida em todos os mercados Europeus. O desenho atual de mercado é de tal forma inapto e arriscado à participação das VREs, com tendência a reduzir a sua liquidez com o crescimento destas, que em 2020, os investidores em PV, candidataram-se a leilões em Portugal, a receber uma tarifa garantida de 11 €/MWh, muito abaixo dos preços de mercado atuais, sendo ainda são economicamente responsáveis pelos seus desvios, o que lhes pode reduzir a sua remuneração final abaixo da tarifa garantida (EDIFÍCIOS e ENERGIA, 2020).

Simulações da participação ativa dos parques eólicos nos mercados atuais e futuros

De modo a averiguar se os mercados atuais são atrativos a investimentos em novos parques eólicos sem quaisquer incentivos económicos (cenários A), se pequenas mudanças nos mercados atuais são suficientes (cenários B) ou se deverão ser feitas mudanças mais profundas aos desenhos de mercado (cenários C), nesta secção são apresentados os resultados de diversos cenários obtidos através do MATREM, usando dados reais de um conjunto de parques eólicos Portugueses obtidos entre 2009 e 2010, que foram escalados para representar a capacidade total no período indicado. De seguida apresenta-se resumidamente os cenários analisados em Algarvio et al. (2019a, 2019b, 2019c):

- Cenário A1: cenário de referência onde os parques eólicos (PEs) fazem a sua licitação no mercado diário baseada em previsões determinísticas – “business as usual”;
- Cenário A2: PEs licitam no mercado diário tendo em conta uma previsão probabilística;
- Cenário A3: PEs licitam de forma agregada no mercado diário;
- Cenário A4: PEs licitam de forma estratégica nos mercados diário e intradiário;
- Cenário A5: PEs licitam a sua potência observada num cenário hipotético em que as suas previsões não têm erros;
- Cenário B1: PEs licitam a sua previsão determinística no mercado diário com um fecho duas horas depois do atual, beneficiando de previsões meteorológicas mais próximas do tempo real de operação;
- Cenário B2: PEs podem participar nos mercados de balanço;
- Cenário B3: Um PE licita de forma estratégica a sua potência nominal no mercado diário, faz acertos no intradiário e ainda participa na reserva terciária (*price-taker*);
- Cenário B4: Cenário anterior considerando a licitação estratégica de todos os parques eólicos (*price-makers*);
- Cenário C1: PEs podem participar de forma individual em dois novos mercados de balanço;
- Cenário C2: Cenário anterior, mas PEs podem participar de forma agregada;
- Cenário C3: Cenário anterior, mas PEs também podem participar num mercado bilateral perto do tempo real.

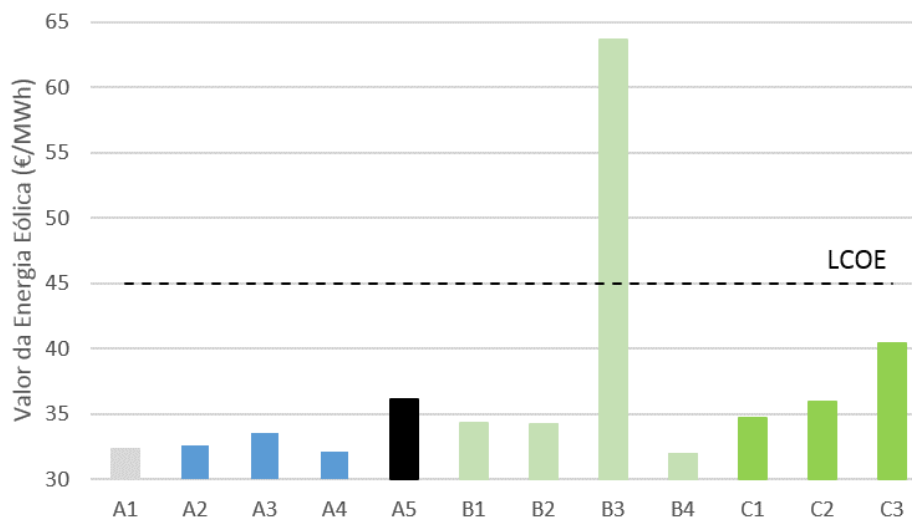


Fig. 4. Valor da Energia Eólica nos cenários estudados.

A Fig. 4 ilustra o valor de mercado da energia eólica nos cenários estudados. Tendo em conta que os LCOEs atuais e estimados em 2020 dos parques eólicos estão sempre acima de 45 €/MWh (IRENA, 2018), apenas o cenário B3 se

torna vantajoso, cenário que é irrealista e desmistificado pelo cenário B4, pois este PE tira partido da situação de não ter poder de mercado para licitar a sua potência nominal no mercado diário a um preço médio de 37.30 €/MWh para depois comprar a sua falta de energia nos mercados intradiários a um preço médio de 35.09 €/MWh. No entanto, o cenário B4 comprova que nos anos estudados, se todos os PEs em Portugal tivessem esta estratégia, o preço do mercado diário Ibérico, onde Portugal tem um peso de cerca de 20%, iria cair para 34.77 €/MWh, e dada a pouca quantidade que normalmente é transacionada nos mercados intradiários, os PEs teriam que pagar, em média, 51.22 €/MWh para comprar a energia necessária para reduzir os seus desvios, evitando o pagamento de penalizações, o que origina uma queda significativa na sua receita, mesmo quando comparando com o cenário de referência A1. Estes resultados indicam que em sistemas com crescentes penetrações de VREs, caso estes usem licitação estratégica de forma agregada, têm todo o poder para condicionar os preços de mercado.

Os resultados das simulações comprovam que mesmo com alterações significativas ao desenho dos mercados de eletricidade, a transação apenas de potência e energia em produtos de mercado adaptados ao comportamento das VREs não é suficiente para garantir a sua viabilidade económica, pelo que novas medidas devem ser tomadas de modo a garantir a atratividade do investimento em VREs sem incentivos económicos.

#### Medidas futuras que incentivem o investimento em novas centrais renováveis de forma indireta

Sem tarifas garantidas, os investidores em novas centrais podem ter dificuldades em obter financiamento junto da banca, dada a incerteza no seu retorno futuro, desta forma além dos benefícios fiscais já existentes a nível Europeu dever-se-ia aplicar taxas consideráveis sobre as emissões de CO<sub>2</sub>, o que poderia aumentar o valor dos certificados verdes garantidos às renováveis, incentivando as indústrias mais poluentes a comprar estes certificados, a investir em geração renovável, ou a estabelecer contratos de longo prazo para a aquisição de energia renovável, os *power purchase agreements*. Outra solução passa pela participação das VREs em mercados de capacidade, pois embora estas não sejam despacháveis, elas garantem a injeção de uma quantidade de energia no sistema com pouca variação plurianual, quantidade esta que é essencial para que os países cumpram com as suas metas para a penetração renovável em todos os setores de atividade. Os mercados de capacidade poderiam garantir um retorno anual estável às VREs durante um período alargado (por exemplo 15 anos), servindo de garantia junto da banca.

A localização das novas centrais VRE deveria seguir uma política de interesse público, visando a complementaridade entre a procura e a produção VRE em vez de se manter a política “business-as-usual” de instalar as centrais nos locais com melhor recurso, uma vez que em sistemas com alta penetração VRE, se não se tomarem medidas irão ocorrer inúmeras horas em que se terá que cortar a produção VRE. Desta forma, o fortalecimento da capacidade de interligação entre os países e incentivar o acoplamento de diversos setores são medidas muito importantes para evitar cortes de produção VRE a custo zero, pelo que o investimento em flexibilidade com a eletrificação dos transportes, a produção de hidrogénio e calor e a dessalinização podem ser soluções futuras que evitem cortes de produção VRE e valorizem estas tecnologias. Tal como as técnicas de gestão dinâmica da rede e trânsito de energia otimizado, medidas estudadas no projeto OPTIGRID que usam a capacidade das redes de forma mais eficiente, elevando o potencial trânsito de energia entre países. Em sistemas com penetração maioritária de VREs, também se deverá ter em consideração as horas em que o recurso é escasso, existindo alternativas onde se destaca o armazenamento de energia. Em Portugal, apenas o armazenamento hídrico é usado em larga escala, mas este também está fortemente dependente das condições atmosféricas, pelo que, o armazenamento da energia em baterias, na forma de calor e o incentivo à participação ativa dos consumidores terão um papel importante em casos de escassez de energia.

#### CONCLUSÕES

Este estudo averiguou se a participação ativa dos parques eólicos (PEs) nos mercados de eletricidade é viável do ponto de vista económico, tendo em conta os desenhos de mercado atuais, com pequenas alterações aos mercados atuais ou futuros com alterações consideráveis. Os PEs ao licitarem a sua potência a preço zero reduzem a sua própria remuneração futura, mas se não o fizerem podem perder a oportunidade de vender a sua energia, que tem custo zero, fazendo um corte à sua produção. Desta forma, com a crescente penetração de VREs nos mercados, tem-se verificado uma redução dos preços de mercado, em especial nos mercados intradiários, devido a sua falta de liquidez. Assim, verificou-se que os desenhos de mercado atuais não incentivam a participação ativa das VREs de forma eficiente e economicamente viável sem incentivos diretos, como uma remuneração fixa garantida. Pequenas mudanças como fechar os mercados o mais perto possível da operação em tempo real e produtos de 15 minutos, mais pequenos em relação aos produtos de uma hora que se usam atualmente, trazem a flexibilidade que as VREs precisam, aumentando a sua eficiência. No entanto, os produtores que possuem parques eólicos mantêm a sua inviabilidade económica, uma vez que não garantem uma remuneração superior ao LCOE atual desta tecnologia, ao contrário do PV, que neste momento já é economicamente viável para participar ativamente em mercado. Embora mantendo o atual desenho de mercado, com a tendência de queda nos preços com a crescente penetração VRE, no futuro a queda no LCOE do PV afigura-se inferior à queda dos preços de mercado, o que pode levar à inviabilidade económica desta tecnologia. Portanto, devem ser consideradas medidas futuras que incentivem o investimento em novas centrais VREs sem incentivos diretos suportados pelos governos/consumidores, como por exemplo, os leilões de capacidade renovável, as centrais híbridas, centrais renováveis virtuais, os agregadores e as comunidades locais, que são medidas que têm

vindo a ser legisladas pelos diversos governos Europeus. Em futuros sistemas de potência com penetração renovável próxima de 100%, onde as VREs sejam a maioria, também será muito importante o acoplamento do setor da eletricidade com os outros setores de atividade, uma vez que caso os recursos primários das tecnologias VRE (vento e irradiância) sejam escassos, atualmente apenas as grandes hídricas com albufeira têm capacidade para colmatar esse problema. No entanto, estas também são fortemente dependentes do recurso hídrico, pelo que será importante no futuro aumentar a carteira de soluções de armazenamento através do uso de baterias e na forma de calor, tal como incentivar a participação ativa dos consumidores, com produtos que remunerem adequadamente a sua flexibilidade em casos de escassez de energia. Em casos de excesso de energia, a produção de hidrogénio, calor ou a dessalinização podem ser soluções que evitem o corte da produção VRE.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à FCT (Fundação para a Ciência e Tecnologia) pelo financiamento deste estudo no âmbito do projeto OPTIGRID (PTDC/EEI-EEE/31711/2017).

#### REFERÊNCIAS

ACER (2017). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016. Electricity Wholesale Markets Volume. Outubro 2017. [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202016%20-%20ELECTRICITY%20AND%20GAS%20RETAIL%20MARKETS.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202016%20-%20ELECTRICITY%20AND%20GAS%20RETAIL%20MARKETS.pdf). Acedido a 2 de Setembro de 2020.

Algarvio, H., Couto, A., Lopes, F. e Estanqueiro, A. (2019a). Changing the day-ahead gate closure to wind power integration: a simulation-based study. *Energies*, 12(14), 2765.

Algarvio, H., Lopes, F. e Santana, J. (2017). A Linear Programming Model to Simulate the Adaptation of Multi-agent Power Systems to New Sources of Energy. *Em Highlights of Practical Applications of Cyber-Physical Multi-Agent Systems* pp. 350–360, Springer, Cham

Algarvio, H., Lopes, F. e Santana, J. (2020). Renewable Energy Support Policy Based on Contracts for Difference and Bilateral Negotiation. *Em International Conference on Practical Applications of Agents and Multi-Agent Systems*, pp. 293–301, Springer, Cham.

Algarvio, H., Lopes, F., Couto, A. and Estanqueiro, A. (2019b). Participation of Wind Power Producers in Day-ahead and Balancing Markets: An Overview and a Simulation-based Study. *WIREs Energy and Environment*, 8(5):e343. [DOI: 10.1002/wene.343]

Algarvio, H., Lopes, F., Couto, A., Estanqueiro, A. e Santana, J. (2019c). Variable renewable energy and market design: new products and a real-world study. *Energies*, 12(23), 4576.

Algarvio, H., Lopes, F., Couto, A., Santana, J. e Estanqueiro A. (2019d). Effects of Regulating the European Internal Market on the integration of Variable Renewable Energy. *WIREs Energy and Environment*, 8(6):e346.

Algarvio, H., Lopes, F., Sousa, J. e Lagarto, J. (2017). Multi-agent electricity markets: Retailer portfolio optimization using Markowitz theory. *Electric Power Systems Research* 148, pp. 282–294.

Couto, A. e Estanqueiro, A. (2020). Exploring Wind and Solar PV Generation Complementarity to Meet Electricity Demand. *Energies*, 13(16), 4132.

Duque, J., Santos, D., Couto, A. e Estanqueiro, A. (2018). Optimal management of power networks using a dynamic line rating approach. *The Renewable Energies & Power Quality Journal (RE&PQJ)*, 1, 584-589.

EDIFÍCIOS e ENERGIA (2020). Energia solar PV em Portugal: Concursos e outras oportunidades. <https://edificioseenergia.pt/opiniao-analise/solar-plaza-0109/>. Acedido a 2 de Setembro de 2020.

European Commission (2019). European Commission, Common Rules for the Internal Market for Electricity (amending Directive 2012/27/EU), Directive 2019/944, 5 junho 2019. <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>. Acedido a 2 de Setembro de 2020.

International Energy Agency (2014). The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. France. <https://www.oecd.org/publications/the-power-of-transformation-9789264208032-en.htm>. Acedido a 2 de Setembro de 2020.

IRENA (2018). Renewable Power Generation Costs in 2017. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>. Acedido a 2 de Setembro de 2020.

Lopes, F. (2018). MATREM: an agent-based simulation tool for electricity markets. Em: Lopes, F., Coelho, H. (eds.) *Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation, and Emerging Designs*, SSDC, vol. 144, pp. 3–21, Springer, Cham, 2018.

Ramírez, F. J., Honrubia-Escribano, A., Gómez-Lázaro, E., e Pham, D. T. (2017). Combining feed-in tariffs and net-metering schemes to balance development in adoption of photovoltaic energy: Comparative economic assessment and policy implications for European countries. *Energy Policy* 102, pp. 440–452.

Shahidehpour, M., Yamin, H. e Li, Z. (2002). *Market Operations in Electric Power Systems*, England, Wiley.

Zhang, Y., Yao, F., Iu, H., Fernando, T. e Trinh, H. (2015). Wind-thermal systems operation optimization considering emission problem. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 65, pp. 238–245.



**PREVISÃO DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA: O PONTO DE PARTIDA PARA A INTEGRAÇÃO DE UMA FONTE DE ENERGIA VARIÁVEL NO TEMPO****Amaro e Silva R.\*, Haupt S.E.\*\***

\* Instituto Dom Luiz (IDL), Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa,  
1749-016 Lisboa, Portugal, [rasilva@fc.ul.pt](mailto:rasilva@fc.ul.pt)

\*\* National Center for Atmospheric Research (NCAR), 80305 Boulder, Colorado,  
USA, [haupt@ucar.edu](mailto:haupt@ucar.edu)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1010>

**RESUMO**

Previsões de produção são consideradas como uma das ferramentas mais custo-eficaz para integrar capacidades elevadas de tecnologia fotovoltaica (FV) em sistemas elétricos. Este trabalho procura discutir de forma breve a maturação desta área de investigação e a aparente falta de divulgação de trabalhos que abordem o uso final das previsões e o valor técnico-económico associado. São identificadas diversas aplicações, discutindo em maior detalhe duas delas: a operação de redes elétricas (p.e. com um caso de estudo a demonstrar uma valorização de até 1.42 €MWh<sub>produzido</sub> para um dado sistema elétrico com 18% de penetração FV) e a participação de centrais FV em mercado (p.e. com um caso de estudo a estimar uma valorização de até 3.8 €MWh<sub>produzido</sub> para uma central FV a operar no mercado ibérico do dia seguinte).

**PALAVRAS-CHAVE:** Fotovoltaico, previsão solar, integração de capacidade fotovoltaica

**ABSTRACT**

Generation forecasts are considered as one of the most cost-effective tools to integrate high levels of photovoltaic (PV) capacity in power systems. This work aims to briefly discuss the maturation of this research field and the apparent lack of outreach for works that address the end-use of solar forecasts and the associated technical-economic gains. Several applications are identified, with two of them being discussed in more detail: the operation of power systems (e.g. with one case-study estimating a valorization up to 1.42 €MWh<sub>generated</sub> for a given power system with 18% PV penetration) and the participation of PV power plants in energy markets (e.g. with a case-study suggesting a valorization up to 3.8 €MWh<sub>generated</sub> for a PV plant operating in the day-ahead Iberian market).

**KEYWORDS:** Photovoltaics, Solar forecast, Photovoltaic capacity integration

## INTRODUÇÃO

Tendo em conta o crescimento acentuado que se perspetiva para a capacidade instalada de tecnologias fotovoltaicas (FV), importa enfrentar os desafios que se colocam para uma integração custo-eficaz desta fonte de energia renovável. Um dos casos mais pertinentes diz respeito à variabilidade temporal que inerentemente caracteriza o recurso solar (Bird et al., 2013). Em (Ela and O'Malley, 2012) é feita a distinção entre variabilidade e incerteza de previsão. Os autores simularam a integração de uma quantidade assinalável de capacidade FV numa área de balanço dos Estados Unidos da América, tendo estimado que, para este caso de estudo específico, a incerteza de previsão seria responsável por 2/3 dos impactos negativos.

Entre um conjunto variado de possíveis estratégias para melhor acomodar a variabilidade solar, o desenvolvimento de melhores modelos preditivos para produção FV perspetiva-se como a solução mais custo-eficaz (Notton et al., 2018; Tuohy et al., 2015) e de mais fácil integração na operação de sistemas de energia (Hodge et al., 2020). Aliás, estes modelos já demonstraram ser essenciais quando os operadores da rede elétrica têm de lidar com eventos extremos, tais como eclipses solares (Killinger et al., 2016; Veda et al., 2018).

Enquanto campo de investigação, a previsão solar tem demonstrado sinais de maturidade, já com várias revisões de literatura (Antonanzas et al., 2016; Inman et al., 2013; Yang et al., 2018) e *benchmarks* (Lauret et al., 2015; Yang, 2019; Zamo et al., 2014a, 2014b) publicados. Em (Sweeney et al., 2019) são inclusivamente discutidas futuras direções de investigação e desenvolvimento nesta área. No entanto, a esmagadora maioria da literatura referenciada em trabalhos de revisão diz respeito a dados, modelos e métricas de desempenho. Por outro lado, pouca atenção é dada a trabalhos que discutam a aplicação efetiva (e respetivo valor acrescentado) destes modelos. A título de exemplo, das referências antes mencionadas apenas (Antonanzas et al., 2016) e (Notton et al., 2018) referenciam este tipo de trabalhos (13 no total, representando 5-10% do número total de trabalhos referenciados).

Dito isto, o objetivo do presente trabalho é o de compilar, analisar uma linha de trabalhos de investigação ainda pouco divulgada, trazendo à luz do dia um conjunto diverso de aplicações para previsões solares e respetiva avaliação técnico-económica.

## APLICAÇÕES QUE BENEFICIAM DE PREVISÕES SOLARES

(Sweeney et al., 2019), distingue os utilizadores de previsões de produção renovável entre participantes de mercado de energia e operadores de rede. Por outro lado, (West et al., 2014) distingue três categorias: i) produção, onde os produtores de energia solar (desde os operadores de grandes centrais a participar em mercado, às pequenas instalações para autoconsumo) procuram maximizar o seu retorno financeiro; ii) informação da rede elétrica, que permite aos operadores de rede desenhar estratégias de custo ótimo para o planeamento e gestão da mesma; iii) conformidade (*compliance*), que procura garantir que as centrais solares operam dentro de limites impostos pelo sistema elétrico (p.e. rampas de potência e fator de potência).

No entanto, dentro destas tipologias, a variedade de utilizadores e aplicações em concreto é bem mais variada: desde o gestor de centrais FV, que procura reduzir as penalidades que lhe são impostas pelos desvios entre a sua previsão de produção e a produção efetiva (Antonanzas et al., 2017) ou devido ao incumprimento de regulamentos de operação (Cirés et al., 2019); ao operador de rede, que consegue otimizar o despacho dos vários geradores que pertencem a um sistema elétrico de forma a otimizar os custos de operação e *curtailment* sem que com isso se comprometa um abastecimento de energia eficaz e resiliente (Brancucci Martinez-Anido et al., 2016); ou na implementação de algoritmos de gestão de sistemas de armazenamento (Litjens et al., 2018) ou de mecanismos de gestão de consumo (Masa-Bote et al., 2014) que garantam uma melhor correspondência entre a produção e consumo de energia. Existem ainda aplicações específicas para micro-redes de energia híbridas *off-grid*, que procuram minimizar a utilização dos seus sistemas de *back-up* (West et al., 2014), tipicamente geradores a diesel.

Neste trabalho, duas destas aplicações são exploradas em maior detalhe.

### Gestão da rede elétrica

A gestão de uma rede elétrica tem como principal objetivo garantir, a cada momento, que o consumo é satisfeito da forma mais resiliente e custo-eficaz possível. A eficiência económica deste processo é alcançada através de um conjunto de mercados implementados no sistema elétrico. E este tipo de mercados são, na sua essência, sustentados por previsões de consumo e de produção. É exatamente com base nestas previsões que os operadores de rede desenham antecipadamente estratégias que corrijam eventuais desvios entre consumo e produção. Ora, quanto mais corretas (e atempadas) são as previsões, melhores e mais baratas são as estratégias desenhadas.



(Ela et al., 2013) simularam a operação da área de balanço da *Arizona Public Service*, nos Estados Unidos da América, assumindo uma elevada penetração de capacidade solar (cerca de 3 GW de FV, 4.4 GW de solar concentrado), complementada por 13.4 GW de outras fontes de energia (biomassa, carvão, nuclear, eólica, turbinas de combustão, centrais de ciclo combinado). A inclusão de capacidade FV, apesar de levar a uma redução de 20% de custos de operação, implicou um aumento de *imbalance* (i.e. diferenças entre produção e consumo que a rede não conseguiu mitigar internamente, neste caso quantificado pela métrica *Area Control Error - ACE*) em 31%. No entanto, quando se assume que a operação da rede é suportada por previsões perfeitas para a produção FV na hora seguinte, este *imbalance* é reduzido para 10.6% (cerca de um terço).

Em (Brancucci Martinez-Anido et al., 2016) é realizado um estudo semelhante para o sistema elétrico de *New England*, também nos Estados Unidos da América. Os autores avaliaram o impacto da qualidade das previsões de produção FV para o dia seguinte considerando diferentes níveis de penetração FV (0%, 4.5%, 9%, 13.5%, e 18% da capacidade total instalada). Os resultados mostram que através de melhores previsões, os operadores de rede conseguem reduzir os custos de operação através de um conjunto de mecanismos: i) uma menor necessidade de geradores fósseis; ii) uma menor necessidade de reserva operacional; iii) a promoção de geradores de resposta mais lenta (e por isso mais baratos) para reversa operacional; e iv) a redução de *curtailment* de geração FV. Esta poupança, que se pode considerar como o valor da previsão em si, variou entre 0.11 e 1.42 €/MWh<sub>produzido</sub>, sendo tanto maiores quanto melhor for a previsão e maior for a penetração de capacidade FV (Figura 1).

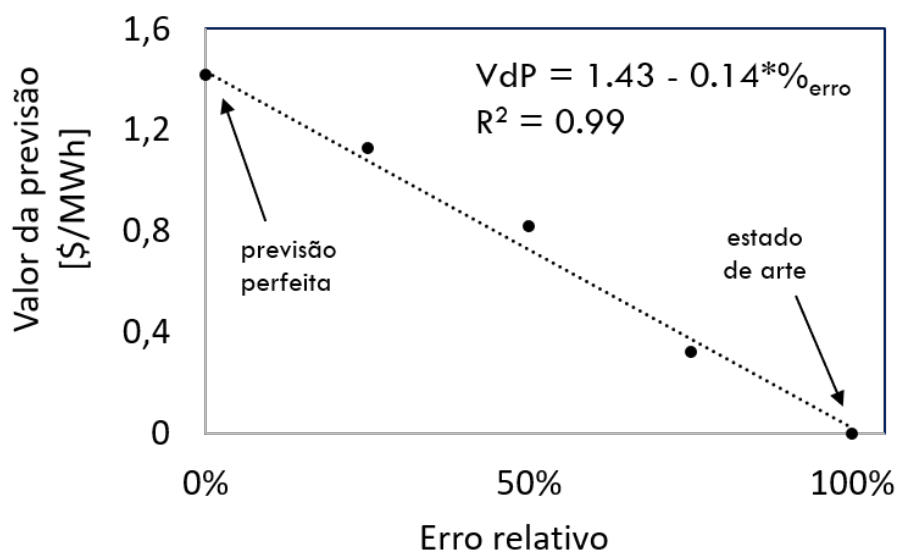


Fig. 1. Impacto do erro de previsão na sua valorização económica. Estes valores dizem respeito a um caso de estudo que abordou o sistema elétrico de *New England*, nos Estados Unidos da América, assumindo 18% de penetração de capacidade FV.

Em (Engerer et al., 2019) são descritos dois casos de estudo referentes à aplicação destas previsões na gestão e operação de redes de baixa tensão na Austrália com elevada capacidade FV *behind-the-meter*. Neste contexto, a grande mais valia de previsões de produção FV é a de permitir melhor prever o *net load* e níveis de tensão ao longo da rede. No primeiro caso de estudo foi possível otimizar o processo de desativação programada de uma subestação, que depende do *net load* e da tensão para o redesenho das conexões carga-posto de transformação; por outro lado, permitiu também melhorar as previsões de inversão de fluxo na rede. No segundo caso de estudo, uma melhor previsão do comportamento do *net load* permitiu aos operadores de rede melhor avaliar o potencial de armazenamento por baterias para reduzir os picos de consumo da rede.

#### Participação de centrais solares nos mercados de energia

Os mercados de energia imputam penalizações aos produtores e comercializadores de energia (que compram em mercado o consumo agregado dos seus clientes) por eventuais desvios entre a sua oferta (de consumo ou produção) e a realidade. Sendo que estas ofertas são baseadas em previsões, os próprios agentes de mercado têm um incentivo económico para melhorar a qualidade dos seus modelos preditivos. Com a existência em simultâneo de mercados com diferentes janelas temporais (p.e. o mercado do dia seguinte e o mercado intra-diário), tradicionalmente o operador de uma central FV procura ofertar toda a produção prevista no mercado do dia seguinte para depois, no

mercado intradiário (quando têm acesso a dados mais contemporâneos e por isso conseguem fazer previsões mais corretas) procurar compensar os desvios entre as previsões mais recentes e mais antigas.

Em Antonanzas et al. é simulada a participação de uma central FV de 1.86 MWp no mercado ibérico de eletricidade do dia seguinte. Os autores testaram um leque de modelos de previsão de produção e procuraram correlacionar a qualidade do modelo com o seu valor acrescentado (em termos de poupança nas penalizações de mercado). Como demonstra a Figura 2, foi possível concluir que o valor acrescentado depende, de forma linear, da raiz quadrada do erro quadrático médio (vulgo RMSE, do inglês *root mean squared error*). Tendo como base um modelo de persistência (nRMSE = 33 %), o melhor modelo de estado-da arte (nRMSE = 23 %) teria uma valorização de 1.19 €/MWh<sub>produzido</sub>, com este valor a aumentar 0.1 c€ por cada 1 % de melhoria no nRMSE até atingir os 3.65 €/MWh<sub>produzido</sub> correspondentes a uma previsão perfeita.

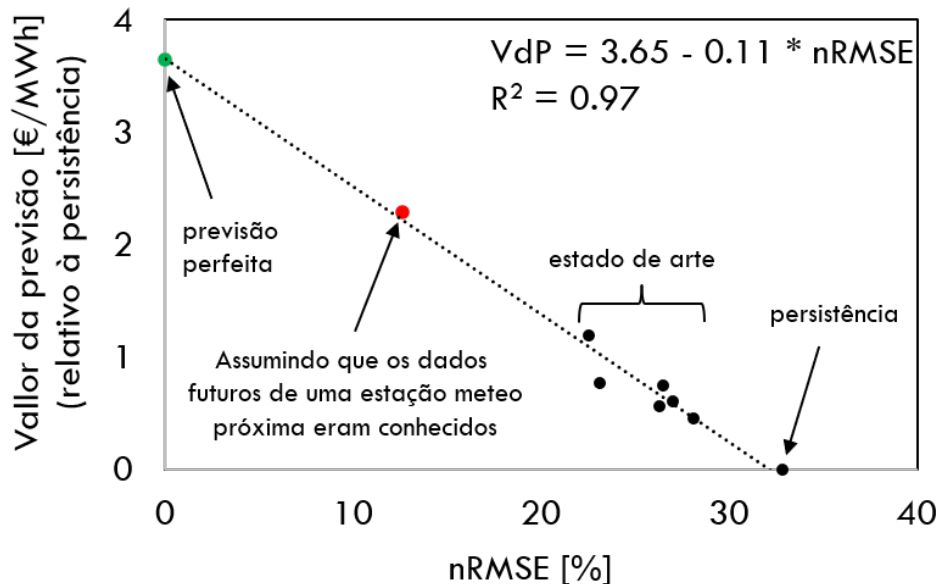


Fig. 2. Impacto do erro de previsão na sua valorização económica. Estes valores dizem respeito a um caso de estudo que abordou a participação de uma central FV do norte de Espanha no mercado ibérico do dia seguinte.

Em (Kaur et al., 2016) foi desenhado um estudo semelhante para uma central FV de 1 MWp integrada na rede *Western Interconnection* nos Estados Unidos da América. No entanto, os autores avaliaram o impacto de previsões de curto prazo no mercado de *imbalance*, onde os produtores podem atualizar as suas previsões anteriores e minimizar as suas penalizações. Estas previsões mais corretas, por sua vez, permitem otimizar o despacho de reservas operacionais, minimizando os custos associados. Considerando previsões com 15 minutos de resolução e com um horizonte temporal de até 75 minutos, um modelo de estado-de-arte conseguiria reduzir a probabilidade de penalização em 15.1% (e seriam necessárias menos 16.1% reservas operacionais). Os autores também concluem que se a resolução temporal for mais fina (5 minutos), ambos os valores aumentam para 19.7% e 21%, respetivamente.

## CONCLUSÕES

Este trabalho procurou contextualizar, de forma breve, a necessidade de uma aposta forte na investigação, desenvolvimento e implementação de modelos preditivos de geração FV. Este tipo de ferramentas começa já a ser essencial para um leque variado de aplicações - desde a operação de sistemas elétricos, à participação de centrais FV em mercados de energia, ou à implementação de algoritmos de gestão de cargas/armazenamento. Vários casos de estudo foram aqui apresentados, com dois deles a quantificar explicitamente o valor económico destas previsões e a indicar que este aumenta quanto mais precisas estas forem.

Importa notar que este tipo de valores, e até mesmo a relação entre precisão e valor económico, são extremamente específicos para cada caso de estudo (i.e. depende do sistema elétrico e dos regulamentos existentes, entre outros fatores). No entanto, este tipo de esforços são de extrema importância para mostrar, de forma inequívoca, à indústria, aos investidores, e até à sociedade civil, para a relevância e potencial desta área de investigação.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro providenciado pelo projeto FCT IDL – UIDB/50019/2020.

## REFERÊNCIAS

- Antonanzas, J., Osorio, N., Escobar, R., Urraca, R., Martínez-de-pison, F.J., Antonanzas-torres, F. (2016). Review of photovoltaic power forecasting. *Sol. Energy* 136, 78–111.
- Antonanzas, J., Pozo-Vázquez, D., Fernández-Jimenez, L.A., Martínez-de-Pison, F.J. (2017). The value of day-ahead forecasting for photovoltaics in the Spanish electricity market. *Sol. Energy* 158, 140–146.
- Bird, L., Milligan, M., Lew, D. (2013). Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions. *NREL Technical Report*, NREL/TP-6a20-60451 14.
- Brancucci Martínez-Anido, C., Botor, B., Florita, A.R., Draxl, C., Lu, S., Hamann, H.F., Hodge, B.M. (2016). The value of day-ahead solar power forecasting improvement. *Sol. Energy* 129, 192–203.
- Cirés, E., Marcos, J., de la Parra, I., García, M., Marroyo, L. (2019). The potential of forecasting in reducing the LCOE in PV plants under ramp-rate restrictions. *Energy* 188.
- Ela, E., Diakov, V., Ibanez, E., Heaney, M. (2013). Impacts of variability and uncertainty in solar photovoltaic generation at multiple timescales. *NREL Technical Report*, NREL/TP-5500-58274.
- Ela, E., O'Malley, M. (2012). Studying the variability and uncertainty impacts of variable generation at multiple timescales. *IEEE Trans. Power Syst.* 27, 1324–1333.
- Engerer, N.A., Tidemann, C.E., Bright, J.M., Condie, S., Brooks, M., Vithana, S. (2019). Solar Forecasting for Low Voltage Network Operations : Selected Case Studies in Australia. *Proceedings of IEEE 46<sup>th</sup> Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 43–45.
- Hodge, B.M.S., Jain, H., Brancucci, C., Seo, G.S., Korpås, M., Kiviluoma, J., Holttinen, H., Smith, J.C., Orths, A., Estanqueiro, A., Söder, L., Flynn, D., Vrana, T.K., Kenyon, R.W., Kroposki, B. (2020). Addressing technical challenges in 100% variable inverter-based renewable energy power systems. *Wiley Interdiscip. Rev. Energy Environ.*, 1–19.
- Inman, R.H., Pedro, H.T.C., Coimbra, C.F.M. (2013). Solar forecasting methods for renewable energy integration. *Prog. Energy Combust. Sci.* 39, 535–576.
- Kaur, A., Nonnenmacher, L., Pedro, H.T.C., Coimbra, C.F.M. (2016). Benefits of solar forecasting for energy imbalance markets. *Renew. Energy* 86, 819–830.
- Killinger, S., Kreifels, N., Burger, B., Müller, B., Stiff, G., Wittwer, C. (2016). Impact of the Solar Eclipse from 20<sup>th</sup> March 2015 on the German Electrical Supply-Simulation and Analysis. *Energy Technol.* 4, 288–297.
- Lauret, P., Voyant, C., Soubdhan, T., David, M., Poggi, P. (2015). A benchmarking of machine learning techniques for solar radiation forecasting in an insular context. *Sol. Energy* 112, 446–457.
- Litjens, G.B.M.A., Worrell, E., van Sark, W.G.J.H.M. (2018). Assessment of forecasting methods on performance of photovoltaic-battery systems. *Appl. Energy* 221, 358–373.
- Masa-Bote, D., Castillo-Cagigal, M., Matallanas, E., Caamaño-Martín, E., Gutiérrez, A. (2014). Improving photovoltaics grid integration through short time forecasting and self-consumption. *Appl. Energy* 125, 103–113.
- Notton, G., Nivet, M.L., Voyant, C., Paoli, C., Darras, C., Motte, F., Fouilloy, A. (2018). Intermittent and stochastic character of renewable energy sources: Consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 87, 96–105.
- Sweeney, C., Bessa, R.J., Browell, J., Pinson, P. (2019). The future of forecasting for renewable energy. *Wiley Interdiscip. Rev. Energy Environ.*, 1–18.

Tuohy, A., Zack, J., Haupt, S.E., Sharp, J., Ahlstrom, M., Dise, S., Gritmit, E., Mohrlen, C., Lange, M., Casado, M.G., Black, J., Marquis, M., Collier, C. (2015). Solar Forecasting: Methods, Challenges, and Performance. *IEEE Power Energy Mag.* 13, 50–59.

Veda, S., Zhang, Y., Tan, J., Chartan, E., Duckworth, J., Gilroy, N., Hettinger, D., Ericson, S., Ausmus, J., Kincic, S., Zhang, X., Yuan, G. (2018). Evaluating the impact of 2017 solar eclipse on US Western Interconnection Operatios. *NREL Technical Report*, NREL/TP-5D00-71147.

West, S.R., Rowe, D., Sayeef, S., Berry, A. (2014). Short-term irradiance forecasting using skycams: Motivation and development. *Sol. Energy* 110, 188–207.

Yang, D. (2019). A universal benchmarking method for probabilistic solar irradiance forecasting. *Sol. Energy* 184, 410–416.

Yang, D., Kleissl, J., Gueymard, C.A., Pedro, H.T.C., Coimbra, C.F.M. (2018). History and trends in solar irradiance and PV power forecasting: A preliminary assessment and review using text mining. *Sol. Energy* 168, 60–101.

Zamo, M., Mestre, O., Arbogast, P., Pannekoucke, O., (2014a). A benchmark of statistical regression methods for short-term forecasting of photovoltaic electricity production. Part II: Probabilistic forecast of daily production. *Sol. Energy* 105, 804–816.

Zamo, M., Mestre, O., Arbogast, P., Pannekoucke, O. (2014b). A benchmark of statistical regression methods for short-term forecasting of photovoltaic electricity production, part I: Deterministic forecast of hourly production. *Sol. Energy* 105, 792–803.

**METODOLOGÍA PARA ELABORAR UNA HOJA DE RUTA HACIA UN MIX ENERGÉTICO 100% RENOVABLE EN REDES AISLADAS USANDO SRH-M DE GRIDSOL****Robert Valencia-Chapi\*\*\*\*\*, Jorge Servert\*\*\*\*\*, José Estebaranz\*\*\*\*\* and Javier Muñoz-Antón\***

\* Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid. C/ José Gutiérrez Abascal, 2. 28006 Madrid, España. [robert.valencia.chapi@upm.es](mailto:robert.valencia.chapi@upm.es)

\*\* Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas, Universidad Técnica del Norte. Av. 17 de Julio, 5-21, 100105 Ibarra, Ecuador.

\*\*\* Investigación, Desarrollo e Innovación energética S.L. C/ Oria, 16. 28002, Madrid, España.

\*\*\*\* Cobra Industrial Plants & Energy. C/ Cardenal Marcelo Spínola, 6. 28016 Madrid, España.

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1011>

**RESUMEN**

Un sector eléctrico totalmente renovable forma parte de nuestro futuro, pero encontrar el camino que minimice el costo de esta transición no es tarea fácil. El proyecto GRIDSOL ha desarrollado una metodología para preparar Hojas de Ruta Sostenibles de los Sistemas de Generación de Energía (SRoEGS), con el objetivo de determinar la mejor manera de que una región alcance un mix de generación altamente renovable, teniendo en cuenta un conjunto integral de condiciones tales como: seguridad de suministro, disponibilidad de tierra, uso de agua, etc. Los resultados de un caso práctico muestran que simplemente agregar generación renovable barata a la mezcla es lo suficientemente bueno si el objetivo de contenido de energía renovable (RE) es bajo (hasta un 25%) pero, si una fracción RE realmente significativa (más del 60%) se desea adaptar el despliegue a los recursos disponibles y, lo que es más importante, determinar los requisitos de almacenamiento a nivel de sistema que ayuda a mantener los costos al mínimo.

**PALABRAS CLAVE:** Energía Solar, Almacenamiento Térmico, Mix Energético, Renovable.

**ABSTRACT**

A fully renewable electricity sector is in our future but finding the path that minimizes the cost of this transition is no easy task. The GRIDSOL project has developed a methodology to prepare Sustainable Roadmaps of Energy Generation Systems (SRoEGS), aimed at determining the best way for a region to reach a highly renewable generation mix, while taking into account a comprehensive set of conditions such as: security of supply, availability of land, use of water, etc. The results of a case study show that simply adding cheap renewable generation to the mix is good enough if the renewable energy (RE) content target is low (up to 25%) but, if a truly significant RE fraction (over 60%) is desired, tailoring the deployment to the available resources and, most importantly, determining the storage requirements at the system level helps keeping the costs to a minimum.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Thermal Storage, Energy Mix, Renewable.

## INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años, los mercados de la energía en todo el mundo han iniciado una tendencia hacia la descarbonización, aumentando la energía de generación instalada de tecnologías de energía renovable (RE) como la fotovoltaica (PV), eólica, energía solar concentrada (CSP), geotérmica y biomasa. Sin embargo, elegir la ruta a seguir para esta transición no es trivial, ya que debe encontrar un equilibrio entre la estabilidad de la red, la seguridad de suministro, el costo de generación y el de seguridad de suministro. Este equilibrio depende de factores locales como los perfiles de demanda, la disponibilidad de recursos renovables, las infraestructuras y las políticas, por lo que cada región debe encontrar el camino que mejor se adapte a sus necesidades.

Además, cada tecnología tiene sus ventajas y desventajas inherentes. PV y la eólica han liderado el desarrollo e instalación de tecnologías RE en todo el mundo, alcanzando ya la competitividad económica frente a las centrales eléctricas tradicionales alimentadas con combustibles fósiles en determinados mercados (Yasuda et al., 2015). Sin embargo, estas fuentes de energía renovable variable (VRE) son difíciles de controlar, lo que requiere tecnologías de respaldo (como almacenamiento y generación flexible) para garantizar la estabilidad de la red. Por lo tanto, el objetivo a largo plazo de descarbonizar el sector eléctrico requerirá flexibilidad y distribución adicionales (Servert et al., 2016) de la generación de RE. Las energías renovables distribuíbles (CSP, biomasa, geotérmica) tienen las cualidades más deseables de ambos grupos anteriores, excepto el bajo costo (todavía). La biomasa, especialmente cuando se utilizan fuentes residuales (residuos a energía), puede alcanzar la paridad de la red, pero su tamaño suele estar limitado por la disponibilidad de combustible.

El proyecto GRIDSOL ha desarrollado una metodología para preparar Hojas de Ruta Sostenibles de los Sistemas de Generación de Energía (SRoEGS) (GRIDSOL Consortium, 2017), con el objetivo de determinar la mejor manera de que una región alcance un mix de generación altamente renovable, teniendo en cuenta un conjunto integral de condiciones tales como: seguridad de suministro, disponibilidad de tierra, uso de agua, etc. Esta metodología puede incorporar en el proceso de toma de decisiones una amplia gama de insumos adicionales establecidos por las partes interesadas, evaluando los impactos ambientales, sociales y económicos de los planes de desarrollo para asegurar su sostenibilidad desde un punto de vista holístico.

Esta metodología es apoyada por el Smart Renewable Hub Modeler (SRHM), una herramienta de optimización desarrollada en el paquete de trabajo de GRIDSOL sobre "Modelado de RES no gestionable y Generación Sincrónica en Smart Renewable Hubs", dirigida por IDIE.

### METODOLOGÍA PARA HOJAS DE RUTA SOSTENIBLES DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA (SROEGS)

El elemento impulsor de la hoja de ruta es la seguridad del suministro. Con el fin de garantizar que el mix energético determinado por el SRH-M sea adecuado, se lleva a cabo una comparación entre la demanda por hora del sistema y la generación por hora de las plantas renovables y no renovables, y un parámetro de firmeza (entendido como la fracción de las horas en un año en el que la generación alcanza al menos el 95% de la demanda) (Servert et al., 2016).

#### Parámetros de la Hoja de Ruta

Una vez seleccionado el horizonte temporal (para este trabajo 2050), se definen los siguientes parámetros para cada hoja de ruta:

- Escenario de demanda, es decir, una previsión de la demanda por hora del sistema. Como ejemplo, estos pueden ser:
  - Demanda de caso base: la evolución de la demanda sólo se ve afectada por la evolución de la demografía y la eficiencia energética (Servert et al., 2015).
  - Demanda impulsada por la economía: como se ha mencionado anteriormente, pero también se considera la evolución de la relevancia de los sectores productivos económicos (Primario, Secundario y Terciario).
  - Demanda de cambio de paradigma: como se ha mencionado anteriormente, pero también se tienen en cuenta los elementos que cambian el paradigma (por ejemplo, el cambio en la aceptación social de la energía nuclear, la movilidad eléctrica).
- Escenario de negocio, es decir, la evaluación de factores externos que podrían afectar a la optimización del mix energético y/o al costo esperado de la electricidad para los consumidores (Servert and Cerrajero, 2017). Algunos ejemplos de esto serían:
  - Coste de las emisiones de CO<sub>2</sub> y su evolución a lo largo del tiempo.
  - Cuotas obligatorias para determinadas tecnologías.
- Evolución del parque de generación existente: eliminación gradual de plantas y tecnologías antiguas.

- Otras limitaciones: uso de tierra o agua, requisitos de conexión a la red.

Los datos de las entradas se resumen en el Cuadro 1. Todos los valores se han optimizado para cada uno de los diferentes escenarios expuestos anteriormente.

Tabla 1. Parámetros de entrada.

	Nomenclatura	Valor	Unidad
Potencia total instalada	-	215 → 2066	MW
Potencia de eólica	W	14 → 788	MW
Potencia de fotovoltaica	PV	14 → 788	MW
Potencia del almacenamiento de energía eléctrica por baterías	BESS	0 → 188	MW
Potencia turbina de vapor. Plantas Solares Concentradas (CSP)	ST	0 → 115	MW
Potencia del combustible fósil	FF	187	MW
Potencia del almacenamiento de energía térmica	TES	0 → 20	h
Múltiplo solar	sm	0 → 2	-

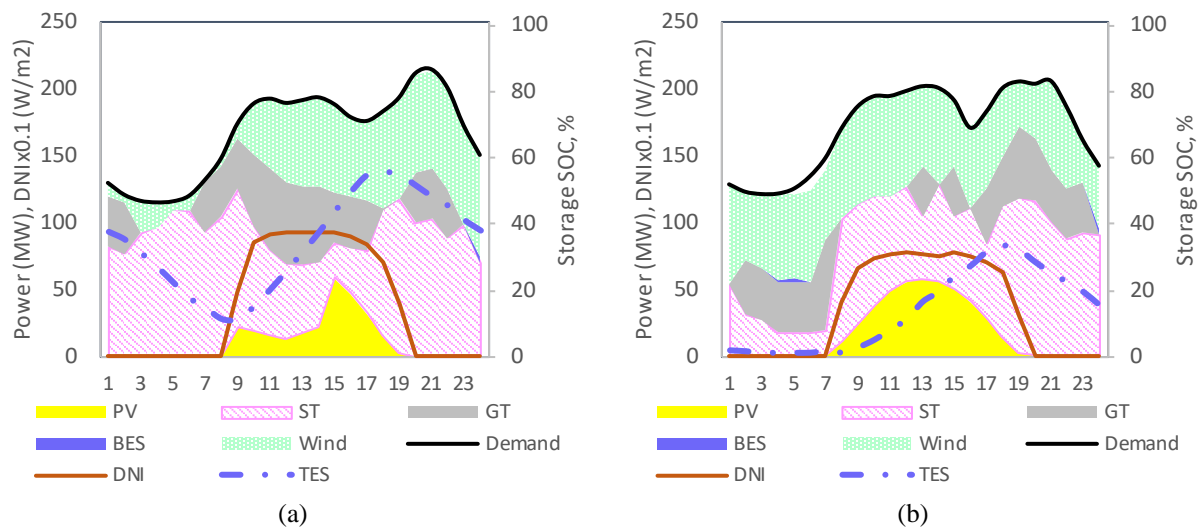
Hipótesis

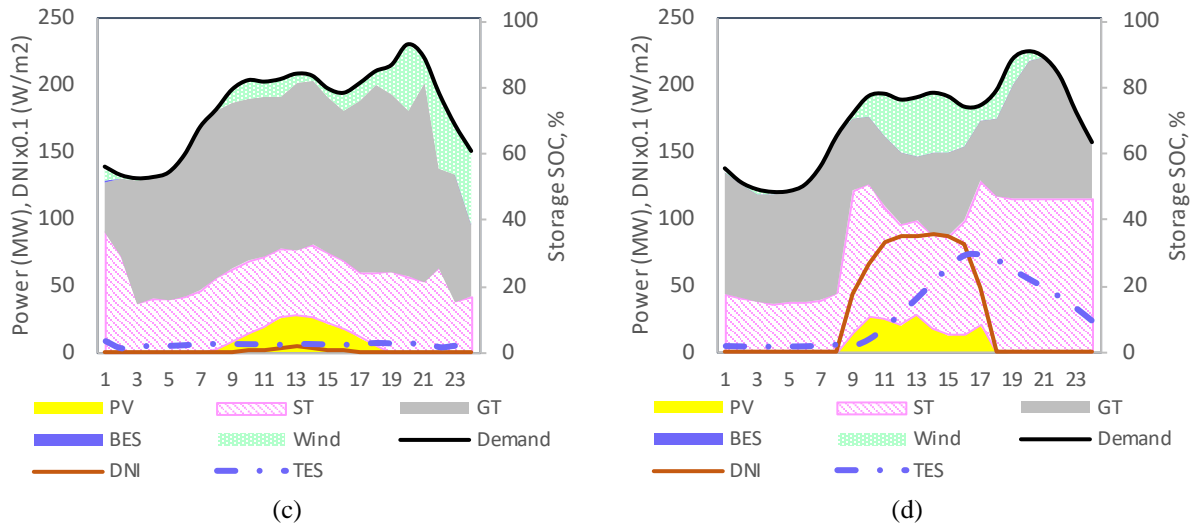
En este trabajo, tanto los costos de inversión (CAPEX) como de operación (OPEX, precios de combustibles fósiles) se consideran constantes en el tiempo.

Se supone que el crecimiento de la demanda es lineal, teniendo en cuenta tanto el crecimiento de la población de casos básicos como las estimaciones simplificadas para la adopción de la movilidad eléctrica (60% de la tasa de sustitución para 2050). La potencia del combustible fósil es fija, siendo su valor el que está actualmente en la isla. Las plantas de CSP instaladas son constantes en el tiempo. El valor mínimo de firmeza será del 95%.

Análisis Llevados a Cabo

Utilizando el software SRH-M desarrollado en GRIDSOL, en la ubicación seleccionada, el funcionamiento de la mezcla de generación ya sea la existente o la optimizada mediante SRH-M, se simula y se gestiona con el objetivo de abordar los perfiles de demanda de energía por hora de los escenarios de demanda (Fig. 1). Se estima el valor de inversión requerido y los costos esperados de electricidad.



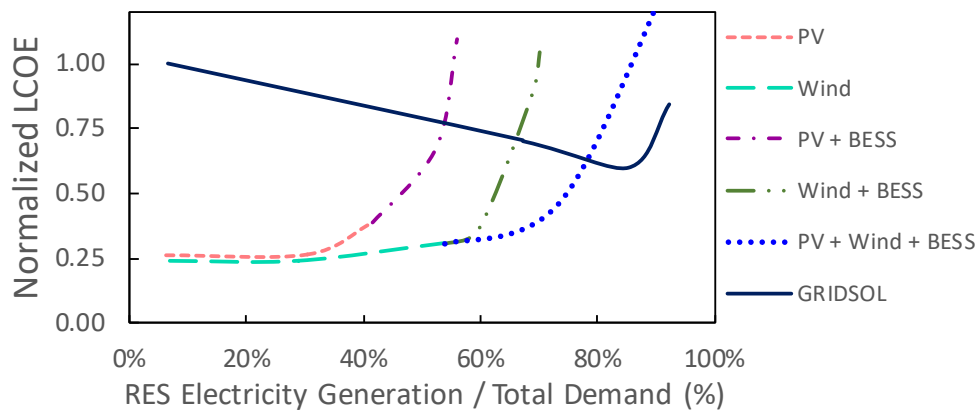


**Fig. 1.** Perfil de producción diario de cada día de inicio de estación, (año 2017). a) primavera, b) verano, c) otoño, d) invierno.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para tener una referencia de comparación, los mix energéticos optimizados se comparan con variaciones impulsadas por la tecnología, es decir, añadiendo una sola tecnología o combinación de tecnologías a la mezcla actual hasta que se obtenga el mismo contenido RE. En las siguientes cifras, las variaciones impulsadas por la tecnología se descartan cuando la restricción RE total supera el 50%.

Los resultados mostrados en la Fig. 2 sugieren que PV y eólica tienen el menor costo inicial, pero, cuando se desea una gran parte de la generación renovable, el tiempo de entrega se convierte en un problema: los costos unitarios de la energía entregada a la red aumentan debido a la reducción, con baterías ligeramente moderando la escalada de costos hasta que, para escenarios de contenido RE muy altos, el LCOE se dispara. La combinación de PV y eólica con baterías permite un contenido renovable por encima del 85% con un LCOE similar al escenario actual; un sistema totalmente renovable, sin embargo, requiere un mix más exhaustivo que GRIDSOL es capaz de definir.



**Fig. 2.** LCOE normalizado vs Generación de electricidad RES / Demanda total de la isla.

La fig. 3 muestra la evolución del LCOE del sistema cuando se añade energía renovable adicional en un enfoque basado en la tecnología, y lo compara con la optimización de GRIDSOL. Con el enfoque propuesto, la combinación de PV y eólica ocurre antes, así como el uso de baterías, siguiendo el camino de LCOE mínimo. Para un mayor contenido de RE, CSP con TES desempeña un papel importante en mantener bajos los costos generales del sistema.



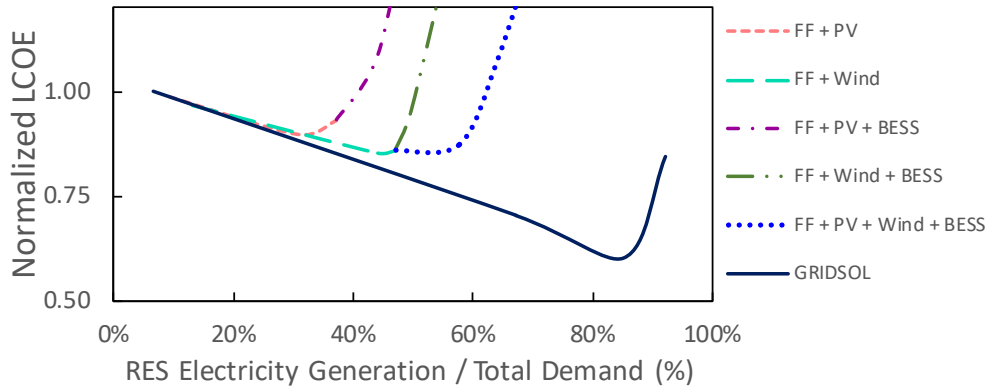


Fig. 3. LCOE normalizado vs Generación de electricidad RES / Demanda total de la isla.

Desarrollo de una Hoja de Ruta para Demandas Futuras.

A medida que el sistema evoluciona, impulsado por los cambios en la demanda y las mejoras tecnológicas, el mix energético óptimo también cambia. El SRH-Modeler puede definir la ruta de menor costo mediante la búsqueda de la combinación de energía óptima para cada escenario futuro, utilizando resultados pasados y futuros como condiciones límite. De esta manera, se supone que tanto las plantas existentes como las nuevas terminan su vida útil antes de ser reemplazadas.

Al llevar a cabo la optimización para los diferentes horizontes temporales (2020, 2030, 2040 y 2050), se ha encontrado que el crecimiento RE sigue una curva logarítmica/sigmoide que denota un límite de saturación cuando el contenido RE se acerca al 100%.

La Fig. 4 representa la evolución sugerida para el sistema, con el objetivo de alcanzar el 95% del contenido renovable para el año 2050, para el caso en que las plantas CSP se instalen en el 2020. La mayoría de las plantas nuevas son PV y Eólica, incluyendo las baterías desde el principio, a pesar de su costo, para aprovechar las ventajas de la generación barata. Las plantas de CSP se han mantenido constante desde 2020, suponiendo que su desarrollo fuera más complejo en zonas insulares debido a las limitaciones de disponibilidad de la tierra. Dada la limitada productividad de PV y Eólica (en términos de kWh/kW por año), la potencia total instalada necesaria para atender la demanda crece significativamente, lo que podría requerir mejoras en las redes de transmisión y/o distribución.

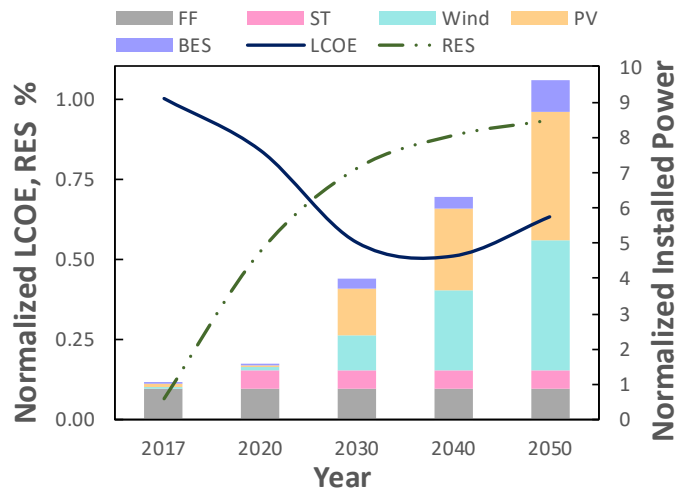


Fig. 4. LCOE normalizado y porcentaje de energía renovable vs año. Las plantas de CSP se instalarían en 2020.

La Fig. 5 representa la otra evolución sugerida para el sistema, destinada a alcanzar el 95% del contenido renovable para 2050, para el supuesto caso de que las CSP se instalaran en 2030 en lugar de 2020. La principal diferencia es que, para la Fig. 4, la pendiente de la curva LCOE es cóncava en la parte entre 2017 y 2030, y en la Fig. 5, para el mismo intervalo de tiempo, la pendiente es convexa. Esto se debe al uso de PV y Eólica en lugar de plantas CSP en 2020, en el escenario de la Fig.5.

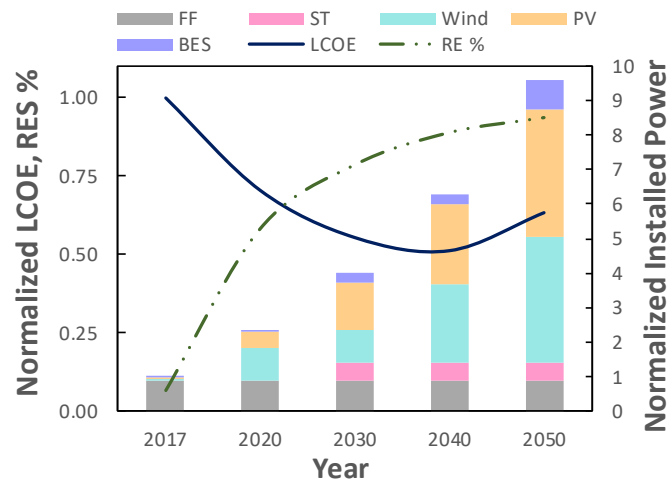


Fig. 5. LCOE normalizado y porcentaje de energía renovable vs año. Las plantas de CSP se instalarían en 2030.

Cabe señalar que, si bien la opción representada en la Fig. 5 tiene un costo menor que la de la Fig. 4, reduciendo la generación de LCOE para este período, la potencia total instalada se multiplica más de dos veces, y es cuestionable si la infraestructura de la red podría ser capaz de para mantener el ritmo planteado.

### CONCLUSIONES

Un sector eléctrico totalmente renovable se ve venir a un futuro inmediato, pero encontrar el camino que minimice el costo de esta transición no es tarea fácil.

En redes aisladas, donde la seguridad del suministro es el factor clave de conducción, GRIDSOL propone extrapolar las herramientas utilizadas para Smart Renewable Hubs, postulados originalmente como híbridos multi-tecnológicos dentro de una red más grande, para encontrar el mix energético óptimo que minimice el costo de generación en el sistema eléctrico.

Simplemente añadir generación renovable barata a la mix energético es suficientemente bueno si el objetivo de contenido RE es bajo (en nuestro caso, hasta un 25%) pero, si se desea una fracción RE verdaderamente significativa, adaptar el despliegue a los recursos disponibles y, lo que es más importante, determinar los requisitos de almacenamiento a nivel del sistema (es decir, desarrollar instalaciones de BES independientes más grandes y compartidas en lugar de incluir las más pequeñas en plantas individuales) ayudarían a lograr unos costos de generación mínimos.

Ni las necesidades de inercia ni las limitaciones técnicas se han considerado cuantitativamente; los trabajos futuros a este si las incluirán en el análisis.

Este tipo de hoja de ruta es una herramienta útil para los responsables de la formulación de políticas energéticas, los servicios públicos u otras partes interesadas dispuestas a evaluar el desarrollo futuro de redes aisladas, o cualquier otro sistema en el que la seguridad del suministro sea imprescindible.

### AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue apoyado por el proyecto GRIDSOL, que recibió financiación del Consejo Europeo de Investigación (ERC) en el marco del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea (acuerdo de subvención N.º 727362).

### REFERENCIAS

Y. Yasuda, D. Flynn, D. Lew, L. Bird, A. Forcione, S. Martin-Martinez, E. M. Carlini, E. G. Lazaro, J. McCann, A. Estanquero, P. Higgins, N. Menemenlis, H. Holtinen and J. C. Smith, "International PV Comparison of Wind and Solar Curtailment Ratio," Proceedings of WIW2015 Workshop, Brussels, 2015.

J. Servert, D. López, E. Cerrajero, A. R. Rocha, D. Pereira and L. González, "Tailoring HYSOL: Solar Energy Contribution to Reach Full Dispatchability and Firmness in Target Markets," Procedia Computer Science, vol. 83, pp. 1134-1141 (2016).

GRIDSOL Consortium, "GRIDSOL Project Webpage," 2017. [Online]. Available: [www.gridsolproject.eu](http://www.gridsolproject.eu).

J. Servert, D. Lopez, E. Cerrajero, A. R. Rocha, D. Pereira and L. Gonzalez, "Solar hybrid power plants: Solar energy contribution in reaching full dispatchability and firmness," AIP Conference Proceedings, vol. 1734, no. 1, pp. 080005(1-9), (2016).

J. Servert, E. Cerrajero, D. López, S. Yagüe, F. Gutiérrez, M. Lasheras and G. San Miguel, "Base Case Analysis of a HYSOL Power Plant," Energy Procedia, vol. 69, pp. 1152-1159 (2015).

J. Servert, E. Cerrajero, "Smart Renewable Hubs: Multi-Hybridization to Achieve High RE Penetration in a Grid-Friendly Manner," Proceedings of SolarPACES, Chile, 2017.



**DESENVOLVIMENTO DE UMA INTERFACE DE CONTROLE PARA SIMULAÇÃO DE UMA REDE ELÉTRICA NO SOFTWARE OPENDSS.****Thiago Ferro de Oliveira\*, João Vincent Franco Castello Branco\*, Igor Cavalcante Torres\*, Chigueru Tiba\*\***

\* Engenharia de Energia, Universidade Federal de Alagoas- Centro de Ciências Agrárias, BR 104 Km 85 s/n, Rio Largo, 57.100-000, Alagoas, Brasil, [secretariacecaufal@gmail.com](mailto:secretariacecaufal@gmail.com)

\*\*Departamento de Energia Nuclear, Universidade Federal de Pernambuco, Av. Prof. Moraes Rego 1235 - Cidade Universitária, Recife, 50670-901, Pernambuco, Brasil, [faleconosco@ufpe.br](mailto:faleconosco@ufpe.br)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1012>

**RESUMO**

A crescente demanda por eletricidade, devido ao aumento populacional e industrial, demandou soluções baseadas em fontes renováveis de energia com baixo impacto ambiental, tendo em vista os altos níveis de poluição das fontes atuais, uma vez que a maior parte da matriz elétrica do mundo corresponde a fontes não renováveis. A energia solar fotovoltaica tem se mostrado um método promissor devido a um aumento exponencial de sua contribuição para o complexo nacional de energia elétrica, com grande parte de sua geração como resultado das unidades de geração distribuída (DGU). Portanto, torna-se necessário o planejamento adequado das redes de distribuição elétrica e, para isso, a simulação de múltiplos parâmetros sistêmicos é um ponto-chave para o desenvolvimento de projetos que identifiquem possíveis falhas e reduzam as perdas e danos elétricos causados à rede. O software OpenDSS permite que a simulação ocorra em diferentes sistemas de energia elétrica (SEP), oferecendo a possibilidade de moldagem tradicional ou avançada. Visando diminuir a taxa de erro nas linhas de código, este trabalho focou no desenvolvimento de uma interface gráfica em Python para controlar o OpenDSS, o projeto a seguir desenvolve uma ferramenta computacional para inserir com segurança a geração distribuída de energia, facilitar as simulações de SEP e reduza a taxa de erro na programação do circuito.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** Energía Solar, Actas Congreso, Instrucciones

**ABSTRACT**

The growing demand for electricity, due to the population and industrial increase, demanded solutions based on renewable energy sources with low environmental impact, in view of the high pollution levels of current sources, since most of the world's electricity matrix corresponds to non-renewable sources. Photovoltaic solar energy has been shown as a promising method due to an exponential rise of its contribution to the national electrical energy complex, with great parts of its generation as a result of the distributed generation units (UGD). Therefore, the adequate planning of the electrical distribution networks becomes necessary, and for such the simulation of multiple systemic parameters is a key point to the development of projects that identify possible flaws and reduce the electrical forfeits and damages caused to the network. The software OpenDSS allows the simulation to occur in different electrical power systems (EPS), giving the possibility of traditional or advanced moulding. Aiming the decrease the error rate at the codelines, this work focused on the development of a graphical interface in Python to control OpenDSS, the following project develops a computational tool to safely insert the distributed generation of energy, to facilitate the SEP simulations and to reduce the error rate in circuit programming.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Congress Proceedings, Instructions

## INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um produto fundamental nos dias atuais, uma vez que é necessária para a realização das tarefas executadas por toda a sociedade, seja no contexto comercial, industrial ou residencial. O aumento da qualidade da vida associado ao crescimento tecnológico fomenta excessivamente o uso demorado de dispositivos elétricos e eletrônicos, necessitando cada vez mais de um aumento complementar no suprimento de energia elétrica. Neste contexto, a demanda energética requisitada pela sociedade moderna exige dos sistemas elétricos de potência uma energia de qualidade, confiável e ininterrupta (HEBLING, 2018). O objetivo global de um sistema elétrico de potência (SEP) foi inicialmente formulado para conduzir o fluxo de energia elétrica unidirecional, sendo direcionado da fonte para a carga. Os meios utilizados para o fornecimento da energia elétrica são obtidos através de um sistema elétrico de potência, onde o mesmo pode ser dividido em estágios, sendo: geração, transmissão, subtransmissão, distribuição primária e distribuição secundária. Conceitualmente, o sistema elétrico de potência é definido como um conjunto de equipamentos e instalações destinados ao serviço de fornecimento elétrico (SILVA, 2016). Como qualquer serviço, a regulamentação nos processos desde a geração até a distribuição, é realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por informar através de suas resoluções as condições garantidoras da qualidade do serviço.

Os sistemas de transmissão e distribuição de eletricidade apresentam alto nível de complexidade (SILVA, 2004), os circuitos de transmissão, na grande maioria, são necessariamente extensos e apresentam um grande porte estrutural em função dos níveis de tensão e potência, em contrapartida os alimentadores de distribuição possuem uma menor extensão relativa, associada a essa topologia tem-se uma maior ramificação e densidade de carga, exigindo uma maior atenção operacional dos centros integrados de operação. Com advento tecnológico, o monitoramento e atuação nos sistemas elétricos de potência vem ganhando força exponencialmente, integrando novas técnicas facilitadoras a modernização das redes elétricas, aliando-se positivamente aos órgãos e empresas controladoras de energia. Através da Fig. 1, têm-se uma visão periférica de um sistema elétrico de potência evidenciando suas etapas:

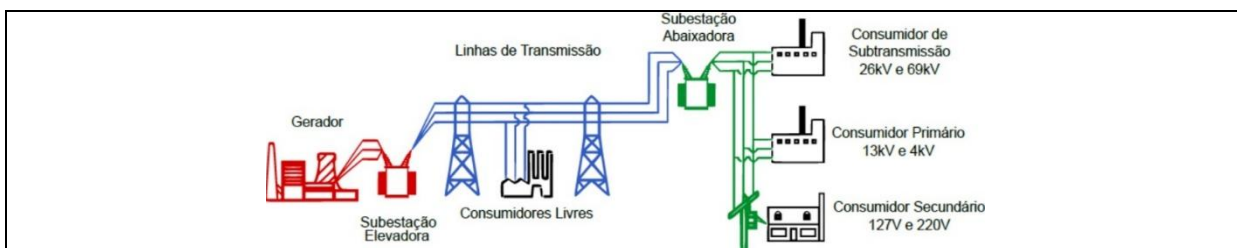


Fig. 1. Sistema Elétrico de Potência. Adaptado: (SILVA, 2016).

Ainda em referência a Figura 1, observa-se que há uma classificação em relação as unidades de consumo (UC), envolvendo a tensão de atendimento. Segundo a resolução normativa 414/2010 ANELL, onde estabelece as condições gerais para o fornecimento de energia elétrica, citando os deveres e direitos dos consumidores, dessa forma, as UC's enquadram-se em virtude da sua tensão de atendimento, sendo direcionadas aos grupos A ou B em decorrência da carga instalada (ANEEL, 2018). Com relação a comercialização de energia elétrica, existem faixas específicas de demanda para a contratação no mercado livre, este papel é basicamente desempenhado pelos agentes comercializadores incumbindo-os de comprar e vender energia elétrica através de transações (ITO, 2016). Os consumidores secundários que não contratam demanda e os consumidores primários que tem baixa contratação demanda são atendidos pela distribuidora local, compondo o mercado regulado.

Com a reestruturação do mercado do setor elétrico brasileiro (SEB), em 2004, foi lançado um novo modelo pelo governo federal, sustentado pelas Leis de nº 10.847/04, 10.848/04 e o decreto nº 5.163/04, objetivando a garantia do suprimento energético, promover as modalidades tarifárias e inserção social (FARAGE, 2018). Ainda (Farage, 2018) apresenta de forma sintetizada, algumas características podem ser relatadas, como: a quebra vertical do setor; planejamento, regulação e operação centralizada; concorrência na geração; livre negociação entre geradores; atuação de empresas públicas e privadas. Com o atual cenário, os consumidores tornaram-se aptos para poder contratar o tipo de energia, incentivada ou convencional. As fontes incentivadas baseiam-se nas energias renováveis, como centrais eólicas, solar, biomassa, hidráulica ou cogeração qualificada (ANEEL, 2016). As fontes convencionais são as hidrelétricas de grande porte ou termelétricas.

Paralelamente a estas ações, o incentivo do uso de fontes renováveis de energia está figurando entre os consumidores do mercado cativo, inicialmente apoiada pela resolução normativa 482/2012 da ANEEL que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, mediante sistema específico de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012) é possível que um consumidor comum, residencial ou industrial, possa optar por gerar sua própria eletricidade e o excedente possa ser computados como créditos para uso posterior. Dentre as tecnologias existentes, a fotovoltaica (FV) está maior evidência, equipando os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFVCR). A grande vantagem desse tipo de gerador é sua versatilidade de instalação, incorporação e manutenção, dispensando o uso de acumuladores (Urbanetz et al., 2018), em contrapartida apresenta o grande inconveniente de operar sob condições estocásticas da radiação solar (TORRES, 2019). Decorrente deste processo de normatização e aliado ao forte potencial para utilização do recurso solar no Brasil, 99,8% de todas as conexões de micro e minigeração distribuída são da fonte solar fotovoltaica, totalizando aproximadamente 254 mil unidades geradoras (ABSOLAR, 2020). Em capacidade instalada, o Brasil encontra-se com um potencial de aproximadamente 3.3 MWp (ANEEL, 2020).

Em função de uma significativa inserção no SEP de fontes intermitentes, como a FV, surge uma forte preocupação entre os profissionais e pesquisadores a respeito das consequências nocivas que esse tipo de geração pode ocasionar. Entretanto, a inserção desta modalidade é uma realidade no Brasil, com isso desperta-se o interesse em desenvolver novas pesquisas, reanalisar o comportamento do fluxo de potência e seus efeitos em alimentadores de baixa tensão (BT).

### FLUXO DE POTÊNCIA

Os circuitos de distribuição das redes elétricas operam mediante as condições de restrições impostas pelos módulos resolutivos da ANEEL, em especial o módulo 8 do Procedimento de Distribuição (PRODIST) (ANEEL, 2017). O estudo do fluxo de carga é uma das ferramentas mais atuais empregadas para a verificação do estado operativo de uma rede, podendo ser simplesmente resumindo como uma ferramenta determinante das grandezas elétricas do sistema em regime permanente (OLIVEIRA, 2017). A não trivialidade da solução matemática leva o estudo a composição de um sistema algébrico de equações não lineares, tornando-se muito difícil adquirir a factibilidade da solução. A partir da formulação geral do problema, reconhecimento da topologia da rede e modelagem de todos os equipamentos envolvidos, executa-se o processo de cálculo através do algoritmo iterativo, sendo os mais comuns: Newton-Raphson, Gaus-Seidel ou Método da varredura (Backward-Forward), por fim, obtém-se os valores de tensão nas barras, módulo e ângulo, perdas elétricas técnicas ao longo do circuito entre outros índices (MONTICELLI, 2003). Como já citado anteriormente, a entrada de geradores fotovoltaicos na geração distribuída (GDFV), pode intensificar a o fluxo de carga, porém sem sentido reverso. A Fig 2, esboça uma ilustração representativa de um fluxo de potência numa rede singela, trafegando em modo direto e em modo reverso.

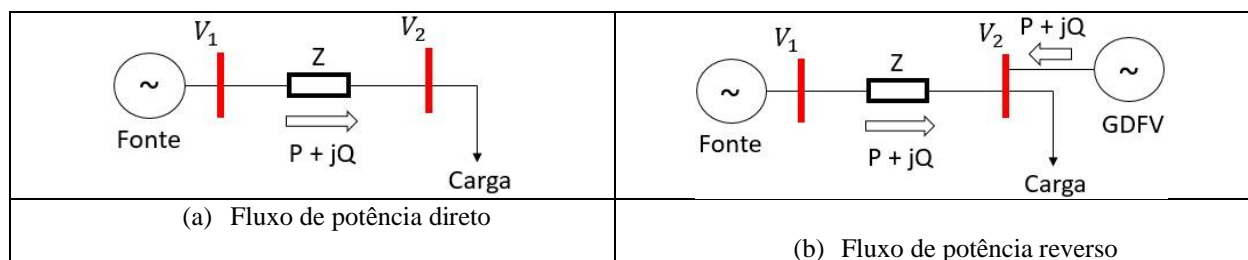


Fig. 2. Representação dos fluxos de potência direto e reverso.

Como este trabalho contempla o panorama de distribuição, as redes configuram-se radialmente, ou seja, fracamente malhadas, predominando a componente resistiva (R) nos elementos da linha, enquanto baixa reatância (X) na linha, apresentando-se com altíssima relação R/X. Para este tipo de aplicação, é prudente utilizar algoritmos de varredura, comumente conhecido como o método da soma das potências (MSP), devido ao seu alto potencial e eficiência na convergência da solução (TÓRRES, 2016). O fluxograma a seguir, idealiza as etapas que o algoritmo progride para o alcance da convergência.



Fig. 3. Fluxograma simplificado do algoritmo MSP.

Vale ressaltar, que o algoritmo simplificado da Fig. 3, pode ser incrementado com o estágio do cálculo e atualização das perdas elétricas diante da não convergência iterativa.

### FERRAMENTA COMPUTACIONAL – OPENDSS

Com a modernização das redes elétricas e a inclusão de dispositivos modernos, a complexidade para a realização das análises e simulações dos sistemas elétricos tornaram-se mais trabalhosas e complexas. Este fato motivou o desenvolvimento de ferramentas computacionais, a fim de buscar uma maior agilidade no desempenho dos cálculos, a exemplo, têm-se a ferramenta *Distribution System Simulator* (DSS), recentemente comprada pela *Electric Power Research Institute* (EPRI) em 2004, adotando o critério de código aberto, *OpenDSS*, a fim de possibilitar contribuições para o contexto das smart grids (RADATZ, 2015).

A formulação do problema no software OpenDSS, é fundamentada em linhas de códigos, cabendo ao usuário ser capaz de conhecer a sintaxe específica para efetivar a representação de todo o circuito elétrico e seus componentes. Dada a versatilidade da ferramenta, o programador pode optar por modelar um alimentador diretamente na interface independente do OpenDSS, possibilitando leituras de arquivos externos no formato de texto. A Fig. 4 destaca os possíveis meios iterativos e a dinâmica de superficial de entrada e saída de dados.



Fig. 4. Ordenação funcional do software OpenDSS.

A programação via linhas de comando em grande parte pode ser exaustiva e demorada, ainda assim quando pretende-se fazer estudos constantes e determinísticos em um determinado alimentador elétrico. Mediante as possibilidades de conexão aos ambientes de desenvolvimento externo, é permitido que programadores experientes criem suas próprias interfaces customizadas para diferentes cenários de simulação (ROCHA, 2016).

### METODOLOGIA

A interface de controle do OpenDss foi elaborada na linguagem Python, interligando diretamente com o ambiente de modelagem da rede elétrica. Através dos objetos de comunicação e arquivos .DLL integrado com Python 3.7. Uma das bibliotecas utilizadas foi a “PyQt5” onde possibilita a criação de uma interface totalmente modelada pelo usuário com a possibilidade do uso de muitos gadgets onde cada um é responsável por uma determinada função, com isso, é suficiente para satisfazer e cumprir muitos objetivos e projetos. Outra biblioteca utilizada foi a “pywin32” que é responsável por ler e receber os dados dos arquivos .dss que carregam os dados dos sistemas elétricos para os estudos e simulações. Os arquivos .dss utilizados na construção desse projeto são um conjunto de arquivos que carregam dados para construção de um sistema, lidos por um arquivo principal, onde o mesmo é capaz de ler e armazenar esses dados resultando num sistema de criação da rede.

A Fig. 5 apresenta a versão final da interface onde é possível o usuário alterar manipular os elementos do sistema elétrico de forma bastante simplificada, podendo assim alterar parâmetros como: curva de carga, distância de trechos e ramais, potência da geração distribuída entre outros. A verificação do estado da rede pode ser exportado pela própria interface, quando o usuário clica no botão “plotar”.



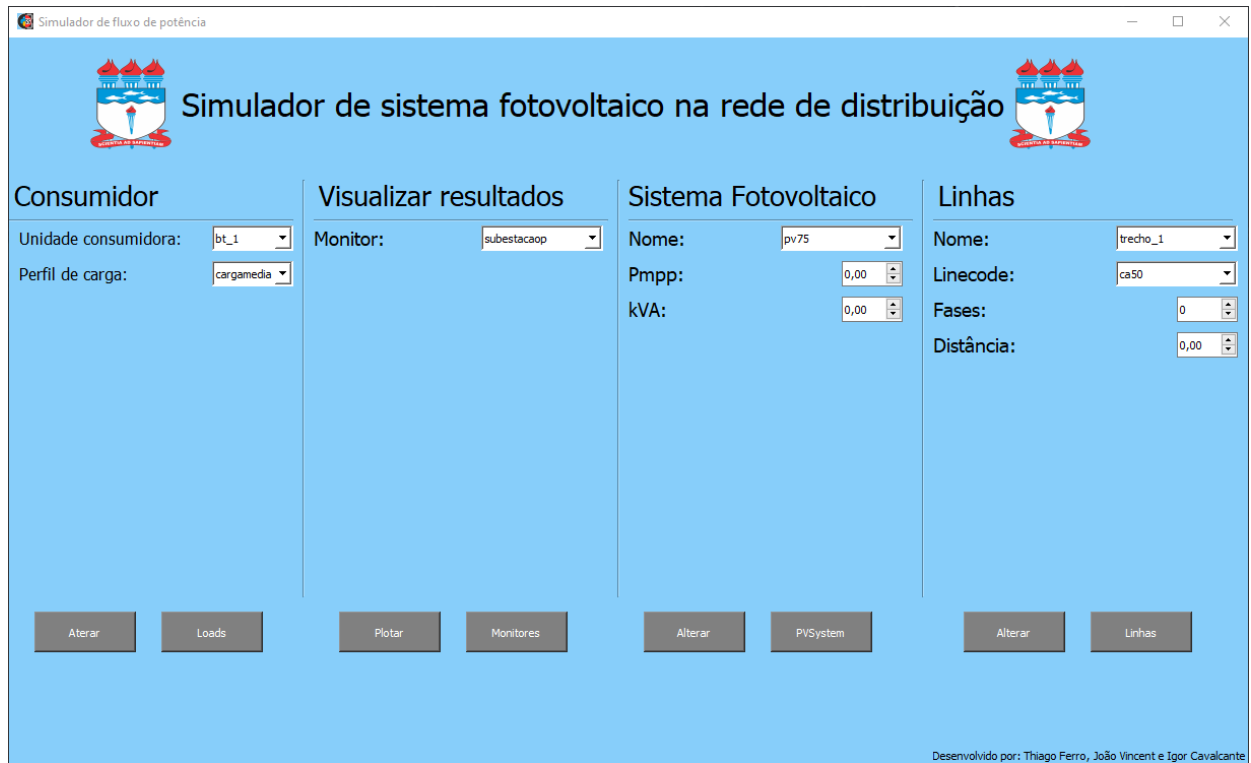


Figura 5- Interface do simulador de sistema fotovoltaico na rede de distribuição

## RESULTADOS

Este artigo não tem como foco apresentar detalhes técnicos de um sistema elétrico, apenas limitando-se a apresentar a versatilidade da ferramenta desenvolvida. A imagem na Fig. 6 ilustra os resultados durante um período de 24 horas em uma das unidades consumidoras, após realizar mudanças no perfil de carga da mesma unidade consumidora é realizada outra plotagem Fig. 7 onde o gráfico mostra um período de 48 horas, deixando registrado as 24 horas iniciais e as 24 horas seguintes após a mudança no perfil de carga.

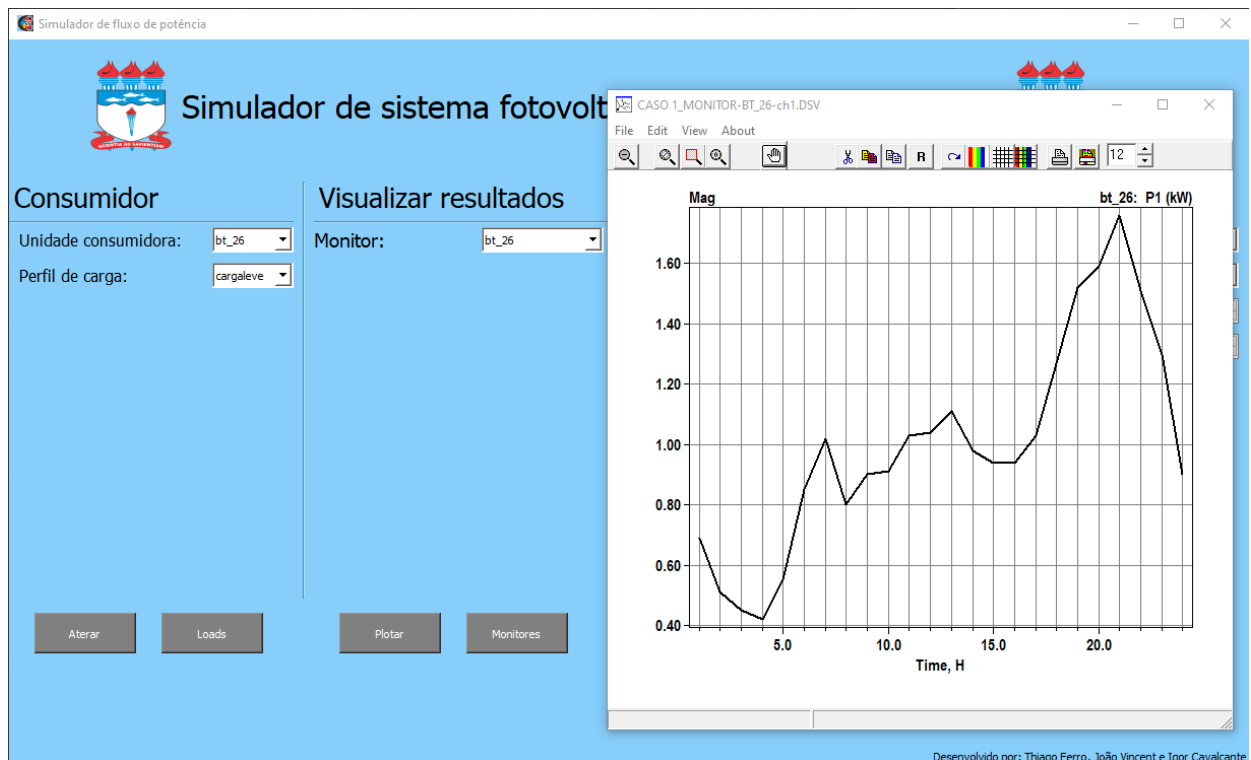


Figura 6- Plotagem gráfica de uma unidade consumidora (24 horas) sem alteração

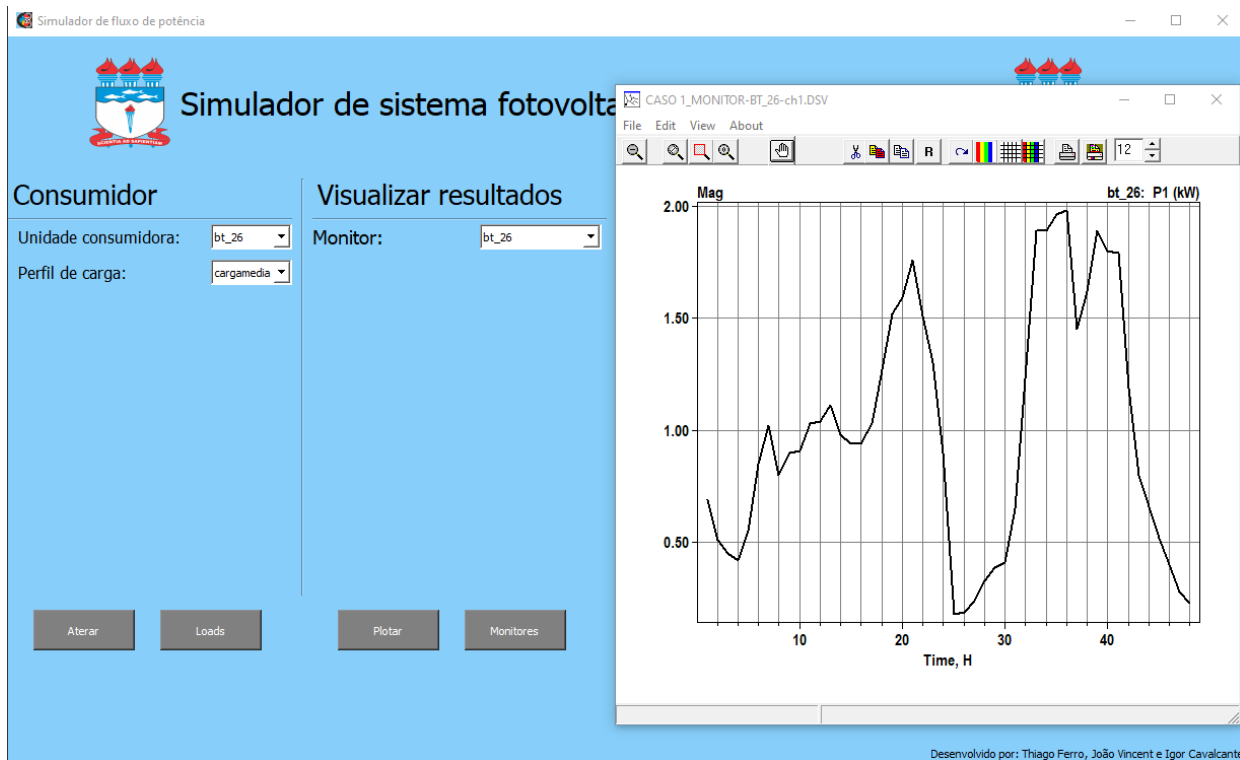


Figura 7- Plotagem gráfica de uma unidade consumidora (48 horas) após alteração do perfil de carga

Neste contexto, a ferramenta se demonstrou muito prática para operadores de sistemas de potência, quando o objetivo é realizar simulações sob um determinado alimentador de distribuição de energia. O uso de uma interface para fins de simulação evita que o usuário manipule diretamente a codificação referente a modelagem da rede, diminuindo a incidência de erros e inconsistências nos resultados.

## REFERÊNCIAS

- HEBLING, G. M. Cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição malhadas. Trabalho de Conclusão de Curso. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos, São Paulo, 2018.
- SILVA, D. M. K. Fluxo de potência para sistemas de distribuição considerando redução de barras. Centro de Tecnologia e Urbanismos, Universidade Estadual de Londrina. Londrina, Paraná, 2016.
- SILVA, F. L. Modelagem de transformadores de distribuição para estudos de fluxo de potência. Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora, Minas Gerais, 2004.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Resolução normativa de nº 414/2010: Condições gerais de fornecimento de energia elétrica. pp. 1-85. Brasília, Distrito Federal, 2018.
- ITO, L. C. K. Um estudo sobre o mercado livre de energia elétrica no Brasil. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos, São Paulo, 2016.
- FARAGE, F. R. Migração para o mercado livre de Energia: Estudo de caso do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Por Dentro da Conta de Luz: informação de utilidade pública. 7ª ed. Brasília, Distrito Federa, 2016.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Resolução normativa 482/2012 de 17 de abril de 2012. Brasília, Distrito Federal, 2012.

URBANETZ, I. V., NETTO A. M., SCOLARI, B., LEITE, V., URBANETZ, J. J. Panorama Atual e Cenário 2025 da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. *Smart Energy 2018*, Curitiba-PR, 2018, Brasil.

TORRES, I. C., NEGREIROS, G. F., TIBA, C. Theoretical and Experimental Study to Determine Voltage Violation, Reverse Electric Current and Losses in Prosumers Connected to Low-Voltage Power Grid. *Energies*, vol. 12, article 4568, 2019.

ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. *Infográfico Absolar*. São Paulo: 2020. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>>. Acesso em 30 de julho de 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Outorgas e Registros de Geração: Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Estadual.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp)>. Acesso em 30 de julho de 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. v. 9, n. Resolução Normativa no 767/2017, p. 1–76, 2017.

OLIVEIRA, R. C. Metodologia para o cálculo de perdas técnicas e não técnicas de alimentadores de distribuição via estudo do fluxo de carga pelo método somatório de potências modificado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará. Belém, Pará, 2017.

MONTICELLI, A, GARCIA, A. Introdução a sistemas de energia elétrica. Editora UNICAMP, Campinas, São Paulo, 2003.

TÔRRES, A. A. P. Método da soma das potências e de Newton para solução do fluxo de carga em redes de distribuição com geração distribuída. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal da Paraíba. João Pessoa, Paraíba, 2016.

RADATZ, P. R. R. F. Modelos avançados de análises de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. Trabalho de Conclusão de Curso, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015.

ROCHA, C. H. S. R. Análise e mitigação de impactos da conexão de geração distribuída, microgeração distribuída e armazenadores em alimentadores de distribuição utilizando o software OpenDSS. Trabalho de Conclusão de Curso, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2016.



## 1.2 Energia Solar (Térmica, Fotovoltaica e Concentração)



**DISEÑO CONSTRUCTAL DE CPCs Y LA EVOLUCIÓN DE LOS DISEÑOS TOLOKATSIN****González-Mora E.\*, Rincón-Mejía E.A.\*\*, Morillón Gálvez D.\*\*\***

\*Ingeniería en Sistemas Energéticos Sustentables, Universidad Autónoma del Estado de México, Cerro de Coatepec S/N, Toluca, 50100, México, [egonzalezmo@uaemex.mx](mailto:egonzalezmo@uaemex.mx)

\*\* Programa de Energía, Universidad Autónoma de la Ciudad de México, San Lorenzo 290, Ciudad de México, 03100, México, [rinconsolar@hotmail.com](mailto:rinconsolar@hotmail.com)

\*\*\* Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX, México, [dmg@pumas.iingen.unam.mx](mailto:dmg@pumas.iingen.unam.mx)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2013>

**RESUMEN/RESUMO**

En el presente trabajo, se demuestra el truncamiento óptimo de los CPCs empleando la Ley Constructal, estableciendo diferentes grupos funcionales que establecen los grados de libertad del sistema. Los grados de libertad involucran los parámetros geométricos que repercuten de manera directa en la potencia térmica que incide sobre el absorbedor (función objetivo). Al realizar la variación de los parámetros geométricos, se identifica el valor óptimo de operación. Posteriormente, se analiza la evolución de los diseños Tolokatsin en los 30 años de existencia, verificando un óptimo desempeño mediante una serie de pruebas experimentales en las que se recabaron mediciones de temperatura e irradiancia, para cuantificar la potencia térmica útil (carga de calentamiento) en el horno solar.

**PALABRAS CLAVE:** Ley Constructal, CPC, Tolokatsin, Evolución, Desempeño Térmico

**ABSTRACT**

In the present work, the optimal truncation of the CPCs is demonstrated using the Constructal Law, establishing different functional groups that establish the degrees of freedom of the system. The degrees of freedom involve the geometric parameters that directly affect the thermal power that affects the absorber (objective function). When performing the variation of the geometric parameters, the optimum operating value is identified. Subsequently, the evolution of Tolokatsin designs in the 30 years of existence is analyzed, verifying optimum performance through a series of experimental tests in which temperature and irradiance measurements were collected, to quantify the useful thermal power (heating load) in the solar oven.

**KEYWORDS:** Constructal Law, CPC, Tolokatsin, Evolution, Thermal Performance

## INTRODUCCIÓN

La teoría constructal establece que “para que un sistema de flujo de tamaño finito persista en el tiempo, debe evolucionar de tal manera que proporcione un acceso cada vez mayor a las corrientes que fluyen a través de él” (Bejan, 2016).

La ley constructal se ha aplicado a diversos sistemas de ingeniería (Rocha et al., 2012), y recientemente en sistemas de energía renovable analizando una chimenea solar y una columna de agua oscilante (Dos Santos et al., 2017). En ellos se establecen las configuraciones que deben tener los elementos involucrados para obtener la configuración más adecuada que favorezca los flujos involucrados.

Sin embargo, todo parece indicar que no existe un planteamiento para el diseño de sistemas de concentración solar empleando la teoría constructal. En lo que respecta a los CPCs, que pertenecen a sistemas denominados como concentradores sin formación de imagen, o de óptica anidólica, surgen a mediados de la década de los 60 del siglo XX, y se ha extendido su uso debido a que las aberraciones de la óptica clásica no afectan adversamente el flujo de radiación al no necesitar formar una imagen virtual del Sol en el absorbedor; lo que permite alcanzar las máximas concentraciones geométricas teóricas (Chaves, 2017; Winston et al., 2005), que corresponden al límite termodinámico.

## PLANTEAMIENTO DEL ANÁLISIS CONSTRUCTAL

Se puede definir al CPC como un concentrador en el que los rayos que ingresan al concentrador con un semi ángulo máximo  $\theta_{max}$  respecto al eje focal (rayos extremos), deben ser reflejados por el espejo de modo que incidan de manera tangente al absorbedor; mientras que todos los rayos que ingresen con un ángulo menor al semi ángulo máximo  $\theta$  (es decir dentro de la ventana angular de amplitud  $2\theta_{max}$ ), sean dirigidos al absorbedor tras pasar por la óptica interna del CPC (reflexión y/o refracción) (González-Mora & Rincón-Mejía, 2018).

Así, el CPC quedará definido bajo las variables geométricas de las áreas de entrada y salida ( $a, a'$ ), el semi-ángulo de aceptación ( $\theta_0$ ) y en consecuencia la altura del concentrador ( $h$ ) y la longitud de los segmentos parabólicos ( $l$ ) del CPC. Estas variables geométricas nos permiten caracterizar tanto ópticamente al concentrador mediante el número promedio de reflexiones ( $N$ ), como térmicamente mediante la potencia calorífica que es captada en el receptor ( $\dot{Q}$ ).

De estas variables, se establece de manera intuitiva a la concentración geométrica  $C_g = a/a'$  como el parámetro que nos permita relacionar el resto de las variables mediante grupos funcionales que permiten caracterizar la geometría  $h/a = h/a(C_g)$  y  $l/a = l/a(C_g)$ ; y la energía  $N = N(C_g)$  y  $\dot{Q} = \dot{Q}(C_g, N)$  que establecen los grados de libertad del sistema. Para establecer las relaciones, se emplea la forma paramétrica de las ecuaciones de un CPC con absorbedor unitario descritas en la ec. (1), donde la concentración geométrica estará definida por la ec. (2) y la longitud de los segmentos parabólicos por la ec. (3).

$$\begin{cases} x_1(t) = \frac{(1 + \sin \theta_0) \cos t}{1 - \sin(t - \theta_0)} \\ x_2(t) = \frac{(1 + \sin \theta_0) \sin t}{1 - \sin(t - \theta_0)} \end{cases} \quad (1)$$

$$C_g = 2x(t) - 1 \quad (2)$$

$$l(t) = 2 \int_{t_0}^{t_f} \sqrt{(dx_1)^2 + (dx_2)^2} dt \quad (3)$$

Con las ecuaciones descritas en (1)-(2), se puede establecer el primer grupo funcional  $h/a(C_g)$  en donde el caso límite será cuando el CPC no se encuentre truncado ( $C_g = 1/\sin \theta_0$ ). El número de reflexiones promedio se puede estimar mediante las relaciones de Rabl (1976) para un CPC con y sin truncamiento  $N(C_g)$ , mientras que el grupo restante puede relacionarse mediante

$$\dot{Q} = \alpha \rho^N \tau \left( C_g G_b + \frac{G_d}{C_g} \right) \quad (4)$$

Donde  $\alpha$  es la absorptancia del receptor,  $\rho$  es la reflectancia del espejo,  $\tau$  es la transmitancia de algún tipo de cubierta,  $G_b$  es la irradiancia directa y  $G_d$  es la irradiancia difusa. Es evidente que el funcional  $\dot{Q}(C_g)$  será la función objetivo en este problema, mientras que los grupos funcionales  $h/a = h/a(C_g)$ ,  $l/a = l/a(C_g)$  y  $N = N(C_g)$  establecen los primeros grados de libertad.



RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Ángulo de truncamiento

El primer paso fue variar el semi-ángulo de aceptación  $\theta_0$  que permita que la mayor cantidad de radiación pueda entrar al CPC sin sufrir algún tipo de bloqueo minimizando la altura del CPC. Al hacer esta variación de parámetros, se determina que que el CPC debe truncarse de modo que todos los rayos paralelos a los extremos (línea  $\mathcal{L}_{AC}$  de la Fig. 1) no sean bloqueados por los espejos del CPC. Esto implica que la línea  $\mathcal{L}_{QT}$ , que es tangente al espejo parabólico  $\overline{BC}$  en el punto  $T$ , debe ser paralela al extremo del rayo  $\overline{AC}$  (Rincón Mejía et al., 2009). Esta condición se cumple cuando  $t = \frac{\pi}{2} - 3\theta_0$  será el ángulo al cual deberá truncarse un CPC.

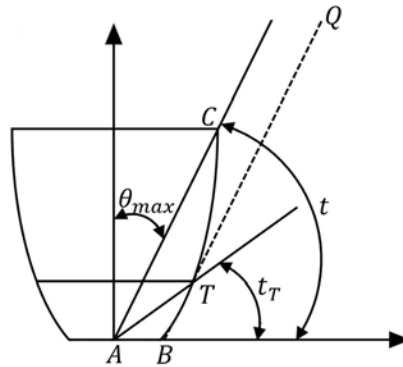
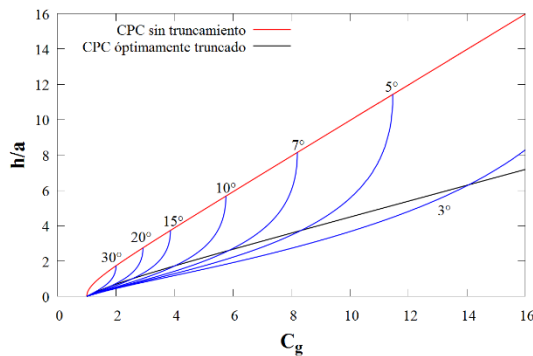


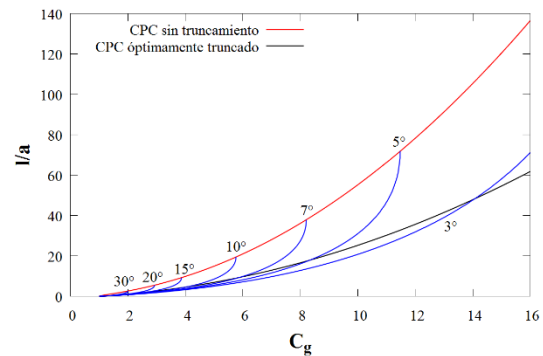
Fig. 1. Planteamiento geométrico del criterio de truncamiento (González-Mora & Rincón-Mejía, 2018).

Caracterización geométrica

Una vez que se ha desarrollado el análisis sobre el ángulo de truncamiento para minimizar la altura del CPC, es posible evaluar los primeros grados de libertad. En la Fig. 2(a) se muestran los resultados del grupo funcional  $h/a$  y en la Fig. 2(b) los del grupo  $l/a$ . En ambas gráficas se aprecia claramente cómo disminuye la altura del CPC sin sacrificar concentración geométrica y una disminución considerable en la cantidad de lámina especular a emplear por unidad de longitud del CPC.



Relación de la altura con la apertura de un CPC



Relación de área del reflector con la apertura de un CPC

Fig. 2. Parámetros geométricos de un CPC.

Reflexiones promedio

Para determinar las reflexiones promedio que puede tener un CPC se siguió la metodología descrita por Rabl (1976), en donde se extrapola para el sistema truncado ópticamente. Las gráficas de un CPC con y sin truncamiento vienen en pares como se aprecia en la Fig. 3, en donde cada una representa el número de reflexiones máximas y mínimas promedio en el sistema óptico. Nótese que el número máximo de reflexiones en el CPC truncado ópticamente es menor que las reflexiones mínimas de un CPC sin truncamiento hasta una concentración geométrica menor a 7,4.

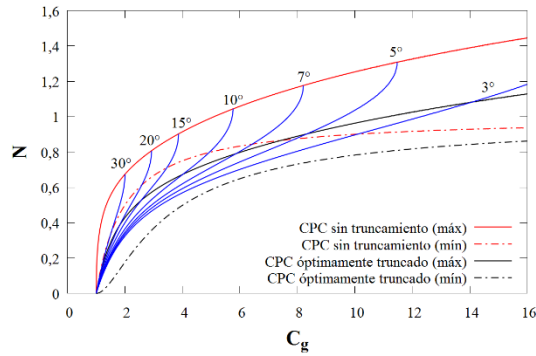


Fig. 3. Número de reflexiones promedio en un CPC.

Función objetivo: Potencia térmica en el absorbedor

Finalmente, se ha evaluado la cantidad de potencia térmica que logra llegar al receptor (ver Fig. 4). En el presente análisis se ha modelado un CPC con una absorptancia  $\alpha = 0,9$ , una reflectancia  $\rho = 0,94$  y una transmitancia  $\tau \cong 1$ ; y en donde la irradiación se ha fijado como  $G_b = 700 \text{ Wm}^{-2}$  y  $G_d = 100 \text{ Wm}^{-2}$ , valores razonablemente bajos en la zona de aplicación. Como puede apreciarse en la gráfica, la potencia térmica que logra llegar hacia al receptor aumenta ligeramente con un truncamiento óptimo. Esto se debe a que la radiación difusa ahora está ingresando al CPC en una ventana angular 3 veces mayor.

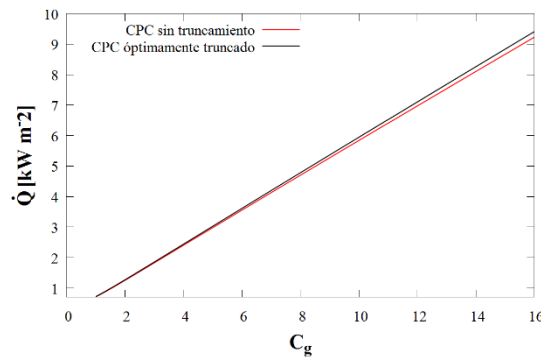


Fig. 4. Potencia térmica sobre el receptor.

EVOLUCIÓN DE LOS DISEÑOS TOLOKATSIN

Toda la gama de diseños Tolokatsin, hornos y comales (Rincón Mejía & Lentz, 2008), calentadores de aire (Rincón Mejía et al., 2009), esterilizadores (González Mora et al., 2016) y sistemas de tratamiento de agua (González-Mora & Rincón-Mejía, 2019), toman como base el criterio de óptimo truncamiento que, como se demostró en el apartado anterior, permite favorecer el flujo de radiación hacia el absorbedor, minimizando el número de reflexiones promedio y la altura del concentrador. Sin embargo, el único modelo que ha evolucionado es el horno, debido a que el resto de los diseños ya incluyen las experiencias recabadas a través de casi 30 años de desarrollo. Así, el diseño insignia (horno) ha evolucionado de la siguiente manera:

- CPC con absorbedor circular con espejos curvos transversales, Fig. 5(a)
- CPC con absorbedor de sección circular con dos pares de CPC transversales para una geometría 3D, Fig. 5(b)

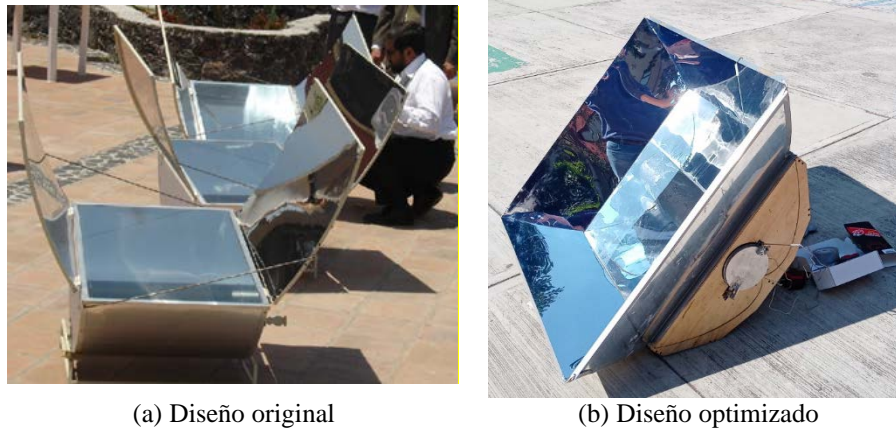


Fig. 5. Evolución de las Tolokatsin para disminuir la altura manteniendo la concentración geométrica.

El Tolokatsin original, CPC con dos espejos curvos transversales, Fig. 5(a) pese a cumplir con el objetivo de cocinar, los espejos transversales hacían que el horno tuviera una altura final considerable y presentara riesgo de volcadura. Es en este punto (unos años después del diseño original) que el criterio de truncamiento óptimo surge para obtener un dispositivo que disminuya la altura sin sacrificar la concentración. Cuando se acoplaron dos pares de CPC transversales, Fig. 5(b), es posible obtener una geometría 3D con espejos de simple curvatura (2D). La ventaja de lograr una geometría 3D con espejos 2D radica en la facilidad de fabricación; aunado a que, la altura del CPC ahora se reduce en un 60% con una concentración total de 2,75.

Prueba experimental

El 15 de enero del 2020 se realizaron una serie de mediciones sobre el aumento en temperatura en un horno con dos charolas Tolokatsin (Rincón Mejía et al., 2020). Se colocaron inicialmente muestras de 3,5 kg de agua en cada charola para un total de 7 kg de agua dentro del horno por dos horas; registrando la temperatura del fluido, la temperatura del medio ambiente, Fig. 6(a); con lo que es posible obtener la potencia térmica ajustada que entrega el horno Tolokatsin en función de la irradiancia medida, que se muestran en la gráfica de la Fig. 6(b).

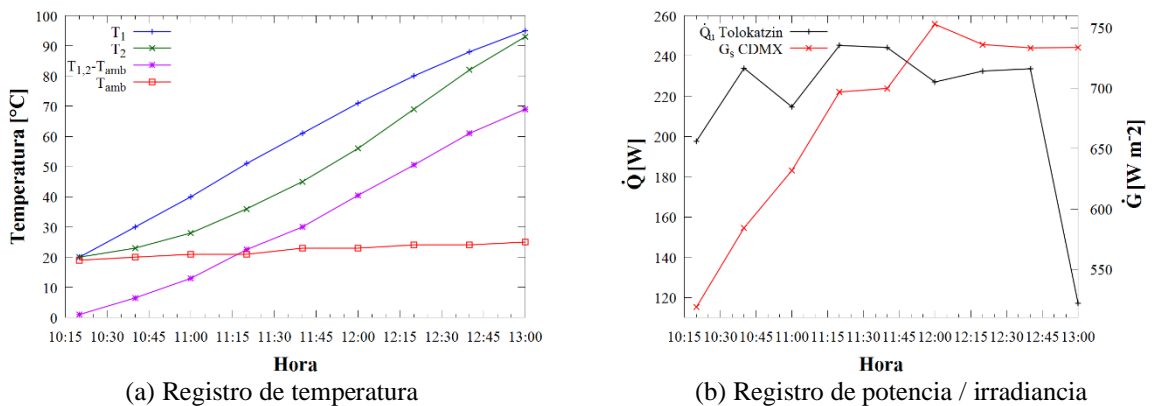


Fig. 6. Resultados experimentales.

Análisis de resultados

En la Fig. 6(a), se muestra el incremento en la temperatura en los hornos, alcanzando en dos horas una temperatura cercana a los 90 °C, para una diferencia máxima de 69 °C respecto al medio ambiente. Las mediciones de irradiancia muestran algunas variaciones, debido a presencia de nubes; sin embargo, la inercia térmica, y la forma en cómo se distribuye la luz sobre el receptor evita que la potencia térmica útil disminuya, alcanzando un valor máximo de 245 W que puede fácilmente incrementarse en un 15% aproximadamente.

## CONCLUSIONES

Con el empleo de la Ley Constructal, se ha demostrado que el ángulo óptimo de truncamiento, además de favorecer la transferencia de la energía solar hacia el absorbedor, disminuye la altura de los CPCs así como la cantidad de reflector a emplear. Además, debido a haber optimizado el ángulo de truncamiento, el número de reflexiones promedio disminuye considerablemente, lo que repercute de manera directa en una mayor cantidad de potencia térmica que logra llegar al absorbedor.

La evolución, aplicando la ley constructal en el refinamiento del diseño de los concentradores Tolokatsin, que toma como principio de diseño el truncamiento óptimo de los sistemas, lleva a rendimientos cada vez más altos, como debe ocurrir en toda tecnología para el aprovechamiento energético. El diseño insignia, horno solar, ha sido el sistema que más ha evolucionado en 30 años de mejora continua. Los demás diseños para diferentes aplicaciones, como el esterilizador o el sistema de tratamiento de aguas residuales, no han sido modificados debido a que de las experiencias en la operación de los hornos se han acoplado desde la concepción de estos sistemas para operar en las condiciones más eficientes.

## REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- Bejan, A. (2016). *Advanced Engineering Thermodynamics*. In John Wiley & Sons (1st ed.). Wiley.
- Chaves, J. (2017). *Introduction to NONIMAGING OPTICS* (2nd ed.). CRC Press.
- Dos Santos, E., Isoldi, L., Gomes, M., & Rocha, L. (2017). The constructal design applied to renewable energy systems. In E. Rincón-Mejía & A. de las Heras (Eds.), *Sustainable Energy Technologies* (1st ed., pp. 45–59). CRC Press.
- González-Mora, E., & Rincón-Mejía, E. A. (2018). Conceptos básicos de la concentración solar. Notas de clase. FI-UAEM. (p. 130).
- Rabl, A. (1976). Optical and thermal properties of compound parabolic concentrators. *Solar Energy*, 18(6), 497–511. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(76\)90069-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(76)90069-4)
- Rincón Mejía, E. A., Durán García, M. D., & Lentz Herrera, Á. (2009). New Solar Air Heater Based on Non-Imaging Optics for High-Temperature Applications. *ASME 2009 3rd International Conference on Energy Sustainability*, Volume 2, April, 839–844. <https://doi.org/10.1115/ES2009-90306>
- Rocha, L. A. O., Lorente, S., & Bejan, A. (2012). *Constructal Law and the Unifying Principle of Design*. Springer New York. <https://books.google.com.mx/books?id=IMC6BQAAQBAJ>
- Winston, R., Miñano, J., & Benítez, P. (2005). *Nonimaging optics* (1st ed.). Elsevier.

**COMPARATIVA DEL RENDIMIENTO TEÓRICO MÁXIMO Y ESTIMADO DE UNA PLANTA SOLAR DE GENERACIÓN DIRECTA DE VAPOR****González-Mora E.\*, Durán-García M.D.\***

\* Ingeniería en Sistemas Energéticos Sustentables, Universidad Autónoma del Estado de México, Cerro de Coatepec S/N, Toluca, 50100, México, [egonzalezmo@uaemex.mx](mailto:egonzalezmo@uaemex.mx), [mddurang@uaemex.mx](mailto:mddurang@uaemex.mx)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2014>

**RESUMEN**

En el presente trabajo, se discute el límite teórico máximo de una planta solar de generación directa de vapor bajo la teoría de la termodinámica endorreversible y la termodinámica clásica, comparándolo con el rendimiento estimado en condiciones de operación. La planta solar emplea reflectores Fresnel para la generación directa de vapor con la finalidad de alimentar dos configuraciones de ciclo Rankine, con dos y tres extracciones de vapor respectivamente. Las presiones de las extracciones de vapor se determinaron estipulando una mínima generación de entropía en el ciclo con la finalidad de maximizar el rendimiento térmico. Como resultado de haber optimizado la generación de entropía, la planta analizada presenta un rendimiento térmico muy próximo al de la termodinámica endorreversible, por lo que puede establecerse que los ciclos Rankine discutidos estarán operando prácticamente a la máxima producción de potencia bajo los límites físicos del propio sistema.

**PALABRAS CLAVE:** Endorreversible, Planta Solar, Rendimiento térmico, Generación Directa de Vapor

**ABSTRACT**

In the present work, the maximum theoretical limit of a direct steam generation solar plant is discussed under the theory of endoreversible thermodynamics and classical thermodynamics, comparing it with the estimated efficiency in operating conditions. The solar plant uses Fresnel reflectors for direct steam generation in order to feed two Rankine cycle configurations, with two and three steam extractions respectively. The pressures of the steam extractions were determined by stipulating a minimum generation of entropy in the cycle in order to maximize the thermal performance. As a result of optimizing the generation of entropy, the analyzed plant has a thermal efficiency very close to that of endoreversible thermodynamics, so it can be established that the Rankine cycles discussed will be operating at practically the maximum power output under the physical limits of the plant itself system.

**KEYWORDS:** Endoreversible, Solar Plant, Thermal Efficiency, Direct Steam Generation

## INTRODUCCIÓN

El rendimiento térmico de cualquier planta de potencia siempre tendrá como límite superior el rendimiento térmico de un motor interna y externamente reversible (Carnot). Sin embargo, a mediados del S. XX, se han comenzado a modelar sistemas de potencia que consideran sistemas únicamente internamente reversibles (Curzon & Ahlborn, 1975; Novikov, 1958), y que el proceso de transferencia de calor entre los reservorios de alta y baja temperatura es irreversible. Este modelo se conoce como termodinámica endorreversible (T-ER) o bien de tiempo finito (T-TF) (Adrian Bejan, 2016; Tabatabaian et al., 2017). En la termodinámica clásica, los reservorios de temperatura transfieren energía térmica de manera reversible, es decir, tienen dos condiciones, un tiempo finito de transferencia de calor o bien una conductancia infinita.

Sin embargo, un postulado de la transferencia de calor es que esta ocurre en un tiempo delimitado por las condiciones de equilibrio y que no existen dispositivos reales que presenten una conductancia infinita (A Bejan, 1993; Bergman et al., 2011; Nellis & Klein, 2009). Se ha demostrado que en el caso límite de que se cumpla alguna de estas condiciones, el trabajo útil del ciclo resulta ser cero (De Vos, 1992), lo que contradice el propósito de la generación de energía mediante ciclos de potencia.

Los conceptos que aborda la visión de la T-ER no aporta como tal nuevas definiciones; sin embargo, permite comparar de manera más objetiva el rendimiento térmico de plantas reales con el teórico máximo que puede lograr alcanzar (Bădescu, 2000). En la Tabla 1, se compara el rendimiento de centrales reales contra el rendimiento de Carnot (Carnot, 1824), modelado por la Ec. (1), y rendimiento de Curzon y Ahlborn (C-A) (Curzon & Ahlborn, 1975), modelado por la Ec. (2), en donde se aprecia que el modelo de C-A modela mejor el rendimiento de las plantas reales que el modelo de Carnot.

$$\eta_c = 1 - \frac{T_L}{T_H} \quad (1)$$

$$\eta_c = 1 - \sqrt{\frac{T_L}{T_H}} \quad (2)$$

Tabla 1. Rendimientos térmicos observados en motores térmicos reales (Adrian Bejan, 2016; Curzon & Ahlborn, 1975).

Fuente	$T_H$	$T_L$	Rendimiento de Carnot [%]	Rendimiento de C-A [%]	Rendimiento observado [%]	Error relativo	
	[°C]					Carnot	C-A
West Thurrock (Planta de vapor a carbón – Gran Bretaña)	565	25	64.43	40.36	36	0.44	0.11
Calder Hall (Reactor nuclear – Gran Bretaña)	310	25	48.87	28.50	19	0.61	0.33
CANDU PHW (Reactor nuclear – Canadá)	300	25	47.98	27.88	30	0.38	0.08
Landerello (Planta geotérmica – Italia)	250	80	32.50	17.84	16	0.51	0.10
Dungeness (Reactor nuclear – EEUA)	25	650	67.70	43.17	40	0.41	0.07
Dungeness (Reactor nuclear – Suiza)	25	690	69.04	44.36	32	0.54	0.28
Dungeness (Reactor nuclear – Francia)	25	680	68.72	44.07	34	0.51	0.23

Al relacionar la potencia que un ciclo puede entregar, en función del rendimiento térmico, es posible obtener la gráfica mostrada en la Fig. 1. Se observa que la potencia del ciclo aumenta con el rendimiento térmico, alcanzando un máximo cuando el rendimiento corresponde al de C-A y posteriormente disminuye bruscamente; y que tiende a cero a medida que el rendimiento térmico se aproxima al de Carnot.

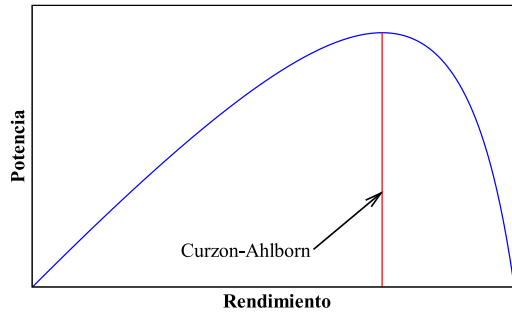
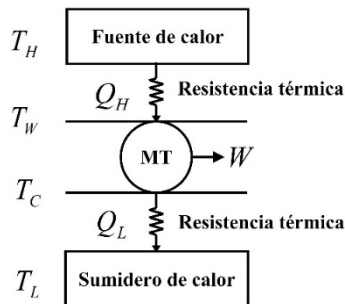


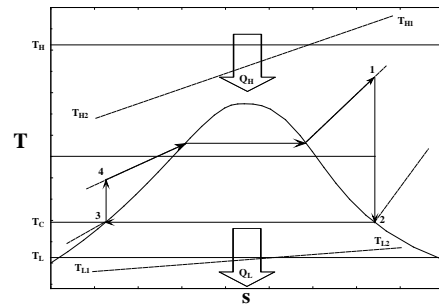
Fig. 1. Potencia de un ciclo termodinámico en función de las temperaturas de los reservorios térmicos.

MODELO DE TERMODINÁMICA ENDORREVERSIBLE

Hoy en día existe ya una vasta teoría que permite analizar diferentes ciclos termodinámicos (potencia y refrigeración) bajo el análisis de tiempos finitos o bien mediante conductancias finitas (Kaushik et al., 2017); que se ha aplicado con relativo éxito en sistemas termosolares (Adibhatla & Kaushik, 2017; De Vos, 1992; El-Din, 1999; Sahin, 2001; Zheng et al., 2015), y también a diferentes centrales convencionales del sistema eléctrico de México (Cervantes-de Gortari et al., 2002), en donde se ha comprobado que la T-ER modela mejor el comportamiento de estos sistemas. Dado que existe una diferencia de temperatura entre la fuente de calor y la del fluido de trabajo en los procesos de calentamiento y enfriamiento, existe una transferencia de calor irreversible en el sistema, por lo que un modelo simplificado del ciclo puede verse en la Fig. 2 (a). En el presente trabajo, se analiza un ciclo Rankine caracterizado por una fuente de calor con conductancia finita, como se aprecia en la Fig. 2(b).



(a) Modelo simplificado de un motor térmico



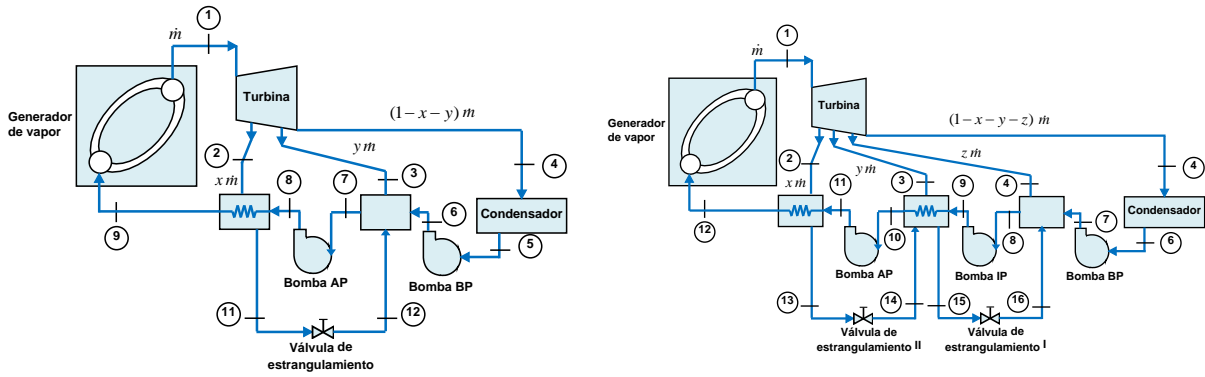
(b) Diagrama T-s de un ciclo Rankine

Fig. 2. Modelo de un motor de T-ER.

El rendimiento térmico de un ciclo Rankine bajo las condiciones de T-ER, se modela de la misma manera que en la Ec. (2), donde los valores de las temperaturas corresponden a los límites de cada sumidero de calor, es decir, el rendimiento teórico máximo bajo el esquema de la T-ER será  $\eta_m = 1 - \sqrt{\frac{T_{L1}}{T_{H1}}}$ .

CASO DE ESTUDIO

El análisis de T-ER se efectúa en una planta termosolar conceptual de 10 MW que emplea reflectores Fresnel en generación directa de vapor que alimentará un ciclo Rankine con dos y tres extracciones de vapor, como se esquematiza en la Fig. 3; ubicada en la zona de Agua Prieta, México. Una vez que se ha definido la configuración del bloque de potencia, se procede a caracterizar termodinámicamente cada estado en donde se ha realizado un análisis de sensibilidad para establecer las presiones óptimas de extracción (González-Mora, 2019) con el fin de minimizar la generación de entropía del ciclo (A Bejan, 1995; Adrian Bejan, 2016), ver Tabla 2.



(a) Ciclo Rankine con 2 extracciones (b) Ciclo Rankine con 3 extracciones  
Fig. 3. Diagrama esquemático de la configuración de los ciclos de potencia (González-Mora, 2019).

Con la caracterización termodinámica es posible establecer el tamaño del campo de reflectores Fresnel que permitirá entregar la energía térmica necesaria para lograr las condiciones necesarias a la entrada de la turbina y poder alimentar el ciclo. En el caso del ciclo de 2 extracciones de vapor, se requiere calentar  $12.81 \text{ kg/s}$  de agua desde  $496.1 \text{ K}$  hasta  $673.2 \text{ K}$ . Para el ciclo de 3 extracciones de vapor se requiere calentar  $13.26 \text{ kg/s}$  de agua desde  $485.5 \text{ K}$  hasta  $673.2 \text{ K}$  (González-Mora, 2019).

El modelo de T-ER requiere conocer la temperatura de la fuente de alta temperatura, es decir la temperatura de superficie del tubo absorbedor del reflector Fresnel. En el presente estudio, se considera un campo de reflectores Fresnel que se ha optimizado para aumentar el factor de intercepción y lograr un lazo de menor tamaño (González-Mora & Durán García, 2020), tomando como referencia la descripción del lazo FRESDEMO (Bernhard et al., 2014). El campo optimizado se caracterizó termodinámicamente mediante un análisis unidimensional detallado de transferencia de calor en el receptor (González-Mora & Durán-García, 2019), ver Fig. 4.

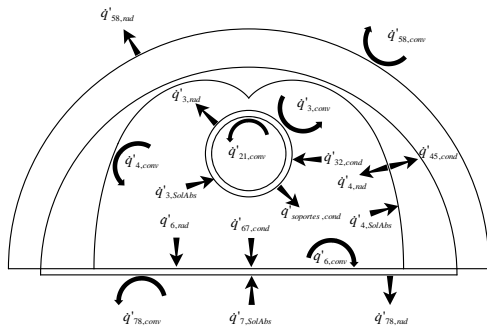
Tabla 2. Caracterización termodinámica de los estados del ciclo Rankine.  
2 extracciones de vapor (Fig. 3 a)

$i$	$T_i [K]$	$P_i [bar]$	$h_i \left[ \frac{kJ}{kg} \right]$	$s_i \left[ \frac{kJ}{kg K} \right]$
1	673.2	100	3097.46	6.21
2	474.5	16	2775.61	6.39
3	443.6	8	2672.17	6.45
4	314.7	0.08	2153.17	6.88
5	314.7	0.08	173.84	0.59
6	314.7	8	174.90	0.59
7	404.6	8	552.47	1.65
8	406.3	100	566.32	1.66
9	496.1	100	959.39	2.53
10	474.5	16	858.44	2.34
11	443.6	8	858.44	2.39

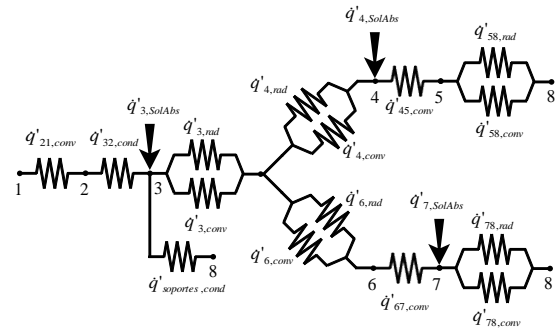
3 extracciones de vapor (Fig. 3 b)

$i$	$T_i [K]$	$P_i [bar]$	$h_i \left[ \frac{kJ}{kg} \right]$	$s_i \left[ \frac{kJ}{kg K} \right]$
1	673.2	100	3097.46	6.21
2	489.1	20	2809.61	6.36
3	416.8	4	2576.37	6.51
4	393.4	2	2486.69	6.57
5	314.7	0.08	2147.86	6.87
6	314.7	0.08	173.84	0.59
7	314.7	2	174.10	0.59
8	382.1	2	456.77	1.41
9	383.6	100	470.56	1.42
10	451	100	758.24	2.11
11	518.4	100	1062.95	2.74
12	485.5	20	908.47	2.45
13	416.8	4	908.47	2.51
14	416.8	4	604.66	1.78
15	393.4	2	604.66	1.78





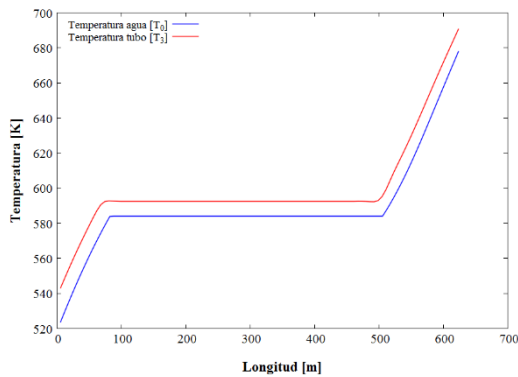
(a) Sección transversal del receptor Fresnel



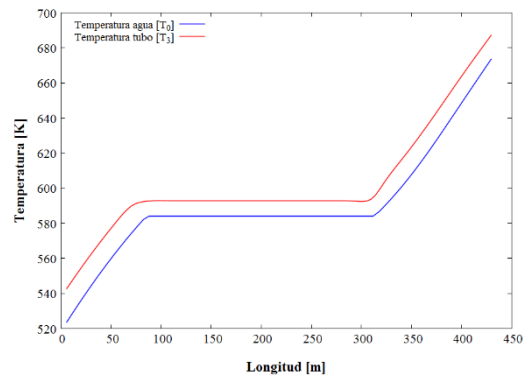
(b) Resistencia térmica del receptor

Fig. 4. Modelo de transferencia de calor (González-Mora & Durán-García, 2019).

Las gráficas mostradas en la Fig. 5 corresponden a la temperatura del agua y la superficie exterior del tubo a lo largo de los lazos correspondientes a los ciclos Rankine con dos y tres extracciones de vapor para un campo solar con tres lazos de reflectores Fresnel.



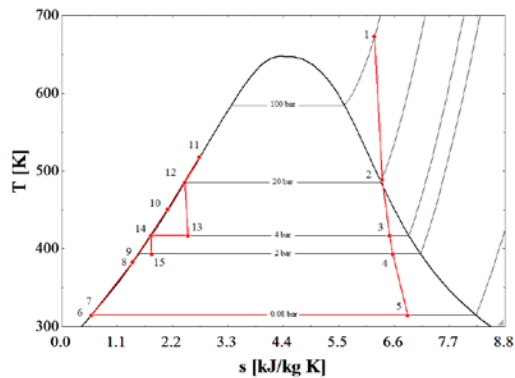
(a) 2 extracciones de vapor



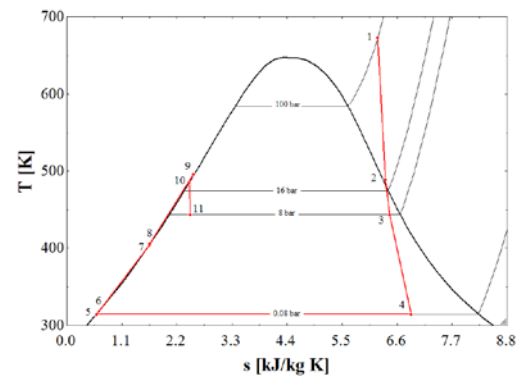
(b) 3 extracciones de vapor

Fig. 4. Campo de temperatura para el agua y la superficie externa del tubo a través del lazo.

Como se aprecia en las gráficas anteriores, existe una diferencia de temperatura entre el fluido de trabajo y la superficie del tubo. Así, es posible realizar un símil entre la fuente de alta temperatura de la Fig. 3 y la temperatura de superficie del tubo absorbedor. En la Fig. 6 se representa de manera gráfica el diagrama  $T - s$  de cada configuración.



(a) 2 extracciones de vapor



(b) 3 extracciones de vapor

Fig. 6. Diagrama  $T - s$  de los ciclos analizados.

COMPARATIVA DE RENDIMIENTO TÉRMICO

Con la caracterización termodinámica de la Tablas 2, en conjunto con las Ecs. (1) y (2), es posible construir el gráfico mostrado en la Fig. 7; en donde se grafica el rendimiento térmico de Carnot y el de C-A y se ubica el rendimiento que presenta la caracterización termodinámica de cada ciclo Rankine analizado.

El ciclo Rankine con 2 extracciones de vapor presenta un rendimiento térmico de 0.31, y bajo estas condiciones de operación, un motor de Carnot presentaría un rendimiento de 0.565, y un 0.38 para un motor C-A. El error relativo con el rendimiento de Carnot es de 0.451 contra un 0.089 del rendimiento de C-A. Para el ciclo Rankine con 3 extracciones de vapor, el rendimiento térmico es de 0.315; un motor Carnot presentaría un rendimiento de 0.563, y un 0.339 para un motor C-A. El error relativo con el rendimiento de Carnot es de 0.441 contra un 0.072 del rendimiento de C-A.

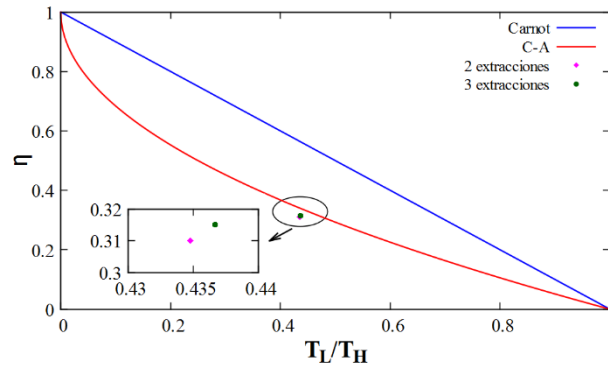


Fig. 7. Comparativa del rendimiento de Carnot, C-A y los dos ciclos Rankine.

Al comparar el error relativo que existe entre el valor calculado con la caracterización termodinámica del ciclo Rankine contra el rendimiento de Carnot y el de C-A, es evidente que el modelo de C-A modela de manera más real el límite teórico máximo que podríamos alcanzar con un ciclo de potencia alimentado por un sistema termosolar. Lo anterior se explica al analizar con detalle las gráficas mostradas en la Fig. 5, donde se aprecia la diferencia de temperaturas que existe entre la fuente y el agua durante el calentamiento, que corresponden al proceso 1 – 2 de las Figs. 6 (a) y (b).

Es esa diferencia de temperaturas lo que hacen que exista una irreversibilidad entre el foco de alta temperatura y el fluido de trabajo, dando como resultado que el rendimiento de los ciclos Rankine se alejen demasiado del teórico máximo de Carnot; sin embargo, al haber optimizado las presiones de extracción para minimizar la generación de entropía, se han disminuido las irreversibilidades internas en el ciclo, lo que hace que el rendimiento de los ciclos se aproximen demasiado al máximo de C-A.

CONCLUSIONES

El análisis de T-ER permite analizar de manera más realista el límite teórico máximo que un motor real puede llegar a alcanzar, sin necesidad de introducir conceptos nuevos a la termodinámica clásica. Esto se basa en el funcionamiento del motor a su potencia máxima, y se muestra que el rendimiento térmico es significativamente menor que la de un ciclo de Carnot entre los mismos límites de temperatura.

En el presente estudio, se ha abordado el análisis de dos ciclos Rankine, alimentados por un campo de reflectores Fresnel en generación de vapor. Para las condiciones de operación del ciclo Rankine con dos extracciones de vapor y un rendimiento térmico de 0.31, un motor completamente reversible (motor de Carnot) presentaría un rendimiento de 0.565, mientras que se esperarían un rendimiento de 0.38 para un motor endorreversible (Curzon y Ahlborn). De manera similar, el ciclo Rankine con tres extracciones de vapor tiene un rendimiento térmico de 0.315; 0.563 para un motor reversible y 0.339 para un endorreversible.

Dado que los ciclos Rankine analizados presentan dos y tres extracciones de vapor, los estados termodinámicos se determinaron bajo la premisa de minimizar la generación de entropía, y así poder operar en las mejores condiciones posibles. El haber optimizado las presiones de extracción, dio como resultado que el rendimiento térmico estimado de los ciclos Rankine se aproxima demasiado a los límites propuestos por Curzon y Ahlborn, por lo que estarían operando casi en el límite de la termodinámica endorreversible.

## REFERENCIAS

- Adibhatla, S., & Kaushik, S. C. (2017). Energy, exergy and economic (3E) analysis of integrated solar direct steam generation combined cycle power plant. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 20, 88–97. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2017.01.002>
- Bădescu, V. (2000). Thermodynamics of Solar Energy Conversion into Work. In S. Sieniutycz & A. De Vos (Eds.), *Thermodynamics of Energy Conversion and Transport* (pp. 14–48). Springer New York. [https://doi.org/10.1007/978-1-4612-1286-7\\_2](https://doi.org/10.1007/978-1-4612-1286-7_2)
- Bejan, A. (1993). *Heat transfer*. John Wiley & Sons, Inc.
- Bejan, A. (1995). *Entropy Generation Minimization: The Method of Thermodynamic Optimization of Finite-Size Systems and Finite-Time Processes*. Taylor & Francis. <https://books.google.com.mx/books?id=pP6cZkun4VoC>
- Bejan, Adrian. (2016). Advanced Engineering Thermodynamics. In *John Wiley & Sons* (1st ed.). Wiley.
- Bergman, T. L., Lavine, A. S., Incropera, F. P., & Dewitt, D. P. (2011). *Fundamentals of Heat and Mass Transfer* (7th ed.). John Wiley & Sons, Inc.
- Bernhard, R., Laabs, H.-J., de LaLaing, J., & Eickhoff, M. (2014). Linear Fresnel Collector Demonstration on the PSA, Part I – Design, Construction and Quality Control. *SolarPaces, MARCH*, 1–10.
- Carnot, S. (1824). *Réflexions sur la puissance motrice du feu*.
- Cervantes-de Gortari, J., Vidal-Santo, A., Méndez-Lavielle, F., & Bautista-Godínez, O. (2002). Conceptos modernos de optimización termodinámica en centrales termoeléctricas mexicanas. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, 3(1), 1–7. <https://doi.org/10.22201/fi.25940732e.2002.03n1.001>
- Curzon, F. L., & Ahlborn, B. (1975). Efficiency of a Carnot engine at maximum power output. *American Journal of Physics*, 43(1), 22–24. <https://doi.org/10.1119/1.10023>
- De Vos, A. (1992). *Endoreversible Thermodynamics of Solar Energy Conversion*. Oxford University Press on Demand.
- El-Din, M. M. S. (1999). Thermodynamic optimisation of irreversible solar heatengines. *Renewable Energy*, 17(2), 183–190. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(98\)00113-X](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(98)00113-X)
- González-Mora, & Durán García. (2020). Methodology for an Opto-Geometric Optimization of a Linear Fresnel Reflector for Direct Steam Generation. *Energies*, 13(2), 355. <https://doi.org/10.3390/en13020355>
- González-Mora, E. (2019). *Análisis 2E de diferentes configuraciones de plantas solares de generación directa de vapor empleando reflectores Fresnel*. Universidad Autónoma del Estado de México.
- González-Mora, E., & Durán-García, M. D. (2019). Energy and Exergy (2E) Analysis of an Optimized Linear Fresnel Reflector for a Conceptual Direct Steam Generation Power Plant. *ISES Solar World Conference 2019 and the IEA SHC Solar Heating and Cooling Conference for Buildings and Industry 2019, 2013*.
- Kaushik, S. C., Tyagi, S. K., & Kumar, P. (2017). *Finite Time Thermodynamics of Power and Refrigeration Cycles*. Springer International Publishing.
- Nellis, G., & Klein, S. (2009). *Heat Transfer*. Cambridge University Press.
- Novikov, I. I. (1958). The efficiency of atomic power stations (a review). *Journal of Nuclear Energy (1954)*, 7(1–2), 125–128. [https://doi.org/10.1016/0891-3919\(58\)90244-4](https://doi.org/10.1016/0891-3919(58)90244-4)
- Sahin, A. Z. (2001). Finite-time thermodynamic analysis of a solar driven heat engine. *Exergy, An International Journal*, 1(2), 122–126. [https://doi.org/10.1016/S1164-0235\(01\)00018-8](https://doi.org/10.1016/S1164-0235(01)00018-8)
- Tabatabaian, M., Post, S., & Rajput, R. K. (2017). *Advanced Thermodynamics*. Mercury Learning & Information.

Zheng, H., Yu, X., Su, Y., Riffat, S., & Xiong, J. (2015). Thermodynamic analysis of an idealised solar tower thermal power plant. *Applied Thermal Engineering*, 81, 271–278.  
<https://doi.org/10.1016/J.APPLTHERMALENG.2015.02.005>

## ESTUDIO DEL POTENCIAL DE CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN SOLAR TÉRMICA EN EDIFICIOS CON TECNOLOGÍAS DE BAJO COSTE

Rullan, Pere F., Martínez-Moll, Víctor, Moià-Pol, Andreu\*

\* Àrea de Ingenieria Mecánica, Grupo Investigación de Ingenieria Energética.  
Departamento de Ingenieria Industrial y Construcción, Universitat de les Illes Balears  
Cra Valldemossa km 7,5. 07122 Palma de Mallorca. Illes Balears. España  
e-mail: [andreu.moia@uib.es](mailto:andreu.moia@uib.es) web: <http://www.uib.es>

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2015>

### RESUMEN/RESUMO

El frío solar tuvo un gran protagonismo en la primera década del 2000, con numerosos estudios y proyectos, pero el alto coste de los sistemas solares y de las máquinas de absorción/adsorción de pequeño tamaño, hicieron que dicha tecnología no fuera viable para pequeña escala. La crisis económica del 2008 y la reducción de costes de la energía fotovoltaica acabaron casi con las nuevas instalaciones en nuestro país y también con algunos fabricantes. La tecnología avanza en todos los ámbitos, por lo que en este artículo se presenta un estudio con nuevos sistemas que ofrecen resultados con unos costes competitivos que puede hacer resurgir dicha tecnología para aplicaciones en los nuevos edificios de cero emisiones. Los últimos años han aparecido algunos modelos de concentrador solar: son escalables por unidades, de manera que se pueden instalar fácilmente, consiguiendo costes de generación inferiores a 30€/MWh (Anson y Rullan 2018), competitivos con cualquier sistema fósil y con captadores convencionales de baja temperatura.

Si a este un sistema solar le añadimos una máquina de absorción o adsorción reversible de bajo coste, se puede llegar a producir calor con rendimientos similares a los sistemas tradicionales de expansión directa con condensación por aire con electricidad. Aunque los sistemas fotovoltaicos combinados con expansión directa tienen una mayor aceptación y penetración en el mercado por su simplicidad, hay varias ventajas inherentes de este sistema alternativo. El almacenamiento, un elemento indispensable en sistemas 100% renovables, tienen costes considerablemente inferiores a sistemas con baterías electroquímicas y puede llegar a marcar la diferencia. La acumulación térmica aún es mucho más económica que la eléctrica (Moià-Pol et al 2017). Se presenta la viabilidad técnica y económica de un nuevo sistema de concentración combinada una máquina de absorción.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** Adsorción, Absorción, Concentración, Energía Solar Térmica, Almacenamiento

### ABSTRACT

Solar cooling had a great interest in the first decade of 2000, with several studies and projects, but the high cost of such solar systems and their absorption machines made it impossible for small projects to be economically sustainable. The 2008 crisis and the cost reductions in photovoltaic modules stopped nearly all projects and companies. The technology is advancing in all fields. Thus, this article presents an study with new systems that offer results with competitive costs that could put again in the market for zero emission buildings. Last years, several solar concentration units have appeared on the market: they are scalable, easy to install and they achieve Leverage Cost of Energy lower than 30€/MWh (Anson & Rullan 2018), competitive against any fossil fuel and conventional solar collectors.

If an absorption/adsorption chiller is coupled to this low cost solar system, we can produce cooling and heating with efficiencies similar to traditional air-cooled direct expansion using electricity. Even if photovoltaic systems combined with direct expansion have a higher acceptance on the market, there are several inherent advantages to these alternative systems. The energy storage, a crucial element for a 100% renewable system, has typically lower costs compared to electrochemical batteries and can make a difference at the end. Thermal storage is still cheaper than electrochemical storage.

**KEYWORDS:** Absorption, Adsorption, Concentration, Solar Thermal Energy Storage

## INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

La demanda de climatización en zonas mediterráneas y en general en el resto de España, tiende a dar más peso a la calefacción que a la refrigeración (aire acondicionado). Si sumamos la contribución de ACS, la combinación calefacción-ACS representa el 60.5% de la demanda. No obstante, el 67% de los hogares mediterráneos dispone de algún sistema de refrigeración, mayoritariamente bomba de calor reversible. En cuanto al uso energético, hasta ahora sólo el 1.1% de la energía se destina a la refrigeración y el 40.9% se destina a la calefacción, aunque estudios recientes prevén un aumento del uso de la refrigeración en Europa (ESTIP) debido al cambio climático, sobre todo en España (Lenz y otros 2017).

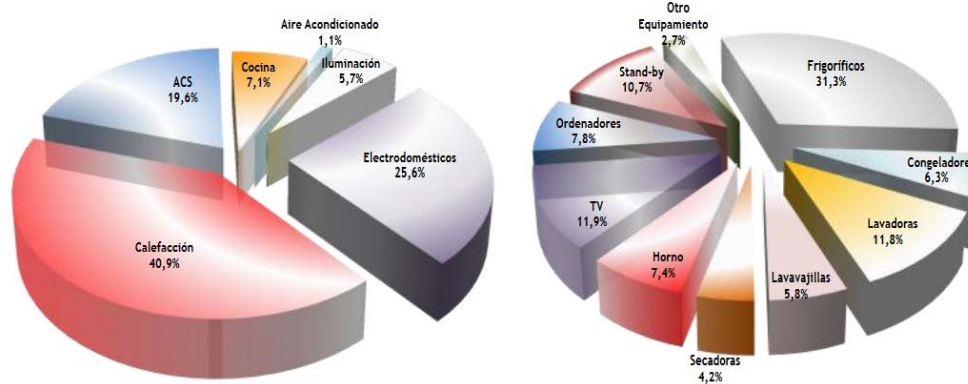


Fig. 1. Consumo de energía en Hogares Mediterráneos

En una instalación de calefacción y refrigeración solar reversible, lo más importante es que la captación sea eficiente todo el año, pero sobre todo en invierno, con unos rendimientos adecuados para que sea viable su instalación. Los sistemas de concentración de bajo coste cumplen con esta premisa, ya que presentan coeficientes de disipación muy inferiores a los sistemas clásicos.

En este artículo se discute la posibilidad de usar máquinas de adsorción o absorción tanto para la generación de frío como calor. Típicamente, son conocidas por tener un COP bajo, de 0.5 a 0.75 para sistemas simples. No obstante, la fuente primaria de energía es calor, la cual goza de un rendimiento superior y es típicamente más barata que la energía eléctrica. Además, utilizar la máquina de adsorción/absorción para calefacción implica que el foco generación se adiciona a la extracción de calor del foco ambiente, por lo que el COP puede ir del 1.5 al 1.75. Esto es debido a que el calor extraído del foco se usa también como calefacción, adicionada al calor usado para usar la máquina. Eso se traduce en un incremento notable de la producción durante el invierno.

El artículo está organizado en los capítulos siguientes: "Generación Solar", la cual aborda la generación de energía primaria necesaria al sistema; "Bomba de calor Térmica", que explica de manera general las características de la conversión de energía solar en energía utilizable para climatización; "Almacenamiento", que discute diferentes métodos sobre cómo almacenar la energía necesaria; "Demanda", la cual incluye la cobertura de producción con la demanda térmica y un resumen técnico-económico. Finalmente, las conclusiones cierran el artículo.

### GENERACIÓN SOLAR

Se ha simulado la producción térmica de las siguientes tecnologías disponibles comercialmente: concentración, tubos de vacío y colectores planos basado en datos de certificación Solar Keymark, datos de radiación horario en las Islas Baleares, una temperatura constante del fluido de trabajo a 95°C (suficiente para proporcionar energía a tanto máquinas de absorción como adsorción). La simulación calcula hora a hora la radiación que incide sobre cada colector y calcula la eficiencia en función de la temperatura ambiente en ese instante. Se realiza la simulación durante 11 años para compensar variabilidades anuales.



Fig. 2. Instalaciones de los tipos de sistemas solares estudiados

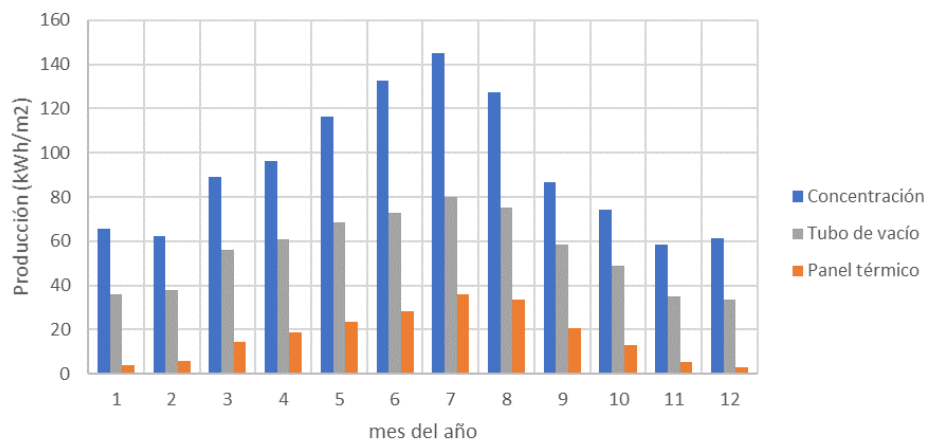


Fig.3. Comparación de 3 sistemas de energía solar térmica en kWh/m<sup>2</sup>.

La producción superficial de los tubos de vacío respecto al sistema de concentración es de alrededor del 55% los meses de invierno. En cambio, el colector plano, solo produce entre un 4 y 10% los meses de invierno. Esto posiciona al sistema de concentración como la solución solar térmica óptima para producir la máxima cantidad de calor a alta temperatura en invierno, para obtener calor a baja temperatura con máquinas de absorción o adsorción.

En comparación a sistemas fotovoltaicos, arios beneficios adicionales son inherentes a los sistemas 100% térmicos: la reciclabilidad de los paneles fotovoltaicos necesita ser probada como rentable y eficiente. En cambio, los sistemas

de concentración están formados en su mayor parte por espejos, acero y aluminio, por lo que la reciclabilidad es de esperar que sea más elevada. Pasa lo mismo para el sistema de almacenamiento, siendo el agua mucho más fácil de reciclar que las células de litio. Además, la energía utilizada para la fabricación de los sistemas fotovoltaicos es 4 veces superior a los sistemas térmicos. Para zonas de generación con presencia de otros elementos que puedan proyectar sombra (antenas de comunicación, chimeneas, barandillas, maquinaria, etc), la fotovoltaica reduce drásticamente su producción, mientras que la energía solar térmica no se ve prácticamente afectada.

Finalmente, los sistemas puramente térmicos, al no usar energía eléctrica, requieren costes de tramitación en España mucho más simplificados en comparación a sistemas fotovoltaicos. A título de ejemplo, se debe realizar un proyecto técnico para potencias superiores a 10kW en sistemas fotovoltaicos, pero no se necesita realizar el mismo proyecto en sistemas térmicos de menos de 70kW. Eso sin mencionar los trámites adicionales de los sistemas eléctricos frente a los térmicos.

### BOMBA DE CALOR TÉRMICA

El segundo elemento importante es la máquina de refrigeración, puede ser de absorción o de adsorción. Las dos tienen un mantenimiento casi nulo y pueden trabajar combinadas con los sistemas de concentración solar, para edificios de consumo estacional. Existen diversas tecnologías para adsorción como Zeolite o Gel de Sílice o una de absorción con Bromuro de Litio o Amoníaco. Lo importante es que sea capaz de funcionar en un amplio rango de temperaturas, para poder proporcionar calor a 30-40°C con temperaturas ambiente lo más bajas posible.

Para ello, nos fijamos como ejemplo en una máquina de adsorción de Zeolite y otra de absorción de Bromuro de Litio comercial, cuyas curvas son dadas por el fabricante. Como en toda bomba de calor, el Coeficiente de Operación (COP) se ve afectado por las diferencias en temperaturas. Para calefacción, la temperatura a elegir corresponde al rango de "Recooling temperature". Para refrigeración, "Chilled Water Temperature". En cuanto a la temperatura de suministro de la máquina proveniente de la generación por concentradores solares, se puede alcanzar cualquier punto de funcionamiento del rango indicado.

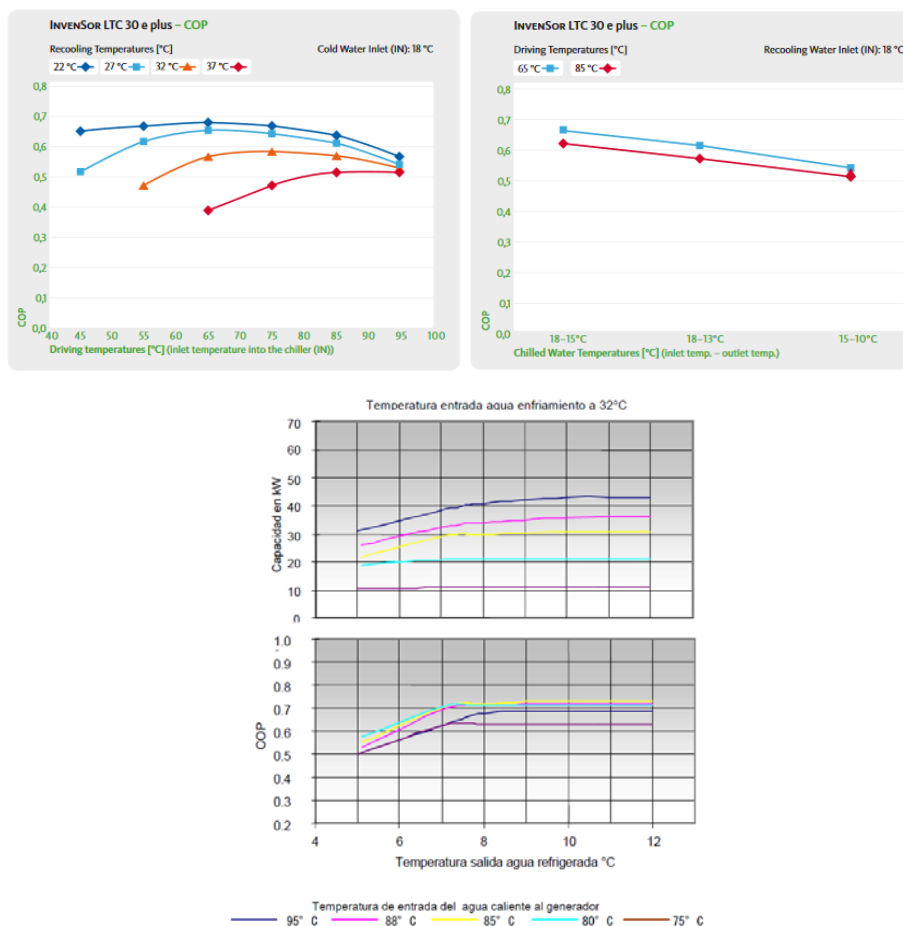


Fig. 4. Comparativa del COP de sistemas de Adsorción y Absorción. Fabricantes Invensor y Yazaki



El principal problema lo encontramos tanto en el foco frío como el caliente. Es necesario que la máquina pueda evacuar calor en verano, y recoger calor en invierno, por lo que los extremos de temperatura de la localización determinan las condiciones extremas de funcionamiento. En Baleares, la distribución horaria de temperaturas indica que para garantizar un funcionamiento del 95% del tiempo, la máquina debe poder funcionar con una temperatura ambiente de 6.3°C y 31.6°C. Aplicando un delta térmico de 5°C, la máquina debe poder funcionar con sus entradas/salidas a 1.3°C y 36.6°C.

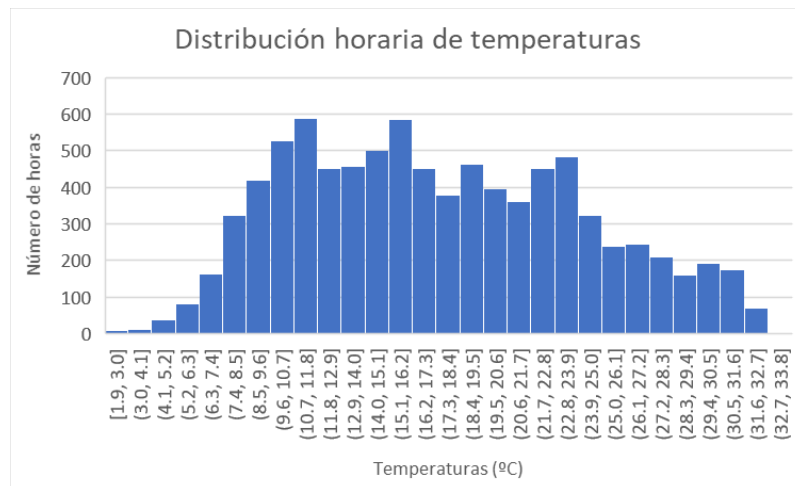


Fig. 5. Distribución anual de temperaturas en Islas Baleares

La única tecnología capaz de poder funcionar a la temperatura es la absorción con Amoníaco, cuyo uso puede presentar discrepancias debido a la toxicidad del amoníaco si se libera de la máquina. No obstante, para el resto de las tecnologías, se debe recurrir a otras alternativas:

- Sistemas de disipación geotérmico o hidrotérmicos: se usa la inercia de la tierra o una gran fuente de agua (como, por ejemplo, una cisterna o una piscina) para evacuar o recuperar calor, con temperaturas más constantes. La potencia a disipar en modo calefacción es bastante baja en comparación al calor que se está produciendo, del orden del 40%.
- Sistemas aerotérmicos funcionando en las horas más templadas del día: Si se dispone de almacenamiento térmico del foco caliente, se pueden apurar 6 grados de diferencia entre día y noche, por lo que los extremos se vuelven 12°C y 26°C ambiente (7°C y 31°C en la máquina) y climatizar las viviendas durante las horas menos extremas. Para ello es necesario un cierto nivel de aislamiento en el edificio vivienda, para conservar el calor que no podrá ser generado durante las horas de más demanda.
- Combinación de las dos anteriores: se dispone de un sistema de evacuación aero y otro geotérmico, lo que permite reducir el coste y/o los requerimientos de este último aún más. Esta solución parece ser la más versátil y permite aumentar la redundancia operativa.

El COP térmico en los extremos de temperaturas de funcionamiento es alrededor de 1.5 en modo calor y 0.6 en modo frío para la absorción, y 1.4 y 0.5 para la adsorción, la ratio de eficiencias está entre 240% y 280%. Es decir, 240% de producción de calor adicional respecto a frío por la misma cantidad de energía solar térmica. Esto compensa la diferencia en producción entre invierno y verano vista anteriormente, y garantiza una producción constante todo el año, lo que permite un dimensionamiento más ajustado tanto de la bomba de calor como del campo solar y poder cubrir las demandas de calefacción, siempre discutidas en los sistemas solares.

Para sistemas mediterráneos, sobre todo en vivienda unifamiliar, por razones de salubridad, ha caído en desuso la cisterna de recogida de aguas pluviales. Una gran parte de las viviendas unifamiliares de las Islas Baleares dispone de estos tanques de almacenamiento inutilizados, por lo que usarlos como foco ambiente de la bomba de calor puede ser un gran ahorro en inversión y revaloriza un bien patrimonial que cada vez queda más en desuso.

Finalmente, estas máquinas presentan mejor sintonía con las directivas europeas sobre gases con alto niveles de efecto invernadero, ya que no poseen ningún gas refrigerante dañino o que cause efecto invernadero para el planeta, a diferencia de la mayoría de sistema de refrigeración convencional. Al no usar fluido alguno, no hay costes operativos de recarga, ya que, en caso de pérdida de presión, no hay fuga de material debido a que trabajan por debajo de la presión atmosférica.

## ALMACENAMIENTO

Uno de los elementos clave para asegurar el suministro de energía durante los días que no hay producción es el almacenamiento energético. En sistemas con bomba de calor por compresión, simplemente se puede usar la red eléctrica si esta está disponible, pero incrementando los costes de operación, teniendo que afrontar un coste variable (energía consumida) y un coste fijo (potencia contratada), o almacenar la producción. Se ha elegido tener en cuenta el almacenamiento en el estudio, ya que, si no, la red tiene que encargarse de transmitir o almacenar esa energía. En una sociedad donde el transporte está cada vez más electrificado, resulta beneficioso tener sistemas de almacenamiento económicos desacoplados de la red eléctrica.

El sistema más rentable por excelencia para almacenar energía térmica es el agua, mucho más abundante, ecológica y reciclable que las baterías de litio o de plomo. La densidad energética es más baja, pero sistemas donde el almacenamiento se encuentra debajo de una parte del campo generación pueden ser propuestos, teniendo un impacto nulo sobre el espacio utilizado. Otra opción es instalar una caldera de gas, que se usa relativamente poco, por lo que los costes fijos de la comercializadora son bastante bajos. Ambos sistemas se benefician de un COP de 1.4-1.6, por lo que son mucho más eficientes que sistemas actuales. Si el sistema de almacenamiento está suficientemente dimensionado, el uso de la red o combustible debería ser bastante anecdótico durante el año, por lo que el impacto del sobre coste debería ser bajo.

La siguiente tabla compara a título orientativo el almacenamiento energético del sistema eléctrico con el térmico.

Tabla 1. Comparativa de tipos de almacenamientos

	<b>Sistema con baterías de litio</b>	<b>Tanque de almacenamiento térmico a alta temperatura</b>	<b>Tanque de almacenamiento en salida de bomba de calor</b>
Principal elemento de almacenaje	Células de iones de litio	Agua desmineralizada de 35°C a 95°C	Agua desmineralizada de 55°C a 35°C
Principal elemento de conversión de energía	Inversor/cargador	Intercambiador de placas o serpentín interno	Intercambiador de placas o serpentín interno
Inversión en energía primaria	230-300€/kWh	10-14€/kWh	35-55€/kWh
COP de la conversión	3.1	1.2	1
Inversión energía de climatización	64-83€/kWh	8-12€/kWh	35-55€/kWh
Inversión en potencia	220-280€/kW	4-8€/kW	4-8€/kW
Potencia de climatización disponible asociado al almacenamiento	61-78€/kW	5-10€/kW	4-8€/kW
Número de ciclos	1000-3000 ciclos	Virtualmente infinito	Virtualmente infinito
Densidad energética	130-150 kWh/m <sup>3</sup>	40-65 kWh/m <sup>3</sup>	15-18 kWh/ m <sup>3</sup>
Reciclabilidad	Media	Elevada	Elevada

El rango de temperaturas útil del depósito de inercia usado en el sistema de concentración es muy amplio, ya que desde 95°C hasta 75°C, el calor se usa en la máquina de absorción con un COP de 1.5-1.7. Seguidamente, el calor sigue siendo útil hasta los 35°C, con un COP de '1', usando directamente el calor hacia los suministros. Esto confiere a la unidad de almacenamiento un COP de 1.2. Evidentemente, eso no puede hacerse en el caso de refrigeración.

En cambio, el COP del sistema de litio y bomba de calor es de 2.5-3.1, conversión directa de la energía almacenada en calor o frío. Como el sistema se dimensiona para el caso de calefacción, el COP de 3.1 se escoge como referencia.

En caso de usar una inercia a la salida de la bomba de calor, en el rango de 55 a 35°C, el almacenamiento se realiza de manera sensiblemente más económica, pero con una densidad bastante más baja. Evidentemente, eso tiene un efecto sobre el COP de la bomba de calor, que puede pasar de 3.1 a 2.5.

DEMANDA

La adecuación del sistema y la demanda de calor y frío depende drásticamente en la localización escogida. Para este estudio, se ha escogido las Islas Baleares, la cual se considera bastante templada, con temperaturas extremas menos acentuadas que otras localidades.

Calculando los grados · día para calefacción y refrigeración (Heating/Cooling Degree Days (HDD/CDD)), se obtiene un valor indicativo de la demanda esperada. Estos valores tienen que correlacionarse con la demanda real en energía. Esto permite ver que la demanda en verano está concentrada en los meses de Julio y Agosto, pero esta desciende los meses de Junio y Septiembre, por lo que se necesita refrigerar entre 2 y poco más de 3 meses al año. En cambio, la calefacción es necesaria casi 5 meses del año. Dado que el calor producido en invierno es mucho menor, todo esto decanta la balanza hacia sistemas donde es más eficiente producir calor que frío.

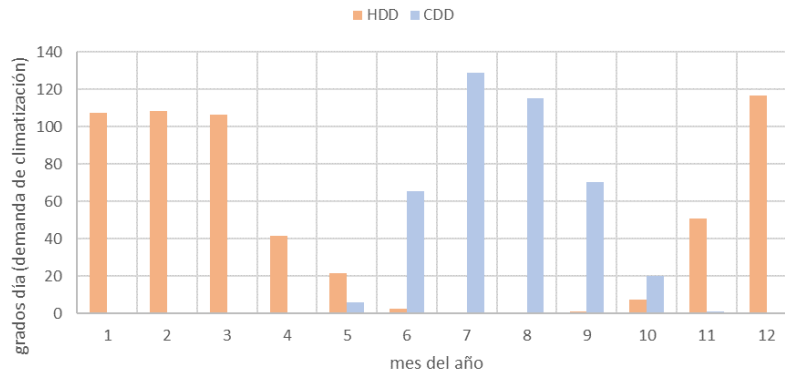


Fig. 6. Sensación térmica en Baleares según Grados Día.

En cuanto a la producción, la siguiente figura combina la producción solar con el COP de la máquina. Como se puede ver con las eficiencias estimadas, la producción de climatización del sistema es superior en invierno que en verano. Esto va en el buen sentido ya que la demanda de agua caliente sanitaria (ACS) se incrementa también en invierno, por lo que tener excedentes de producción en invierno es muy beneficioso.

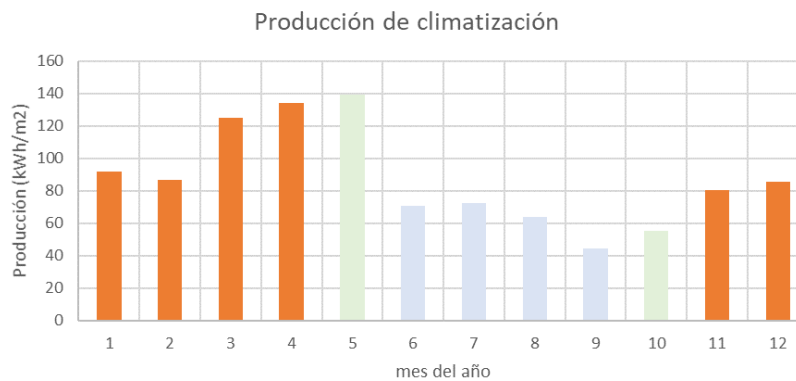


Fig.7. Producción de climatización combinada con una máquina de absorción o adsorción (azul refrigeración, naranja Calefacción, verde mixto con baja demanda) en kWh/m².

Partiendo de la disparidad en demanda energética entre calefacción y refrigeración, el punto a dimensionar viene dado por la producción en Diciembre, tanto para el sistema fotovoltaico como para el térmico.

Con todo esto, se puede calcular un COP ponderado en función de la demanda usando la siguiente ecuación:

$$COP_{medio} = \frac{1}{DD_{tot}} \sum_{mes=1}^{12} DD_{mes} \cdot COP_{mes}$$

Donde,

$$COP_{mes} = \frac{COP_{refrig} \cdot CDD_{mes} + COP_{calent} \cdot HDD_{mes}}{CDD_{mes} + HDD_{mes}}$$

$$DD_{mes} = CDD_{mes} + HDD_{mes}$$

$$DD_{tot} = \sum_{mes=1}^{12} DD_{mes}$$

Aunque simplista, este cálculo permite obtener un COP medio ponderado en función de la demanda.

Tabla 2. COP por meses y por demanda.

Mes	COP mensual	Demanda en Grados Día (DGDmes)
1	1.4	107.30
2	1.4	108.60
3	1.4	106.70
4	1.4	41.90
5	1.2	27.70
6	0.5	67.90
7	0.5	128.90
8	0.5	115.10
9	0.5	71.20
10	0.7	27.50
11	1.4	52.20
12	1.4	116.90
<b>Total</b>	<b>1.02</b>	<b>971.90</b>

En este estudio, el COP medio ponderado es igual a 1,02. Es decir, que el bajo COP en verano combinado con la alta demanda puntualizada en Julio y Agosto, se ven compensados por el alto COP en invierno y la demanda más estable durante más meses, en Diciembre, Enero, Febrero y Marzo, siendo el resultado equivalente a tener una conversión de 1 a 1 en la producción pero virtualmente contar con un almacenamiento estacional, debido al desfase de eficiencias entre verano y invierno.

A simple vista, puede parecer que tener un COP medio ponderado de 1,02 es bajo, en comparación a sistemas por bomba de calor que pueden ir desde 2 a 4. Por ello, cabe tener en cuenta la cadena completa de eficiencias. Si tuviéramos que generar el calor/frío con bomba de calor y energía solar fotovoltaica, la eficiencia global del proceso corresponde al rendimiento de generación (a modo indicativo, 17% entre eficiencia del panel, inversor y transporte), y la eficiencia de la bomba de calor a 3.6 como valor considerado alto. La eficiencia global del sistema fotovoltaico es de 61%.

El sistema de concentración posee un rendimiento de 74.5%, incluyendo las pérdidas térmicas. Corregido con el COP de 1.4, el rendimiento se vuelve 112% en calefacción, o una media de 76.0% en modo combinado. Como se puede ver, el rendimiento global de conversión puede llegar a ser bastante superior a sistemas clásicos de bomba de calor combinados con fotovoltaica.

La siguiente figura ilustra el consumo energético en viviendas mediterráneas para bloques de vivienda y para vivienda unifamiliar. Estos datos se usarán para realizar la comparativa entre ambos sistemas.

Consumo Energético Unitario de la Zona Mediterránea por tipos de Vivienda

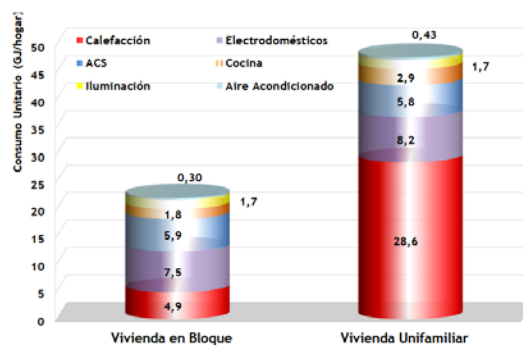


Fig 8. Consumo unitario entre una vivienda en Bloque o aislada en GJ.

Con la demanda cruzada con los grados día antes calculados, se puede estimar la demanda mes a mes y dimensionar el sistema para proporcionar calefacción, tanto para bloques de vivienda como viviendas unifamiliares. Las características principales se pueden ver en la tabla siguiente.

Tabla 3. Resumen comparativo de ambos sistemas tanto en boques de vivienda como en viviendas unifamiliares

	Vivienda unifamiliar		Bloques de vivienda	
	CSP+abs	PV+BC	CSP+abs	PV+BC
Superficie de captación (m <sup>2</sup> )	18.3	35.1	3.1	5.0
Potencia pico instalada (kW)	12.83	7.32	2.20	1.05
Superficie ocupada del parque de generación (m <sup>2</sup> /vivienda)	40.6	78.0	7.0	11.2
Producción de energía primaria media diciembre (kWh/día)	36.1	20.8	6.2	3.0
Producción media de calefacción en Diciembre (kWh/día)	54.1	54.1	9.3	9.3
Producción media Julio (kWh/día)	85.5	38.6	14.7	5.5
Capacidad de producción media de refrigeración en Julio (kWh/día)	51.3	96.5	8.8	13.9
Potencia nominal individual de calefacción (kW/vivienda) escogida como la demanda máxima diaria volcada durante 4 horas	14.0	14.0	2.4	2.4
Potencia de refrigeración (kW/vivienda)	5.6	14.0	1.0	2.4
Días de autonomía	1.0	1.0	1.0	1.0
Sistema de almacenamiento	Térmico alta temperatura	Térmico baja temperatura	Térmico alta temperatura	Litio
Energía de calefacción almacenada (kWh/vivienda)	54.1	54.1	9.3	9.3
Coste medio del sistema de generación (€/vivienda)	9509	10114	1441	1292
Coste medio de la bomba de calor (€/vivienda)	7788	14531	1186	1915
Coste medio del sistema geotérmico (€/vivienda)	2596	N/A	741	N/A
Coste medio del almacenamiento (€/vivienda)	1073	4175	153	1493
Coste (€/vivienda)	20966	28820	3522	4700
Excedentes de climatización (kWh/vivienda/año)	11642	13656	1003	0
Coste energético sobre demanda climatización (€/kWh) (horizonte temporal 15 años)	0.173	0.238	0.163	0.217
Coste energético incluidos excedentes hacia ACS y electrodomesticos (€/kWh)	0.147	0.176	0.089	0.112
Coste energético incluido todos los excedentes (€/kWh)	0.066	0.078	0.064	0.112
Coste energético sin almacenamiento (caso apoyo a sistema existente) (€/kWh)	0.063	0.067	0.061	0.076

Con todo esto, se puede calcular la superficie de generación necesaria por vivienda de un bloque, que corresponden a 3.1 m<sup>2</sup> de superficie de captación de concentración o 6.0 m<sup>2</sup> de panel fotovoltaico. El distanciamiento necesario entre colectores implica que no todo el espacio puede usarse. Se asumen factores de utilización de 45% para ambos, correspondientes a cubiertas transitables o suelo. Cabe destacar que el sombreado aplicado a paneles fotovoltaicos es muy perjudicial, ya que una pequeña sombra puede entorpecer la operación del panel y todo el String. En cambio, el sombreado en sistemas térmicos afecta de manera prácticamente lineal a la producción.

Para un bloque de viviendas típico de 10 apartamentos, el parque de generación corresponde a una superficie ocupada de 70m<sup>2</sup> y 134m<sup>2</sup> en la azotea, respectivamente para la concentración y la fotovoltaica, suficiente para abastecer en

calefacción todo el edificio en Diciembre. Un sobredimensionamiento sería necesario para asegurar el abastecimiento y almacenamiento necesarios.

Resalta el hecho de que el uso superficial del parque de generación del sistema de concentración es hasta un 50% más bajo que el sistema fotovoltaico, algo muy importante sobre todo en bloques de vivienda, donde el espacio útil en la azotea es limitado. Además, el coste energético a 15 años es más económico en el sistema de concentración, pudiendo llegar a ser hasta un 20% más económico en vivienda unifamiliar. El sistema de concentración presenta más excedentes. Estos excedentes pueden usarse para incrementar el confort térmico, o pueden ser volcados a una piscina. En este último, la piscina puede servir como foco térmico, alargando la temporada de uso de esta, y ahorrándose los costes de los captadores geotérmicos.

Las tablas siguientes ilustra la producción y excedentes mes a mes de ambos sistemas. En ellas se puede observar cómo los excedentes se incluyen en el balance, tanto para ACS en el caso térmico, como el uso de ACS y electrodomésticos en el sistema fotovoltaico.

Tabla 4. Demanda por meses y producción de climatización de los 2 sistemas en vivienda unifamiliar

Mes	Tipo de climatización predominante	Demanda de climatización (kWh/mes)	Sistema de concentración combinado con absorción		Sistema fotovoltaico combinado con bomba de calor	
			Sobrantes de energía final usada para ACS en concentración (kWh/mes)	Energía sobrante usada para climatización adicional (kWh/mes)	Energía final usada para ACS y electrodomésticos (kWh/mes)	Energía sobrante usada para climatización adicional (kWh/mes)
1	calefacción	1539.0	134.3	61	205.5	0
2	calefacción	1557.6	96.7	0	234.3	0
3	calefacción	1530.4	134.3	715	363.4	318
4	calefacción	599.5	134.3	1837	363.4	1405
5	calefacción	308.4	134.3	2676	363.4	1973
6	refrigeración	19.5	134.3	1355	363.4	2174
7	refrigeración	39.0	134.3	1471	363.4	2296
8	refrigeración	33.9	134.3	1283	363.4	2135
9	refrigeración	21.0	134.3	852	363.4	1635
10	refrigeración	6.0	134.3	729	363.4	1436
11	calefacción	732.9	134.3	665	363.4	284
12	calefacción	1676.7	0.0	0	0.0	0
Total (GJ)		29.0	29.0	5.2	41.9	13.4
Demanda global (GJ)		29.0	29.0	5.8	N/A	15.7

Tabla 5. Demanda por meses y producción de climatización de los 2 sistemas en bloques de vivienda

Mes	Tipo de climatización predominante	Demanda de climatización (kWh/mes)	Sistema de concentración combinado con absorción		Sistema fotovoltaico combinado con bomba de calor	
			Sobrantes de energía final usada para ACS en concentración (kWh/mes)	Energía sobrante usada para climatización adicional (kWh/mes)	Energía final usada para ACS y electrodomésticos (kWh/mes)	Energía sobrante usada para climatización adicional (kWh/mes)
1	calefacción	263.7	30.0	0	44.9	0
2	calefacción	266.9	16.6	0	57.2	0
3	calefacción	262.2	104.7	0	164.9	0
4	calefacción	102.7	136.6	144	240.1	0
5	calefacción	52.8	136.6	288	277.4	0
6	refrigeración	13.6	136.6	154	292.3	0
7	refrigeración	27.2	136.6	163	296.6	0
8	refrigeración	23.7	136.6	134	286.6	0
9	refrigeración	14.7	136.6	67	255.0	0
10	refrigeración	4.2	136.6	54	244.6	0
11	calefacción	125.6	98.9	0	159.4	0
12	calefacción	287.3	0.0	0	0.0	0
Total (GJ)		5.2	5.2	4.3	3.6	8.3
Demanda global (GJ)		5.2	5.2	5.9	N/A	15.1

## CONCLUSIONES

Se ha analizado la viabilidad de un sistema de climatización combinado con concentración solar en el sector residencial en zona climática mediterránea, tanto para viviendas unifamiliares como bloques de vivienda. Se han analizado los diferentes elementos del sistema, incluyendo la demanda y el almacenaje, y se ha comparado a sistemas existentes de bomba de calor con fotovoltaica. Se han abordado tanto las ventajas técnicas, económicas y ambientales, como la utilización del espacio útil.

Aunque las máquinas de absorción son popularmente conocidas como ineficientes, la eficiencia global del sistema es superior a sistemas fotovoltaicos con bombas de calor, pudiendo superar el 100% para el caso de calefacción. Eso repercute en un uso menor del espacio útil. Se observa que, tanto los costes de inversión como el coste energético a 15 años, son inferiores a sistemas fotovoltaicos con bomba de calor y baterías de litio. El espacio necesario para el parque de generación es hasta un 40% inferior si se instala sobre cubierta plana o suelo.

Se han comentado diversas ventajas inherentes de este sistema. Entre ellas, las más importantes son la alta reciclabilidad de todos los elementos del sistema, la ausencia de gases con alto GWP. Además, usar alternativas a sistemas aerotérmicos permite dar un uso a las típicas cisternas, muy propias del archipiélago Balear, despejando fachadas y anulando ruidos de los ventiladores de evacuación propios de las bombas de calor.

El know-how nacional y europeo en cuanto a la tecnología y fabricación de la solar de concentración implica un mayor autoabastecimiento de las tecnologías asociadas a la transición energética. Finalmente, estos sistemas implican menores emisiones en transporte, incluyen sistemas reciclables y implican a los consumidores a almacenar su propia energía de manera económica, disminuyendo el uso de la red eléctrica, la cual va a requerir capacidad para electrificar el parque de transporte.

## AGRADECIMENTOS/AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos a Thermal Cooling Technology y SmartUIB

## REFERÊNCIAS/REFERENCIAS

Solar Thermal Vision 2030 Vision of the usage and status of solar thermal energy technology in Europe and the corresponding research topics to make the vision reality. European Solar Thermal Technology Platform (ESTTP)

Balaras C.A. et al. Solar air conditioning in Europe-an overview. Renewable and sustainable energy reviews. 11 (2007) 299-314.

Qu, M., Yin, H., Archer, D.H., 2009. A solar thermal cooling and heating system for a building: Experimental and model based performance analysis and design. Solar Energy 84 (2010) 166-182.

Andreu Moià Pol, Víctor Martínez Moll, Ramon Pujol Nadal and Rashid Nazmitdinov. Study Case of Solar Thermal and Photovoltaic Heat Pump System for Different Weather Conditions. Proceedings of the Eurosun 2014

Christian Wintelera, Ralf Dotta, Thomas Afjeia, Bernd Hafnerb. Seasonal Performance of a Combined Solar, Heat Pump and latent heat storage. SHC 2013.

M.C. Rodríguez-Hidalgo, et al. Domestic hot water consumption vs. solar thermal energy storage: The optimum size of the storage tank. Applied Energy 97 (2012) 897-906.

Polysun. <http://velasolaris.com>

Código Técnico de la Edificación. <http://www.codigotecnico.org/>

Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (R.I.T.E. 2013). [www.minetad.gob.es](http://www.minetad.gob.es)

Cost-effective Concentrated Solar System for High-temperature & High efficiency Thermal Energy Production Rafael Anson. International Conference on Solar Technologies & Hybrid Mini Grids to improve energy access. Palma 2018. Spain.

Andreu Moià Pol, Víctor Martínez Moll, Ramon Pujol Nadal Vincent Canals, Rashid Nazmitdinov, Artem Morzhukhin. Study of Photovoltaics and Solar Thermal for Nearly Zero Energy Mediterranean Villas. Abu Dhabi, United Arab Emirates. Proceedings of SWC-SHC 2017.

Smart Grid and PV driven Heat Pump as Thermal Battery in Small Buildings for optimized Electricity Consumption. Alexander Thür, Toni Calabrese and Wolfgang Streicher. Palma de Mallorca, Spain. Proceedings of Eurosun 2016.

Assessing the 2022 requirement to avoid highly global warming Hydrofluorocarbons in some commercial refrigeration systems. Report From The Commission of 4.8.2017

Leonie Wenz, Anders Levermann y Maximilian Auffhammer, North-south polarization of European electricity consumption under future warming. PNAS Sept. 19, 2017 114 (38) E7910-E7918; <https://doi.org/10.1073/pnas.1704339114>

Regulation (EU) No 517/2014 of the European Parliament and of the Council of 16 April 2014 on fluorinated greenhouse gases and repealing Regulation (EC) No 842/2006 Text with EEA relevance

Gracia Amillo, A.M.; Huld, T. Performance comparison of different models for the estimation of global irradiance on inclined surfaces. Validation of the model implemented in PVGIS. JRC Technical Report EUR 26075 EN, JRC81902, ISBN 978-92-79-32507-6, ISSN 1831-9424, doi:10.2790/91554 2013.

Huld T. and Gracia Amillo A. M. Estimating PV Module Performance over Large Geographical Regions: The Role of Irradiance, Air Temperature, Wind Speed and Solar Spectrum. Energies. 2015 8, 5159-5181.

ESIF-European Solar Industry Federation (1999), SolarKeymark – Implementing the EN Standards and Establishing the CEN/CENELEC Keymark for Solar Thermal Products. Proposal for an ALTENER action. Proposal no. AL/2000/1444.



Análisis del consumo energético del sector residencial en España; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE); PROYECTO SECH-SPAHOUSEC, 16 de julio de 2011

Prestaciones medias estacionales de las bombas de calor para producción de calor en edificios; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE); Madrid. Febrero de 2014

M. Izquierdo, R. Lizarte, J.D. Marcos, G. Gutiérrez. Air conditioning using an air-cooled single effect lithium bromide absorption chiller: results of a trial conducted in Madrid in August 2005. *Applied Thermal Engineering*, Elsevier, 2008, 28 (8-9), pp.1074. 10.1016/j.applthermaleng.2007.06.009. hal-00498956



**MEDIDA DE ALTA IRRADIANCIA EN RECEPTORES DE PLANTAS DE TORRE****Casanova M.\*, Ballestrín J.\*, Monterreal R.\*, Fernández-Reche J.\***

\* Unidad de Sistemas Solares de Concentración, Plataforma Solar de Almería, CIEMAT, Tabernas (Almería), España

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2016>

**RESUMEN**

En este trabajo se expone un nuevo método de medida de alta irradiancia solar en centrales de torre. El método hace uso exclusivamente de un radiómetro y una cámara digital. Antes de realizar los ensayos, se ha efectuado un test de homogeneidad y difusividad a la superficie del receptor. Este test se divide en dos partes, la primera en la que se estudia la homogeneidad de la superficie mediante una imagen, y la segunda en la cual se realiza un estudio de la luminancia en función de diferentes ángulos. Se han presentado los resultados de ensayos realizados con un receptor de reducido tamaño en uno de los hornos solares de la Plataforma Solar de Almería, y la comparación con el método del blanco lambertiano. Los resultados muestran un alto grado de concordancia entre ambos métodos. Por último, se ha efectuado el test de difusividad y se han presentado los resultados para un nuevo prototipo de receptor volumétrico de mayor tamaño, fabricado con copas de carburo de silicio, obteniendo que su superficie se comporta como una superficie lambertiana.

**PALABRAS CLAVE:** Energía Solar, Energía solar de concentración, distribución de irradiancia, blanco lambertiano

**ABSTRACT**

In this work, a new method to measure high solar irradiance in tower plants is presented. The method uses only a radiometer and a digital camera. Before carrying out the tests, a homogeneity and diffusivity test has been carried out on the surface of the receiver. This test is divided in two parts, the first one where the homogeneity of the surface is studied with a picture, and the second one where a study of the luminance is carried out according to different angles. The results of the tests that has been done with a small receiver in one of the solar furnaces of the Plataforma Solar de Almería, and the comparison with the white lambertian method, validate the new method. The results show a high degree of agreement between both methods. Finally, the diffusivity test has been done with a new volumetric receiver prototype, with bigger size, and the results show that the surface of the receiver behaves as a lambertian surface.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Solar concentrated power, irradiance distribution, flux measurement, white lambertian target

## INTRODUCCIÓN

En las centrales solares de torre actuales existe una demanda de sistemas de medida de irradiancia en el receptor. Actualmente se obtiene la distribución de irradiancias a partir de medidas de la temperatura con cámaras de infrarrojo. Este método no es el más preciso, debido a que no se tiene en cuenta el retraso en el tiempo que hay entre la irradiancia y la temperatura, que puede llegar a ser de minutos, dependiendo de diversos factores. Otro de los problemas para los sistemas de medida de irradiancia es la limitación que hay en la modificación de la estructura de la torre, ya que podría causar modificaciones durante su operación, causando algunos problemas. Por lo tanto, es necesario un nuevo método no intrusivo de medida de distribución de irradiancia, que provoque los mínimos cambios en las centrales de torre.

El conocimiento de la potencia incidente sobre el receptor en estas centrales es imprescindible para la obtención de la eficiencia del receptor. Esta eficiencia sirve para caracterizar los receptores, y es utilizada en las evaluaciones de nuevos prototipos de receptores.

En la Plataforma Solar de Almería (PSA) se realizan tests para evaluar dichos prototipos, en los que se usa un sistema de medida de irradiancia de referencia consistente en una barra móvil con un blanco lambertiano, un radiómetro y una cámara digital. Este sistema es un sistema indirecto, ampliamente validado, el cual se basa en la captación de la distribución de irradiancia con una cámara digital. Esta irradiancia es reflejada por un blanco lambertiano móvil, que pasa por delante del receptor. El blanco lambertiano es una superficie difusora, que permite reflejar en todas las direcciones la misma cantidad de radiación. Este hecho permite que la influencia de la posición y el ángulo de la cámara, mientras apunta al blanco, sean despreciables. Una vez se capta con la cámara la radiación que concentran los heliostatos, reflejada por el blanco lambertiano, se obtiene un mapa con la distribución de intensidades, en niveles de gris. Para transformar esta distribución de niveles de gris en niveles de irradiancia, se calibra el sistema mediante un radiómetro.

Hay distintos sistemas de medida de irradiancia, que se pueden clasificar en sistemas directos e indirectos. Entre los sistemas directos, se encuentra un método que consiste en la distribución de radiómetros estacionarios en la superficie del receptor. Este método se utilizó en la planta solar PS-10, en Sevilla. Otro sistema de medida directo consiste en una barra móvil sobre la cual se instalan radiómetros de respuesta rápida (Ballestrín, 2001), que se desplaza por la apertura del receptor. Estos sensores proporcionan la distribución de irradiancias sobre el receptor. Por otro lado, entre los sistemas de medida indirectos está el método del blanco lambertiano móvil (Ballestrín y Monterreal, 2004), mencionado anteriormente, y el método PHLUX. El método PHLUX fue desarrollado por el laboratorio Sandia, de EEUU, el cual usa una imagen del Sol, medidas de radiación directa, y la reflectividad del receptor. Este método trata de calibrar la distribución de brillo captada por una cámara mediante la imagen del Sol y el valor de radiación directa, obteniendo unos resultados con un error de entre un 20-40%.

En el trabajo de Ballestrín y Casanova, 2018, se presenta un nuevo método para medir la distribución de irradiancias. Este método consiste en caracterizar la superficie del receptor, cuantificando su grado de homogeneidad y difusividad. Una vez se ha caracterizado la superficie del receptor, se necesitan solamente un radiómetro y una cámara digital para obtener las medidas de irradiancia sobre el receptor. Para validar este método, se presentan los resultados de los tests realizados con un receptor de tamaño reducido en un horno solar de la PSA. Los resultados muestran un alto grado de concordancia entre las medidas de este sistema, y las medidas realizadas con el sistema del blanco lambertiano. Además, se presenta el estudio de difusividad realizado a un nuevo prototipo de receptor de mayor tamaño, desarrollado en el marco del proyecto Capture, con el que se realizarán futuros ensayos.

## MONTAJE EXPERIMENTAL PARA LA MEDIDA DE IRRADIANCIA SOLAR

Los ensayos han sido realizados en el horno solar SF60 de la PSA. En este horno solar se puede obtener un amplio rango de irradiancias, lo que permite alcanzar los niveles en los que se trabaja en las centrales de torre comerciales, incluso superarlos.

### (1) Horno solar SF60

Los hornos solares son instalaciones que cuentan con un heliostato plano, de gran tamaño, que sigue al Sol, un concentrador parabólico, un atenuador y una zona donde se realizan los test, situada en el foco del concentrador. En un horno solar, se pueden alcanzar concentraciones mayores a 10000. El heliostato refleja la radiación directa hacia el concentrador, que a su vez focaliza toda la radiación en una zona focal donde se sitúa la mesa de ensayos.

En la Fig. 1 se pueden apreciar todos los componentes. El horno solar SF60 de la PSA dispone de un heliostato de gran tamaño, 120 m<sup>2</sup>, una reflectancia del 93% y un sistema de seguimiento del Sol. El atenuador consta de 30 lamas

colocadas en dos columnas, de 11.5 m de ancho por 11.2 m de alto. El concentrador parabólico tiene un área de 98.5 m<sup>2</sup>, compuesto por 89 facetas de 1.21 m de ancho por 0.91 m de alto. Por último, el banco de ensayos es una mesa móvil, capaz de moverse en las tres direcciones en el espacio. La irradiancia pico, en condiciones de radiación directa de 1000 W m<sup>-2</sup>, es de 3034 kW m<sup>-2</sup>, con una potencia total de 69 kW. (Fernández-Reche, 2006)

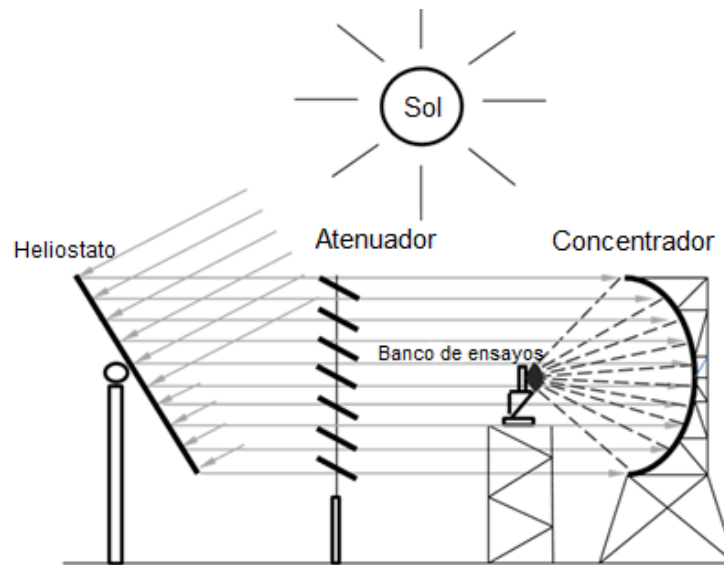


Fig. 1. Esquema del horno solar

El horno solar tiene un blanco lambertiano destinado a la medida de distribución de irradiancia. El blanco lambertiano es una superficie pintada con Amercoat®741, y está refrigerado por agua. El radiómetro necesario que se ha utilizado es un radiómetro tipo Gardon, de 15.9 mm de diámetro, suministrado por la empresa Vatell, cuya superficie ha sido pintada con Zynolyte®, y también se encuentra refrigerado por agua. La cámara digital disponible en el horno solar es la Hamamatsu®, modelo ORCA-flash4.0 v2 CMOS, de 16 bit, con un rango espectral entre 400 y 1000 nm.

## (2) Test de difusividad

Para la validación del método de medida de distribución de irradiancia, se ha construido un receptor de pequeño tamaño, de acero inoxidable, refrigerado por agua, cuya superficie se ha pintado con Pyromark®2500. Este recubrimiento es el utilizado más comúnmente para los receptores comerciales. El receptor es circular, con un tamaño de 25 cm de diámetro.

En la PSA se desarrolló un método de caracterización de superficies lambertianas (Ballestrín, 2018). Es necesario que la superficie del receptor se comporte como una superficie lambertiana, para poder eliminar la componente direccional de la radiación que refleja el receptor, que posteriormente es captada con la cámara digital. Este método consiste en dos partes. En la primera parte, se estudia la homogeneidad de la superficie del receptor, tomando una imagen de la misma con una cámara. En el caso del receptor construido, la dispersión de su superficie es menor del 0.3%. La segunda parte consiste en estudiar la luminancia en la superficie del receptor en función del ángulo. Para esta segunda parte se ha utilizado el luminancímetro MAVO-SPOT 2, que tiene una incertidumbre en su medida del 3%. Se ha medido la luminancia en 15 posiciones angulares diferentes entre -70° y + 70°, pasando por la posición perpendicular al receptor en 0°.

Los resultados de las medidas de luminancia en los diferentes ángulos se aprecian en la Fig. 2. La toma de medidas se ha realizado en muy pocos minutos, dentro de una habitación con iluminación tenue, con el fin de eliminar variaciones en la luminosidad del ambiente externo, que podrían perturbar las medidas. Al observar la Fig. 2, se puede observar que la superficie del receptor se comporta como una superficie lambertiana dentro del ángulo del horno, correspondiente con 50.5°. Es decir, la irradiancia medida por la cámara digital será constante mientras se sitúe la cámara dentro del ángulo del concentrador.

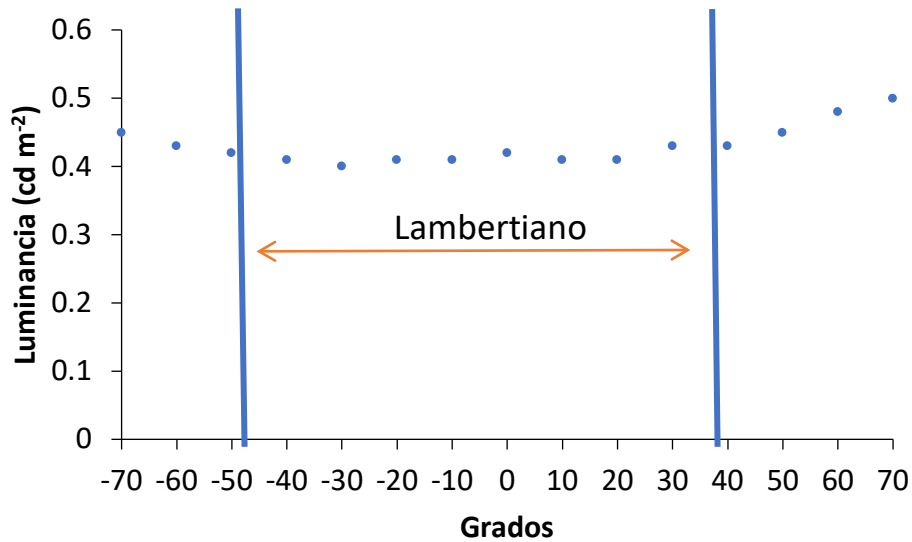


Fig. 2. Medidas de luminancia sobre la superficie del receptor

#### ENSAYO EXPERIMENTAL Y MEDIDAS

Los ensayos en el horno solar SF60 se prepararon para realizarse el día 20 de junio de 2018. El montaje del dispositivo experimental es el que puede apreciarse en la Fig. 3, consistente en el receptor construido para esta ocasión, con una protección de alúmina, el blanco lambertiano y el radiómetro.

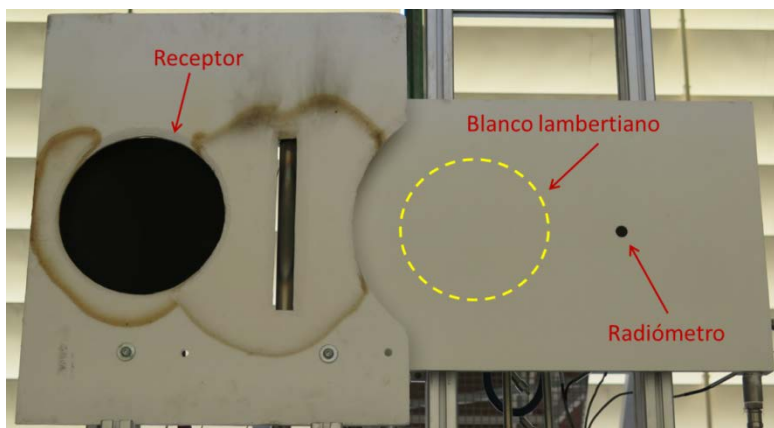


Fig. 3. Montaje experimental

El método empleado en el ensayo ha sido el de ir situando en el foco del concentrador el receptor, el blanco lambertiano y por último el radiómetro, gracias a que la mesa donde están montados es móvil. Se ha ido variando los niveles de irradiancia mediante el atenuador, hasta alcanzar 20 niveles distintos comprendidos en el rango 0-1000 kW m<sup>-2</sup>. Cuando cada componente se encontraba en el foco, se tomaba una imagen con la cámara digital. Además, se guardaban los datos meteorológicos, así como la señal del radiómetro y la temperatura de entrada y salida del agua de refrigeración del receptor.

De los 20 niveles alcanzados, 2 de ellos tuvieron que ser descartados debido a ráfagas de viento que produjeron cambios bruscos en el heliostato. Los tiempos de exposición de la cámara digital fueron 50 ms para el blanco lambertiano, y 500 ms para el receptor y radiómetro. En la Fig. 4 se pueden apreciar las 3 imágenes sucesivas tomadas durante el ensayo, para un nivel de intensidad de 700 kW m<sup>-2</sup> aproximadamente.

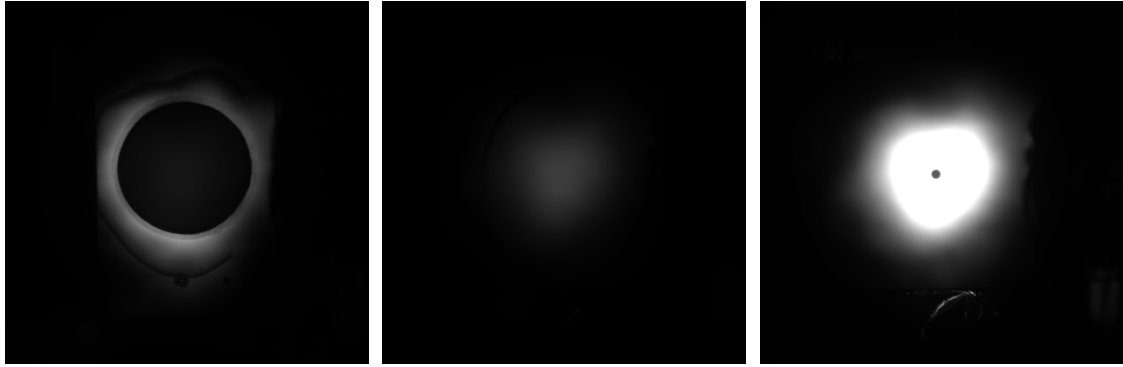


Fig. 4. Imágenes del ensayo. De izquierda a derecha: Receptor, Blanco lambertiano, Radiómetro.

Para analizar estas imágenes, se ha tomado un área circular de 8.9 mm de diámetro de la imagen del radiómetro, que contiene la parte frontal del radiómetro, donde se sitúa la zona de contacto entre el disco de constantan y el de cobre. Esta misma área se toma de las otras imágenes del receptor y del blanco lambertiano, para cada nivel de irradiancia, mientras que se registra el valor de irradiancia proporcionado por el radiómetro. Del área circular se obtienen los valores medios de los niveles de gris, así como su desviación estándar. A partir de estos valores medios para el nivel de gris, y de la irradiancia proporcionada por el radiómetro, es posible obtener una función lineal entre ellas. Esta función lineal es la curva de calibración. Se obtienen dos calibraciones, una para el receptor y otra para el blanco lambertiano (Fig. 5).

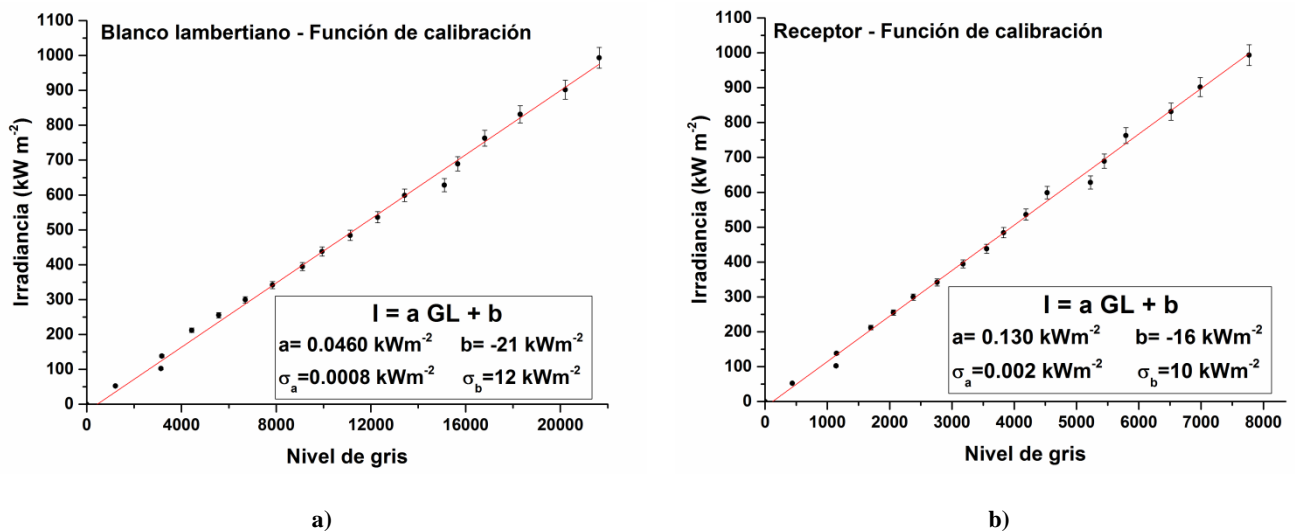


Fig. 5. Funciones de calibración del blanco lambertiano (a) y del receptor (b).

Las funciones de calibración obtenidas son:

- Blanco lambertiano:  $I = 0.0460 GL - 21$
- Receptor:  $I = 0.130 GL - 16$

Estas calibraciones permiten transformar imágenes tomadas con la cámara digital, con unidades de niveles de gris, a imágenes con unidades de irradiancia ( $\text{kW m}^{-2}$ ). Al aplicar la función a las imágenes, se obtiene la distribución de irradiancias, tal como puede apreciarse en la Fig. 6. Tal como se predijo, ambas distribuciones de irradiancia son muy similares, ya que ambas superficies son buenas difusoras, teniendo en cuenta la posición de la cámara. Las incertidumbres asociadas a las medidas, se obtienen a partir de la Ec. (1):

$$\sigma_I = \sqrt{\left(\frac{\partial I}{\partial a}\right)^2 \sigma_a^2 + \left(\frac{\partial I}{\partial GL}\right)^2 \sigma_{GL}^2 + \left(\frac{\partial I}{\partial b}\right)^2 \sigma_b^2} = \sqrt{GL^2 \sigma_a^2 + a^2 \sigma_{GL}^2 + \sigma_b^2} \quad (1)$$

Por lo tanto, los errores cometidos en estas medidas, entre 150 y 900  $\text{kW m}^{-2}$ , se encuentran entre:

- Blanco lambertiano (150-900) kW m<sup>-2</sup>: (±9.7%, ±2.5%)
- Receptor (150-900) kW m<sup>-2</sup>: (±16.7%, ±2.8%)

Los errores son mayores para el receptor que para el blanco lambertiano, debido a que hay una gran diferencia entre la reflectancia del blanco lambertiano, el cual está pintado con Amercoat® y tiene una reflectancia del 80%, y la reflectancia del receptor, pintado con Pyromark® 2500 con una reflectancia del 4%. Además, se puede apreciar que cuanto mayor es el nivel de irradiancia, menor es la incertidumbre.

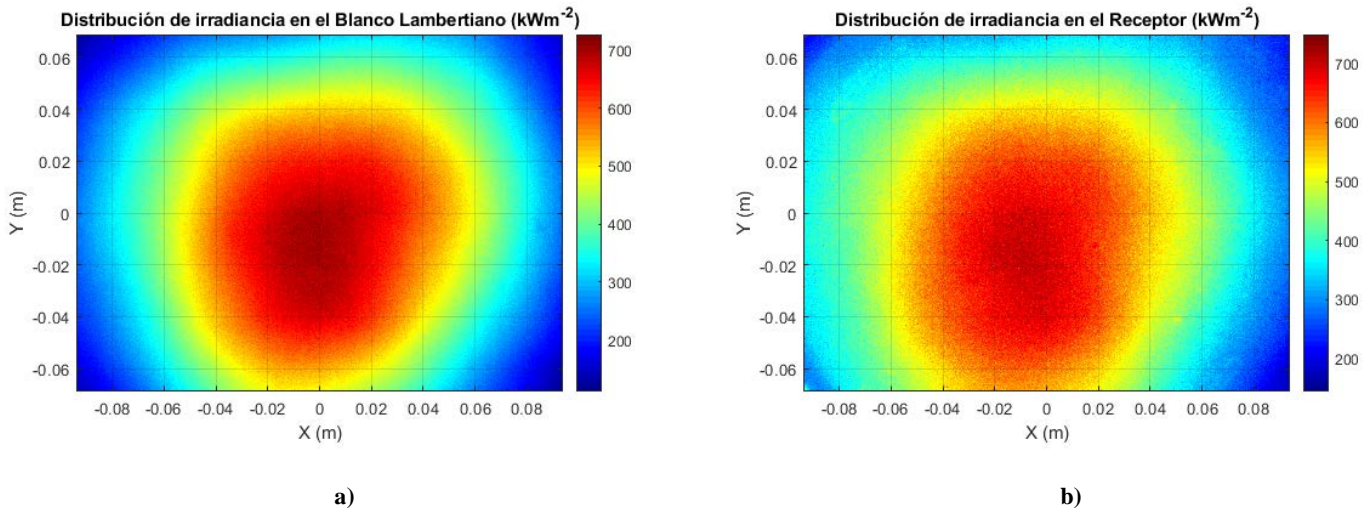


Fig. 6. Distribuciones de irradiancia para el blanco lambertiano (a) y para el receptor (b)

Para cuantificar la diferencia entre ambas distribuciones, se ha tomado un corte en horizontal y otro en vertical. Se ha comparado el blanco lambertiano frente al receptor en cada uno de estos perfiles (horizontal y vertical), y se han representado en la Fig. 7. Con ello, se ha podido comprobar que hay una discrepancia menor del 2% entre los perfiles de irradiancia para el nivel de 700 kW m<sup>-2</sup>.

Estos resultados muestran un alto grado de concordancia entre las distribuciones de irradiancias del blanco lambertiano y del receptor. Además, validan el método propuesto de medida de irradiancias. Los resultados en los demás niveles de irradiancia son similares, obteniendo menores incertidumbres cuanto mayores son los niveles de irradiancia, ya que la relación ruido/señal disminuye al aumentar la irradiancia.

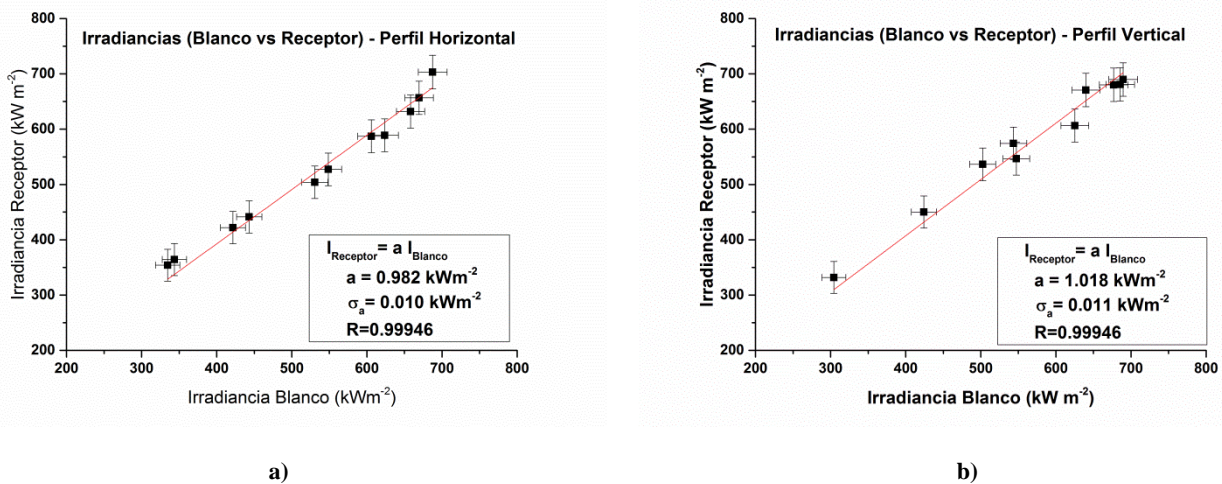


Fig. 7. Perfiles horizontal (a) y vertical (b) para el nivel de 700 kW m<sup>-2</sup>

La potencia obtenida para este mismo nivel corresponde con:

- Blanco lambertiano: P = (11.3 ± 0.6) kW
- Receptor: P = (12.3 ± 0.7) kW



Estas potencias vuelven a mostrar la validación del nuevo método propuesto.

### TEST DE DIFUSIVIDAD EN NUEVO RECEPTOR

En el marco del proyecto Capture, se van a realizar unos ensayos en la PSA con un nuevo prototipo de receptor de mayor tamaño. Este nuevo receptor es un receptor volumétrico abierto, con estructura cerámica basada en copas de carburo de silicio, que permite operar con temperaturas por encima de 1200 °C. Las dimensiones totales del receptor son de 980 mm de ancho y 700 mm de alto, formado por 35 copas cuadradas de 140 mm de lado.

Antes de proceder a los ensayos, se ha realizado un test de difusividad con el fin de obtener el grado de difusividad y homogeneidad del receptor. El test se ha hecho de la misma manera que se ha explicado anteriormente, utilizando el mismo luminancímetro, y midiendo desde los mismos ángulos.

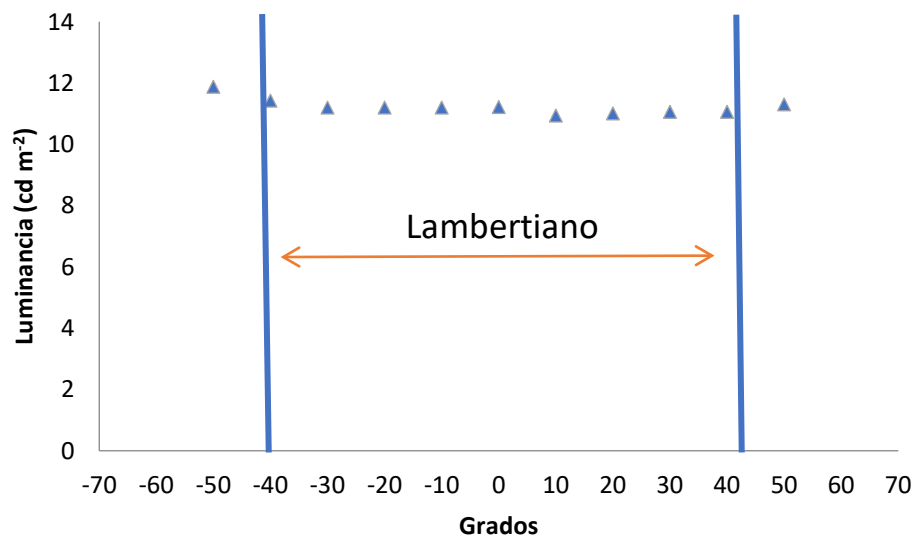


Fig. 8. Medidas de luminancia del receptor del proyecto Capture

La dispersión en la homogeneidad del receptor en este caso es algo mayor, del 5% aproximadamente. Sin embargo, como podemos observar en la Fig. 8, el receptor se comporta como una superficie lambertiana dentro del ángulo de incidencia de la radiación solar concentrada  $\pm 45^\circ$ .

Dado que la dispersión en el receptor es mayor en el receptor del Capture, se procederá a efectuar una homogeneización de las imágenes del receptor.

### CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado un método de medida de distribución de irradiancias sobre receptores. El método hace uso de una cámara y un radiómetro únicamente. Al utilizar sólo estos dos componentes, la planta de torre y su operación no se verían afectadas, pudiendo usarse dicho método en cualquier planta de torre en operación, e incluso en cualquier horno solar.

Los resultados obtenidos en un receptor de tamaño reducido con el método nuevo se han comparado con el método de medida del blanco lambertiano, método ampliamente validado y fiable. Se ha comparado tanto las distribuciones de irradiancia obtenidas con ambos métodos, como la potencia total sobre el receptor. En ambos casos, los resultados muestran concordancia, quedando validado el método.

Por último, se ha presentado el estudio de difusividad del nuevo prototipo de receptor volumétrico de mayor tamaño desarrollado en el proyecto Capture. En este caso, la dispersión en su homogeneidad es del 5%. Sin embargo, con el estudio de la luminancia en función del ángulo, se ha demostrado que la superficie de este receptor de carburo de silicio se comporta como una superficie lambertiana. Con este estudio se confirma que la cámara digital usada, puede situarse en cualquier punto entre  $\pm 45^\circ$ , y los resultados obtenidos no se verán afectados por componentes direccionales.

## REFERENCIAS

*Informe Ciemat:*

J. Ballestrín (2001), Direct heat-flux measurement system (MDF) for solar central receiver evaluation

*Artículo de Revista:*

J. Ballestrín, R. Monterreal (2004), Hybrid heat flux measurement system for solar central receiver evaluation, *J. Energy* 29, 915–924. doi:10.1016/S0360-5442(03)00196-8.

*Artículo de Revista:*

J. Ballestrín, M.E. Carra, R. Enrique, R. Monterreal, J. Fernández-Reche, J. Polo, M. Casanova, F.J. Barbero A. Marzo (2018), Diagnosis of a Lambertian target in solar context, *J. Measurement* 119, 265–269. doi:10.1016/j.measurement.2018.01.046.

*Artículo de Revista:*

J. Ballestrín, M. Casanova, R. Monterreal, J. Fernández-Reche, E. Setien, J. Rodríguez, J. Galindo, F.J. Barbero, F.J. Batlles (2019), Simplifying the measurement of high solar irradiance on receivers. Application to solar tower plants, *J. Renewable Energy* 138, 551–561. doi:10.1016/j.renene.2019.01.131.

*Artículo de Revista:*

J. Fernández-Reche, I. Cañadas, M. Sánchez, J. Ballestrín, L. Yebra, R. Monterreal, J. Rodríguez, G. García, M. Alonso, F. Chenlo (2006), PSA Solar furnace: A facility for testing PV cells under concentrated solar radiation, *J. Sol. Energy Mater. Sol. Cells.* 90, 2480–2488. doi:10.1016/j.solmat.2006.03.030.

## HIBRIDACIÓN BIOMASA-TERMOSOLAR CON BATERÍA DE CARNOT PARA CICLOS BRAYTON DE s-CO<sub>2</sub>

**Robert Valencia-Chapi\*\*\*\*\*, Miguel López-Guillem\*, Luis Coco-Enríquez\* and Javier Muñoz-Antón\***

\* Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid. C/ José Gutiérrez Abascal, 2. 28006 Madrid, España. [robert.valencia.chapi@upm.es](mailto:robert.valencia.chapi@upm.es)

\*\* Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas, Universidad Técnica del Norte. Av. 17 de Julio, 5-21, 100105 Ibarra, Ecuador.

\*\*\* Investigación, Desarrollo e Innovación energética S.L. C/ Oria, 16. 28002, Madrid, España.

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2017>

### RESUMEN

Las baterías de Carnot son tecnología de vanguardia basadas en el almacenamiento de energía térmica y la gestionabilidad de la generación de electricidad. El presente estudio analiza y optimiza una central híbrida biomasa-solar térmica de torre central acoplada a un ciclo Brayton de dióxido de carbono en estado supercrítico (s-CO<sub>2</sub>) mediante almacenamiento térmico de sales fundidas, configurando una batería Carnot. Se ha realizado la optimización térmica y económica de los principales parámetros del ciclo de potencia, almacenamiento térmico, biomasa y planta termosolar para obtener el Payback Period mínimo disponible actual. La planta óptima presenta un Payback Period de 8.08 años con una capacidad de almacenamiento de 14 horas aplicando el escenario de ingresos relativo a la Ley Española.

**PALABRAS CLAVE:** Energía Solar, Biomasa, Torre Central, Almacenamiento Térmico, Batería de Carnot, sCO<sub>2</sub>, Ciclo de Potencia

### ABSTRACT

Carnot Batteries are state-of-the-art technology based on thermal energy storage and dispatchable electricity generation. The present study analyzes and optimizes a hybrid biomass-solar thermal central tower power plant coupled to a carbon dioxide Brayton cycle at supercritical state (s- CO<sub>2</sub>) through a molten salt thermal storage, configuring a Carnot battery. A thermal and economic optimization was carried out for the power cycle, thermal storage, and biomass and solar thermal power plant main parameters to obtain the current available minimum Payback Period. The optimum plant presents a Payback Period of 8.08 years with a storage capacity of 14 hours applying the Spanish Law revenue scenario.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Biomass, Central Tower, Thermal Storage, Carnot Battery, sCO<sub>2</sub>, Power Cycle

## INTRODUCCIÓN

El escenario climático global requiere la implementación de tecnologías de generación eléctrica libres de emisiones de gases de efecto invernadero. Las energías renovables aparecen como una alternativa de generación nula o casi neutra de CO<sub>2</sub> durante la operación. El mayor problema asociado con las energías renovables es la generación de energía no gestionable. Sin embargo, existen alternativas térmicas dotadas de mayor capacidad de gestionabilidad.

Las más obvias son las plantas de biomasa y termosolar con almacenamiento térmico. Teniendo en cuenta las ventajas y desventajas de cada tecnología, la hibridación entre las dos es de particular interés. Esta solución permite reducir la cantidad de biomasa necesaria para operar la planta de biomasa con elevadas potencias al tiempo que reduce el tamaño de la planta termosolar y, en consecuencia, el coste. De esta forma, cuando no hay radiación solar, se quema biomasa para suplir esta falta de energía. Las dos tecnologías anteriores, al ser térmicas, requieren un ciclo de potencia que transforme la energía térmica en energía eléctrica. Convencionalmente, las centrales térmicas han funcionado con ciclos de vapor Rankine. Sin embargo, en este trabajo se opta por diseñar un ciclo de potencia Brayton de CO<sub>2</sub> supercrítico, que presenta un excelente rendimiento a un coste comparativamente menor.

Varios estudios han analizado la hibridación de la energía solar térmica y la biomasa. Ejemplos son las investigaciones sobre planta de torre solar - biomasa sólida con ciclo Rankine (Peterseim, y otros, 2014), planta de cilindro parabólico - gasificación de biomasa con ciclo combinado (Sarkis & Zare, 2018), y planta de biomasa sólida y torre solar sin almacenamiento térmico trabajando con ciclos en cascada de CO<sub>2</sub> supercrítico (Wang, Liu, Bai, Lei, & Jin, 2017). El presente trabajo analiza una planta híbrida de biomasa sólida y termosolar de torre solar con un solo ciclo de CO<sub>2</sub> supercrítico y un sistema de almacenamiento térmico, configurando la denominada “Batería de Carnot” (Kraemer, 2019).

## OBJETIVOS

Por lo anterior, se han definido los siguientes objetivos:

- Dado que la planta opera con un ciclo de potencia de CO<sub>2</sub> supercrítico, algo novedoso y poco convencional, se requiere realizar un estudio exhaustivo de esta tecnología y diseñar y optimizar diferentes configuraciones del ciclo de potencia.
- Para la generación de energía térmica, es necesario diseñar los grupos de biomasa y solar térmica y almacenamiento térmico.
- El proceso de optimización final de la planta se realiza en base al Payback Period.
- De acuerdo con los resultados, se puede determinar si es necesario implementar un sistema de almacenamiento térmico en este tipo de instalación híbrida, teniendo en cuenta el carácter gestionable de la biomasa.

## METODOLOGÍA

La metodología seguida para el desarrollo del trabajo es la siguiente:

1. Definir la central híbrida de referencia, sus parámetros eléctricos y características operativas.
2. Para producir la electricidad definida a partir de una fuente térmica, es necesario diseñar el ciclo de potencia de CO<sub>2</sub> supercrítico, que permitirá obtener la eficiencia y potencia térmica requerida por el ciclo. Este proceso se lleva a cabo en el programa informático SCSP (Supercritical Concentrated Solar Power Plant) (Coco-Enriquez, 2017).
3. A partir de la potencia térmica determinada previamente, se puede proceder al diseño de los grupos de almacenamiento de biomasa, solar y térmico. Este diseño se realiza mediante correlaciones obtenidas de SAM (NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2020) y ecuaciones propias detalladas más adelante.
4. Una vez diseñados los grupos de biomasa, solar térmica y de almacenamiento térmico, es necesario combinarlos para determinar su producción y costes para un año típico. La producción y los costes se consiguen mediante el uso de un algoritmo propio desarrollado en MATLAB (MathWorks, 2020).
5. De esta manera, se prediseñan 600 plantas híbridas, sobre las que se introducen las funciones de costes e ingresos correspondientes para permitir la optimización económica de la planta, en base al Payback Period.

### Planta Híbrida de Referencia

Los parámetros eléctricos principales de la planta son potencia nominal eléctrica de 50 MW<sub>e</sub> con factor de capacidad teórico del 100%.

Como características operativas tenemos que los grupos termosolares y de biomasa trabajarán con sales fundidas - SOLAR SALT (Romero & Gonzalez-Aguilar, 2017) como fluido caloportador y de almacenamiento térmico. Las principales ventajas de esta elección son el mantenimiento de la temperatura de las sales fundidas siempre por encima

de su punto de fusión, 220 °C (Romero & Gonzalez-Aguilar, 2017), evitando la necesidad de implementar sistemas de control de temperatura o calentadores, ya sean de gas o eléctricos. Además, al trabajar a una temperatura óptima, se evita el estrés térmico generado por la no operación de la planta y los arranques y paradas del receptor solar y la caldera de biomasa se pueden realizar más rápidamente.

El grupo termosolar es del tipo Torre Central, compuesto por un campo de helióstatos y un receptor central en la parte superior de la torre. Por otro lado, el grupo de biomasa comprende la caldera de biomasa y otros sistemas auxiliares de tratamiento de combustible y depuración de gases de escape. La planta híbrida también cuenta con un sistema de almacenamiento térmico basado en tecnología de sales fundidas. Este almacenamiento permite almacenar el exceso de energía producido por la central termosolar. Finalmente, la energía térmica de cualquiera de los anteriores sistemas se transforma en energía eléctrica a través de un ciclo de potencia Brayton de CO<sub>2</sub> supercrítico.

Como ubicación de la planta se ha seleccionado una localización en Écija, España, que coincide con la ubicación actual de una planta termosolar.

### Diseño de los Ciclos de Potencia de CO<sub>2</sub> supercrítico

En el presente estudio, las siguientes configuraciones de ciclos de potencia han sido (Fig. 1):

- Recuperación.
- Recuperación con recalentamiento.
- Recompresión.
- Recompresión con recalentamiento.

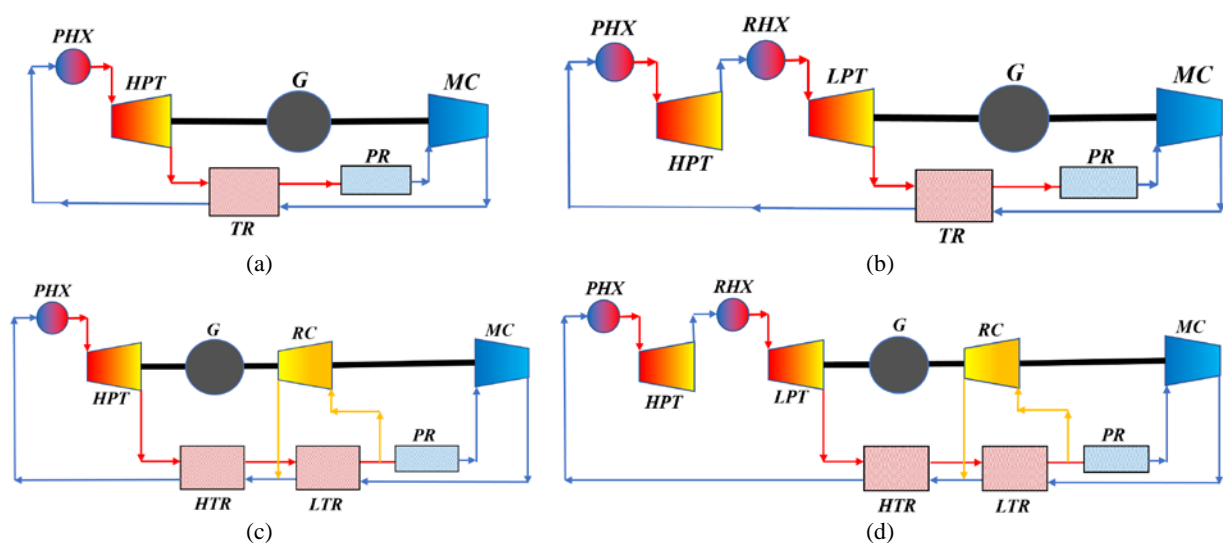


Fig. 1. sCO<sub>2</sub> Ciclos de Potencia. (a) Ciclo de Recuperación. (b) Ciclo de Recuperación con Recalentamiento. (c) Ciclo de Recompresión. (d) Ciclo de Recompresión con Recalentamiento. PHX (Intercambiador de Calor Principal); RHX (Intercambiador de Calor de Recalentamiento); HPT (Turbina de Alta Presión); LPT (Turbina de Baja Presión); HTR (Recuperador de Alta Temperatura); LTR (Recuperador de Baja Temperatura); TR (Recuperador de Temperatura); PR (Precooler); G (Generador); RC (Compresor de Recompresión); MC (Compresor Principal).

Las dos primeras configuraciones de recuperación presentan un peor rendimiento que las de recompresión. Sin embargo, su estudio es interesante desde un punto de vista económico, ya que al requerir menos equipos se reducirá la inversión inicial en el ciclo de potencia. Por otro lado, su peor rendimiento requerirá mayores inversiones en los grupos térmicos ya que una menor eficiencia de ciclo, para la misma potencia eléctrica (50 MWe), requerirá de ellos más potencia térmica. Por lo tanto, aumentará el coste total de capital.

Las cuatro configuraciones nombradas anteriormente son las seleccionadas para realizar la optimización. Para ello se utiliza el programa SCPS (Coco-Enriquez, 2017) desarrollado en el Grupo de Investigación Termoenergética, que permite optimizar diferentes parámetros del ciclo en función del tamaño de los recuperadores de calor presentes en las configuraciones anterior. El parámetro de diseño de los ciclos se basa en la conductancia de los recuperadores de calor (UA) medido en W/K. Un valor más alto de UA implica un mayor rendimiento del ciclo, ya que permite recuperar una cantidad más significativa de calor y reduce la necesidad de calor por parte del ciclo. Sin embargo, UAs más altos implican un Pinch Point más bajo y se debe alcanzar un compromiso de Pinch mínimo entre 5°C y 10°C. Además, los UAs más altos también encarecen la instalación, por lo que encontrar un óptimo económico es un punto crucial.

De esta forma, los principales parámetros para la optimización del ciclo se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros de entrada para la optimización de los ciclos de potencia.

Parámetro	Nomenclatura	Valor	Unidades
Potencia eléctrica	$P_n$	50	MW
Temperatura de entrada al compresor	CIT	Optimizado	K
Presión de entrada al compresor	CIP	Optimizado	MPa
Temperatura de entrada a turbina	TIT	823.15	K
Presión de entrada a turbina de alta	TIHP	25	MPa
Presión de entrada a turbina de baja	TILP	Optimizado	MPa
Rendimiento isentrópico del compresor (Coco-Enriquez, 2017)	$\eta_c$	0.89	-
Rendimiento isentrópico de la turbina (Coco-Enriquez, 2017)	$\eta_t$	0.93	-
Conductancia del recuperador de baja temperatura (LTR) (Wang, Li, Guo, Li, & Liu, 2018) (Kulhánek & Dostál, 2011)	$U_{ALTR}$	2.5→15.0	MW/K
Conductancia del recuperador de alta temperatura (HTR) (Wang, Li, Guo, Li, & Liu, 2018) (Kulhánek & Dostál, 2011)	$U_{AHTR}$	2.5→15.0	MW/K
Fracción a recompresión	$\gamma$	Optimizado	%

El proceso de optimización de los ciclos de potencia se lleva a cabo aplicando los algoritmos matemáticos SUBPLEX (Rowan, 1990), BOBYQA (Powell, The BOBYQA Algorithm for Bound Constrained Optimization without Derivatives, 2009), NEWUOA (Powell, The NEWUOA Software for Unconstrained Optimization without Derivatives, 2006). Estos permiten obtener 24 ciclos de potencia optimizados, cuyas eficiencias y potencia térmica requerida se han presentado en la Fig. 2 (a) y (b), respectivamente, en función de los recuperadores UA.

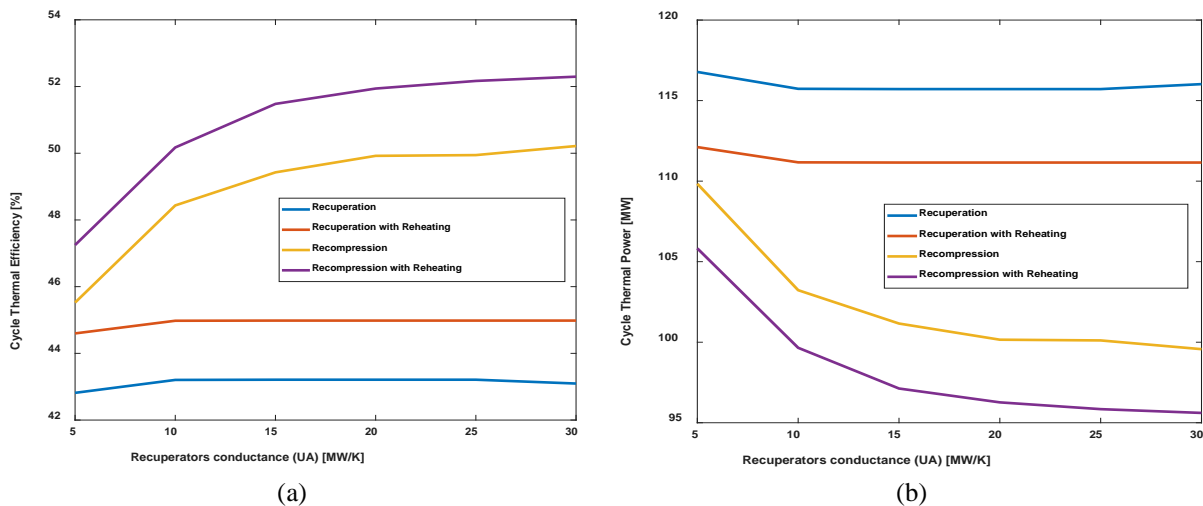


Fig. 2. Resultados de la optimización del ciclo de potencia para diferentes tamaños de UA y configuraciones. (a) Eficiencia térmica frente a la conductancia de los recuperadores (UA). (b) Potencia térmica frente a la conductancia de recuperadores (UA).

Una vez se ha calculado la potencia térmica requerida por los ciclos de potencia, es posible diseñar los grupos de biomasa, termosolar y almacenamiento térmico.

### Diseño del Grupo de Biomasa

El diseño del grupo de biomasa está influenciado por la ubicación de la planta y el recurso de biomasa disponible en su entorno. En la ubicación seleccionada, a partir de los datos de BIORAISE (CIEMAT, CEDER, 2020), se elige como combustible de referencia de la planta el recurso agrícola del olivar, resultante de la poda de los olivos, por ser el de mayor abundancia.

En este punto surge un problema fundamental. Los combustibles de biomasa, provenientes de materia vegetal, tienen cloro, resultado de los procesos metabólicos en las plantas. Este cloro reacciona con los materiales de la caldera generando corrosión e incrustaciones, lo que dificulta la transferencia de calor y reduce la vida útil de la caldera. Estos procesos generalmente ocurren a altas temperaturas, por encima de los 500°C. Dado que nuestro ciclo ha sido

optimizado para trabajar a 550°C, es necesario determinar, a partir del ciclo optimizado, cuál sería el rendimiento y la potencia térmica requerida por el ciclo de potencia trabajando a 500°C de temperatura.

El dimensionamiento de las centrales eléctricas de biomasa requiere definir la potencia de la caldera y los secadores de combustible ya que la biomasa suele tener un alto contenido de agua, que suele limitarse al 5% para el correcto funcionamiento de la caldera. Sin embargo, según los datos aportados por la base de datos PHYLLIS 2 ([www.phyllis.nl](http://www.phyllis.nl), 2020), los residuos de la poda del olivo presentan una humedad del 4,8%, por lo que no es necesario implementar un secador de combustible. De esta forma, solo queda definir la caldera.

Con la potencia térmica calculada en las condiciones especificadas, la potencia de la caldera se puede determinar con la Ec. 1, basada en una eficiencia de la caldera del 90%.

$$P_b = \frac{P_{th}}{\eta_b} \quad (1)$$

Donde:

- $P_b$ : potencia térmica de la caldera [MW]
- $P_{th}$ : potencia térmica requerida por el ciclo de potencia a 500 °C [MW]
- $\eta_{rc}$ : eficiencia de la caldera [-]

### Diseño del Grupo Termosolar y Almacenamiento Térmico

La capacidad de almacenamiento térmico determina la cantidad máxima de energía térmica proveniente del receptor solar que se puede almacenar. Esta capacidad se define como el número de horas que la producción del ciclo de potencia puede mantenerse a una capacidad nominal. El ciclo de potencia requiere una potencia térmica específica para poder producir los 50 MWe nominales. El sistema de almacenamiento térmico se dimensiona de acuerdo con las horas de almacenamiento deseadas, definidas como el número de horas que la planta produce de almacenamiento a potencia nominal. Las horas de almacenamiento contempladas en el presente estudio varían entre 0 y 24 horas.

El diseño del grupo termosolar también está muy influenciado por la ubicación. Una ubicación con valores de radiación más altos reducirá el tamaño de la planta y, en consecuencia, el coste. Para la ubicación seleccionada, los valores de DNI por hora para un año típico se pueden extraer del sitio web de PVGIS (JRC, 2020).

Los principales sistemas a dimensionar son el receptor solar, la altura de la torre y el área de espejos. El cálculo del tamaño del receptor y de la torre central se realiza a partir de funciones dependientes del área del campo solar, desarrolladas a partir de estudios paramétricos realizados en el software SAM (NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2020). Por tanto, definir el área del campo solar es un parámetro crítico para dimensionar la planta.

El área se calcula a partir de la Ec. 2, como el cociente de la energía requerida por el ciclo de potencia y la energía generada por metro cuadrado por el campo solar.

$$A_{SF} = \frac{P_{th} \cdot (h+mh)}{\eta_{SF} \cdot \eta_{rc} \cdot mh \cdot DNI_{ave}} \quad (2)$$

Donde:

- $A_{SF}$ : área del campo solar [m<sup>2</sup>]
- $P_{th}$ : potencia térmica requerida por el ciclo de potencia a 550 °C [W]
- $h$ : horas de almacenamiento [h]
- $mh$ : horas medias de radiación al día [h]
- $\eta_{SF}$ : eficiencia del campo solar [-]
- $\eta_{rc}$ : eficiencia del receptor solar [-]
- $DNI_{ave}$ : DNI media [W/m<sup>2</sup>]

### Combinación Técnica de los Sistemas

A partir de los datos del TMY para la localización seleccionada, se extrae la DNI para cada hora del año. Con este valor de DNI se determina la producción horaria del grupo de biomasa, solar térmica y almacenamiento térmico. El algoritmo de selección de tecnología de generación, así como el proceso de carga y descarga del almacenamiento térmico, ha sido desarrollado en MATLAB. Este algoritmo considera las siguientes simplificaciones:

- Factor de capacidad del 100%, cuando en funcionamiento real pueden surgir problemas de mantenimiento y averías.
- Los tiempos de arranque de los grupos son inmediatos.

- Los consumos auxiliares de la planta no están desarrollados en detalle.

Se han aplicado tres medidas para compensar las anteriores simplificaciones: para tener en cuenta los procesos de arranque y parada y stand-by de los grupos, se ha incrementado la DNI de inicio operación y se ha aumentado el consumo de combustible de biomasa. Por otro lado, para los consumos auxiliares, se ha aplicado una eficiencia eléctrica de la planta del 90%.

A continuación, se muestran las estrategias de generación diseñadas:

- Cuando hay suficiente radiación solar, como en la Fig. 3 (a), y se produce más energía térmica (línea azul) que la demandada por el ciclo de potencia (línea amarilla), el resto se envía al almacenamiento térmico. Al producir energía con almacenamiento térmico o el grupo termosolar, la energía aportada por el grupo de biomasa es nula. Por otro lado, cuando se alcanzan las horas de almacenamiento deseadas, el almacenamiento deja de llenarse.
- Finalmente, si no hay suficiente radiación solar o almacenamiento térmico, como en la Fig. 3 (b), la biomasa entra en funcionamiento para suplir esta falta de energía. Se puede apreciar como la biomasa, al trabajar con una temperatura más baja, el ciclo de potencia presenta un peor rendimiento y por lo tanto requiere una mayor potencia térmica. Este comportamiento se puede observar porque cuando actúa la biomasa, la energía demandada por el ciclo aumenta ligeramente.

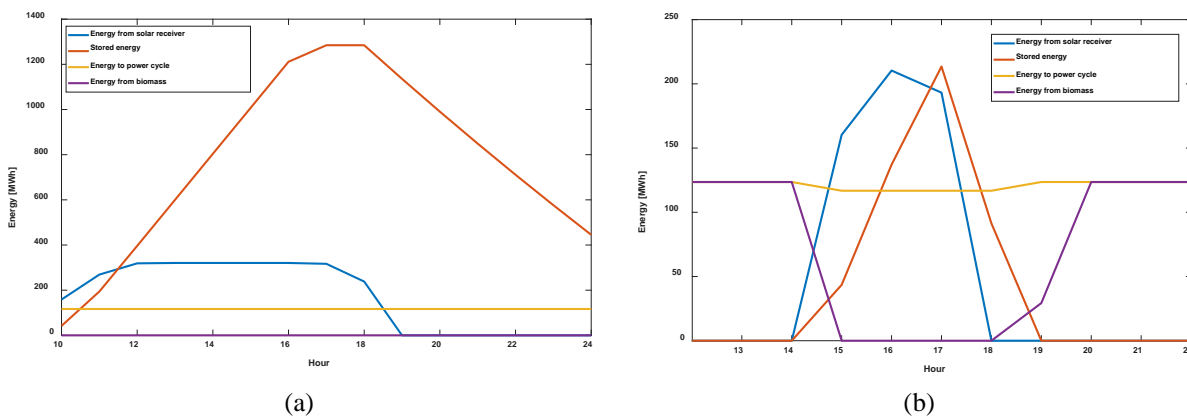


Fig. 3. Escenarios de despacho de energía para diferentes modos operativos. (a) Exceso de energía térmica del receptor solar y almacenamiento térmico y no generación a partir de biomasa. (b) Falta de energía suficiente del receptor solar y del almacenamiento térmico y la generación de energía requerida a la biomasa.

### OPTIMIZACIÓN DE LA PLANTA

Para realizar la optimización de la planta, se han analizado 600 casos. Para cada uno de los 24 ciclos de potencia prediseñados, se calcularán 25 grupos de biomasa y termosolar, correspondientes a horas de almacenamiento de 0 a 24. Cada uno de los casos se diseña por separado en un algoritmo propio desarrollado en MATLAB en el que se introducen las funciones de coste de los diferentes elementos.

La optimización se ha realizado en base al Payback Period. Para este parámetro económico, se aplican las funciones de costes e ingresos. Los costes introducidos son los asociados a los grupos térmicos, gastos de combustible y O&M, EPC, y terrenos y contingencias, según datos de SAM (NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2020) y (Weiland, Lance, & Pidaparti, 2019). Los ingresos de la planta híbrida se determinan a partir del precio de venta de la electricidad. En el presente estudio se estudia una ubicación en el país de España. Es, por tanto, necesario un estudio de la normativa española sobre venta de energía (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014), así como un análisis de los precios del mercado eléctrico (OMIE, 2018). Por otro lado, también se deben analizar los diferentes precios determinados a partir de Contratos Forward. La Tabla 2 resume los diferentes escenarios de ingresos considerados en el presente estudio.



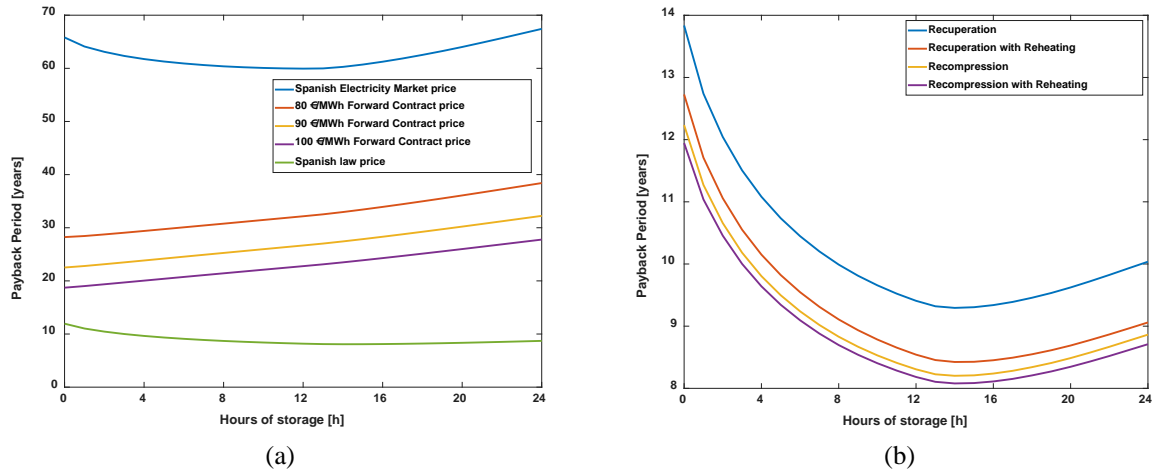


Fig. 4. (a) Resultados de optimización de la central híbrida para diferentes escenarios de ingresos y horas de almacenamiento trabajando con un ciclo de recompresión con un UA de 15 MW/K. (b) Resultados de optimización de la central híbrida para diferentes configuraciones de ciclo de potencia y horas de almacenamiento aplicando el escenario de ingresos de la ley española.

Tabla 2. Escenarios de ingresos considerados para el cálculo del Payback Period.

Política de ingresos	Tecnología	Valor	Unidad
Mercado Eléctrico Español	Biomasa, termosolar y almacenamiento	Precio horario (2018)	
Contrato Forward	Biomasa, termosolar y almacenamiento	80	€/MWh
	Biomasa, termosolar y almacenamiento	90	
	Biomasa, termosolar y almacenamiento	100	
Ley Española	Biomasa	Mercado eléctrico español	
	Termosolar y almacenamiento	239.61 + Mercado eléctrico español	

De los 600 casos analizados y las diferentes políticas de ingresos consideradas, se ha seleccionado como planta optimizada la que presenta el mínimo Payback Period. Este se ha obtenido aplicando el escenario de ingresos de la ley española y sus principales parámetros se muestran en la Tabla 3. La Fig. 4 (b) muestra la evolución del Payback Period para diferentes configuraciones de horas de almacenamiento y ciclo de potencia para el escenario de ingresos de la ley española.

Tabla 3. Parámetros de planta optimizados para el mínimo Payback Period.

Parámetro	Nomenclatura	Valor	Unidades
Potencia Nominal	$P_N$	50	MW
Potencia Nominal Neta	$P_e$	45	MW
Tipo de ciclo	-	Recompresión con un recalentamiento	-
Potencia Térmica del Ciclo	$P_{th}$	96.27	MW <sub>th</sub>
Eficiencia Térmica del Ciclo	$\eta_{th}$	51.94	%
Conductancia de los recuperadores	UA	20	MW/K
Horas de almacenamiento térmico	h	14	horas
Area del Campo Solar	$A_{SF}$	682937	m <sup>2</sup>
Múltiplo Solar	SM	3.16	-
Potencia de la Caldera de Biomasa	$P_b$	112.53	MW <sub>th</sub>
Payback Period	-	8.08	años
Política de ingresos	-	Ley española	-

## ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Uno de los principales objetivos del trabajo es determinar la necesidad de implementar un sistema de almacenamiento térmico en una planta híbrida de estas características. Los resultados, como se muestra en la Tabla 3 y la Fig. 4 (a) y (b), evidencian que se obtiene un Payback Period mínimo de 8 años por 14 horas de almacenamiento térmico.

En la Fig. 4 (a) se puede apreciar como para todos los escenarios de ingresos considerados, excepto el escenario de la ley española y el mercado eléctrico español, el Payback Period más bajo ocurre a las 0 horas de almacenamiento.

Esto significa que, si se aplica un precio igual para la generación de electricidad, independientemente de la tecnología de generación y la hora del día, no se requiere almacenamiento térmico, ya que proporcionar calor con combustible de biomasa es más económico que tener un campo solar y un sistema de almacenamiento térmico más grandes. Además, para el escenario de ingresos del mercado eléctrico español, un cambio de 0 a más horas óptimas de almacenamiento se justifica porque los precios durante el día son más altos, cuando el almacenamiento térmico y la termosolar pueden estar funcionando. Por la noche, cuando no hay recurso solar y el grupo de biomasa está operando, los precios suelen ser más bajos, por lo que implementar más almacenamiento térmico puede reducir el Payback Period. El paso de las 0 horas a las 14 horas de almacenamiento para el caso óptimo, con el escenario de la ley española, se debe a las políticas de ingresos aplicadas por normativa española, donde el precio que se paga por la electricidad generada a partir del almacenamiento térmico y solar térmica es mayor que el pagado por la generación de biomasa. Por lo tanto, el Payback Period depende en gran medida de las políticas de precios del país y se puede dar bajo determinadas condiciones una planta óptima que implemente un sistema de almacenamiento térmico.

La configuración óptima del ciclo de potencia es de recompresión con un recalentamiento, con un UA de 20 MW/K, menor que el máximo estudiado de 30 MW/K, lo que significa que UA mayores no se justifican económicamente a pesar de las mayores eficiencias.

## REFERENCIAS

- CIEMAT, CEDER. (2020, julio). BIORAISE. Retrieved junio 14, 2020, from <http://bioraise.ciemat.es/Bioraise>
- Coco-Enriquez, L. (2017). NUEVA GENERACION DE CENTRALES TERMOSOLARES CON COLECTORES SOLARES LINEALES ACOPLADOS A CICLOS SUPERCRITICOS DE POTENCIA. Tesis (Doctoral), Universidad Politécnica de Madrid.
- JRC. (2020, Julio). PVGIS. Retrieved junio 14, 2020, from [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html)
- Kraemer, S. (2019, April 16). Retrieved from <https://www.solarpaces.org/make-carnot-batteries-with-molten-salt-thermal-energy-storage-from-ex-coal-plants/>
- Kulhánek, M., & Dostál, V. (2011). Thermodynamic analysis and comparison of supercritical carbon dioxide cycles. Proceedings of Supercritical CO<sub>2</sub> Power Cycle Symposium.
- MathWorks. (2020, julio). MATLAB R2019B. Retrieved junio 14, 2020, from <https://es.mathworks.com/>
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). BOE-A-2014-6123. Recuperado el 14 de junio de 2020, de [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123)
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). BOE-A-2014-6495. Retrieved junio 14, 2020, from <https://www.boe.es/eli/es/o/2014/06/16/iet1045>
- NREL (National Renewable Energy Laboratory). (2020, julio). SAM (System Advisor Model). Retrieved junio 14, 2020, from <https://sam.nrel.gov/>
- OMIE. (2018). Precios horarios del mercado diario en España. Recuperado el 14 de junio de 2020, de <https://www.omie.es/es/file-access-list?parents%5B0%5D=/&parents%5B1%5D=Mercado%20Diario&parents%5B2%5D=Precios&dir=Precios%20horarios%20del%20mercado%20diario%20en%20Espa%C3%B1a&readdir=marginalpdbc>
- Peterseim, J., Tadros, A., White, S., Hellwig, U., Landler, J., & Galang, K. (2014). Solar Tower-biomass Hybrid Plants – Maximizing Plant Performance. Energy Procedia, 49, 1197-1206.
- Powell, M. (2006). The NEWUOA Software for Unconstrained Optimization without Derivatives.
- Powell, M. (2009). The BOBYQA Algorithm for Bound Constrained Optimization without Derivatives,.
- Romero, M., & Gonzalez-Aguilar, J. (2017). 7 - Next generation of liquid metal and other high-performance receiver designs for concentrating solar thermal (CST) central tower systems. Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology, 129-154.
- Rowan, T. (1990). Thesis: Functional Stability Analysis of Numerical Algorithms SUBPLEX.

Sarkis, R., & Zare, V. (2018). Proposal and analysis of two novel integrated configurations for hybrid solar-biomass power generation systems: Thermodynamic and economic evaluation. *Energy Conversion and Management*, 160, 411-425.

Wang, K., Li, M.-J., Guo, J.-Q., Li, P., & Liu, Z.-B. (2018). A Systematic Comparison of Different S-CO<sub>2</sub> Brayton Cycle Layouts Based on Multi-Objective Optimization for Applications in Solar Power Tower Plants. *Applied Energy*, 212, 109-121.

Wang, X., Liu, Q., Bai, Z., Lei, J., & Jin, H. (2017). Thermodynamic Analysis of the Cascaded Supercritical CO<sub>2</sub> Cycle Integrated with Solar and Biomass Energy. *Energy Procedia*, 105, 445-452.

Weiland, N., Lance, B., & Pidaparti, S. (2019). SCO<sub>2</sub> POWER CYCLE COMPONENT COST CORRELATIONS FROM DOE DATA. Proceedings of ASME Turbo Expo 2019: Turbomachinery Technical Conference and Exposition.

www.phyllis.nl. (2020, julio). Retrieved junio 14, 2020, from <https://phyllis.nl/Biomass/View/2294>



**ALFR-ALENTEJO: DEMONSTRAÇÃO EXPERIMENTAL DE UM PROTÓTIPO ADVANCED  
LINEAR FRESNEL REFLECTOR EM ÉVORA**

**Canavarro D.\*, Collares-Pereira M. \*, Santos A.\*, Delgado G.\*, Horta P.\***

\* Universidade de Évora/Cátedra Energias Renováveis, Casa Cordovil, Rua D. Augusto Eduardo Nunes, n.7 7000-651 Évora, Portugal, [diogocvr@uevora.pt](mailto:diogocvr@uevora.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2018>

**RESUMO**

Este artigo debruça-se sobre o projecto de demonstração ALFR-Alentejo: “Instalação, ensaio e análise de um concentrador do tipo *Advanced Linear Fresnel Reflector* para a produção de electricidade por via termosolar com armazenamento térmico”. Este projecto, iniciado em Dezembro de 2019, visa o desenho, construção e ensaio de um concentrador solar inovador do tipo Advanced Linear Fresnel Reflector. Neste artigo são apresentadas as características geométricas e ópticas do concentrador, uma estimativa do seu desempenho para diferentes localizações e valores de DNI (Radiação Normal Directa) e uma súmula dos trabalhos experimentais a decorrer no Pólo de Évora da INIESC – Infraestrutura Nacional de Investigação em Energia Solar de Concentração.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar, Advanced Linear Fresnel Reflector, ALFR-Alentejo, INIESC.

**ABSTRACT**

This article focuses on the ALFR-Alentejo demonstration project: “Installation, testing and analysis of na Advanced Linear Fresnel Reflector concentrator for the production of electricity via termosolar process with thermal storage”. This project, started on December 2019, aims at the design, construction and testing of an innovative Advanced Linear Fresnel solar concentrator. The present article presents the geometric and optical characteristics of this concentrator, its expected performance for different locations and values of DNI (Direct Normal Radiation) as well as a summary of the experimental work taking place at Herdade da Mitra of the University of Évora, at the Évora pole of INIESC – National Research Infrastructure in Solar Energy Concentration.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Advanced Linear Fresnel Reflector, ALFR-Alentejo, INIESC.

## INTRODUÇÃO

Os concentradores solares do tipo *Linear Fresnel Reflector* (LFR) são uma potencial solução para a produção de electricidade termosolar a baixo custo. Contudo, para que estes possam ser competitivos face às outras tecnologias CSP (*Concentrated Solar Power*) a sua eficiência global solar-electricidade deverá ser superior aos valores actuais (Morin et al., 2012). Um possível caminho será aumentando o factor de concentração solar por forma a atingir temperaturas de operação mais altas e, dessa forma, rendimentos de conversão termodinâmicos superiores (mais energia colectada) em simultâneo com a redução do número de filas no campo solar (menores perdas parasíticas e redução de custos). Este artigo apresenta uma configuração denominada *Advanced Linear Fresnel Reflector* (ALFR), como se mostra na Fig. 1.

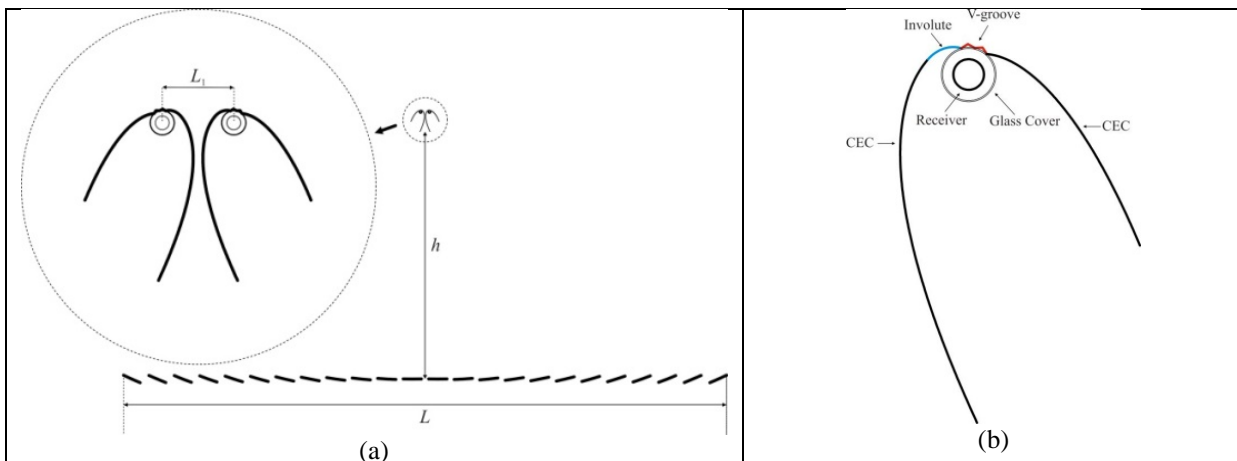


Fig. 1. O concentrador ALFR: (a) vista de corte do concentrador; (b) detalhe do concentrador secundário.

Este concentrador tem como principais características inovadoras:

- Solução compacta, permitindo colocar dois receptores na mesma estrutura a uma altura  $h > 7\text{m}$  (Fig. 1(a));
- Dois secundários do tipo CEC (Concentrador Elíptico Composto) (Chaves, 2016) assimétricos com otimização conjunta com o primário composto por heliostatos numa abertura  $L > 20\text{m}$ ;
- Os dois tubos de vácuo, distanciados por  $L_1 < 1\text{m}$ , podem ser alimentados por uma ligação e saída comuns ou como um deles como entrada e o outro como saída em ligação do tipo “U” à sua saída. Isto pode contribuir para a redução de comprimento de tubagem e de perdas térmicas associadas;
- O espelho secundário é composto por três partes: a porção CEC, a involuta e os espelhos V-grooves (Rabl, 1985) (Fig. 1(b)). Esta última porção permite controlar as perdas de luz pelo gap existente entre a cobertura de vidro (onde o secundário toca) e o tubo receptor, aumentando a eficiência do concentrador.

## ANÁLISE ÓPTICA E TÉRMICA

Por forma a testar os méritos do concentrador ALFR, foi realizada uma análise numérica da sua performance óptica e térmica. A Tabela 1 mostra os dados geométricos do concentrador considerado.

Tabela 1. Características geométricas do concentrador ALFR.

	Abertura (m)	Comprimento total de espelho (m)	Raio receptor (m)	Altura do receptor (m)	Número de espelhos	Comprimento espelho (m)	$C_g$ (X)	$\varphi$ (°)
ALFR	26	22	0.035	10.8	22	1	45	49.73

Onde  $C_g$  é a concentração geométrica e  $\varphi$  é o ângulo de borda (*rim angle*, em inglês).

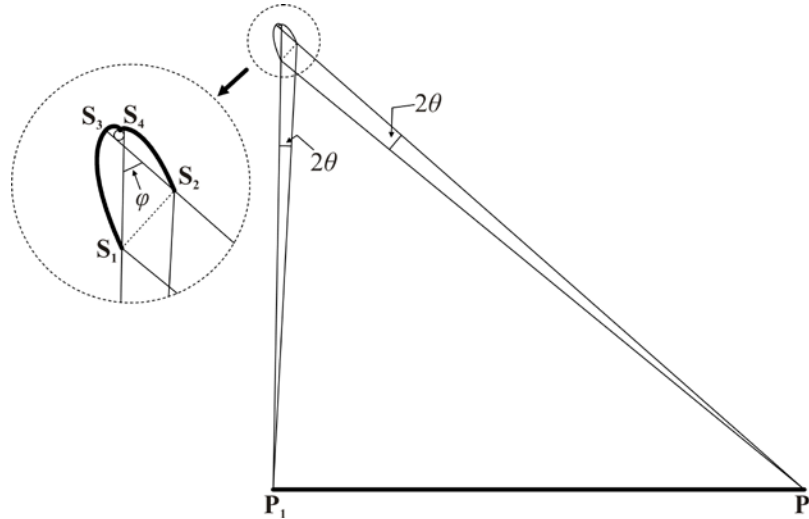


Fig. 2. Método de design do concentrador ALFR.

A Figura 2 mostra o método de desenho do concentrador, baseado no princípio de conservação da etendue (Winston et al., 2005). Os pontos  $P_1$  e  $P_2$  representam os extremos do primário e  $S_1S_2$  a entrada do secundário CEC. Os raios extremos vindos de  $P_1$  e  $P_2$  (fazendo um ângulo  $2\theta$  entre si, onde  $\theta = \text{ArcSin}(1/C_g)$  para um receptor imerso em ar ou vácuo) iluminam a entrada  $S_1S_2$ . Nesse sentido, de acordo com o método das cordas de Hottel, o etendue  $U$  trocado entre  $P_1P_2$  e  $S_1S_2$  é dado por (Chaves, 2016):

$$U = [P_1, S_2] + [P_2, S_1] - [P_1, S_1] - [P_2, S_2] \quad (1)$$

onde  $[A, B]$  é a distância euclidiana entre dois pontos  $A$  e  $B$ . A quantidade  $U$  pode ser usada para determinar as dimensões adequadas do concentrador. Com efeito, considerando as dimensões do receptor como um *input*, tendo um raio de 35mm (Schott, 2013), é possível otimizar as dimensões do primário  $P_1P_2$  para um ajuste de etendues. Considerando o etendue máximo que o receptor pode capturar,  $U_R = 4\pi r$  (sendo  $r$  o raio do receptor) pela conservação da etendue tem-se que:

$$r = \frac{U}{4\pi} \quad (2)$$

Nesse sentido, as dimensões do sistema são determinadas por forma a que  $r = 35\text{mm}$ . A extensão dos raios extremos, tangentes ao receptor, define a posição dos pontos  $S_3$  e  $S_4$  e as porções  $S_1S_3/S_2S_4$  são espelhos CEC. A restante parte do secundário é composto por uma involuta (Rabl, 1985) e espelhos *v-groove*, como se mostra na Figura 1b (adaptados ao tubo receptor evacuado).

A análise óptica foi realizada utilizando um método de traçado de raios (para um perfil solar de  $\approx 0.27^\circ$ ) e recorrendo a um método desenvolvido em outros trabalhos (Canavarro, 2014). Os parâmetros ópticos considerados foram a eficiência óptica à incidência normal ( $\eta_{opt}$ ), o semi-ângulo de aceitação ( $\theta$ ), o produto concentração-aceitação (CAP) (Canavarro et al., 2014) e o modificador de ângulo de incidência (IAM) (Canavarro et al., 2014). O valor de  $\theta$  é calculado à incidência normal e é definido como o ângulo para o qual o concentrador captura 90% da potência relativamente à posição original, mantendo os espelhos fixos (sem rotação). O CAP *Concentration-Acceptance Product*, em inglês) é dado pela expressão:

$$CAP = C_g \sin \theta \quad (3)$$

e expressa a proximidade de um concentrador do limite máximo termodinâmico. No caso ideal,  $CAP = 1$  (considerando um índice de refração  $n = 1$  - receptor imerso em ar ou vácuo).

A Tabela 2 mostra as propriedades de materiais consideradas e a Tabela 3 os resultados para os parâmetros mencionados.

Tabela 2. Propriedades dos materiais considerados.

	Reflectividade	Absorptividade	Transmissividade
Espelhos primários	92%	-	-
Espelho secundário	92%	-	-
Receptor	-	96%	-
Cobertura de vidro	-	-	97%

Tabela 3. Parâmetros ópticos do concentrador ALFR.

	$\eta_{opt}$	$\theta$ (°)	CAP
ALFR	0.70	0.75	0.59

A Figura 3 mostra as curvas de IAM para os planos transversal ( $K_T$ ) e longitudinal ( $K_L$ ).

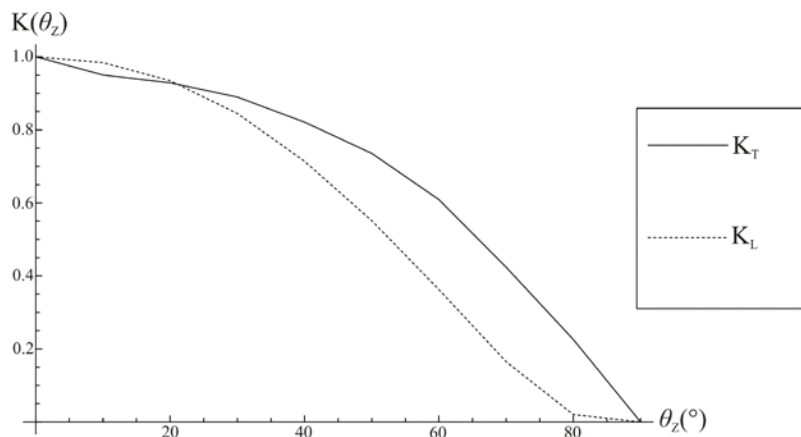


Fig. 3. Curvas de IAM para o concentrador ALFR.

As perdas térmicas num receptor tubular evacuado do tipo “Schott PTR70” (Schott, 2013), para a temperatura de trabalho  $T_R$ , podem ser estimadas pela equação (adaptação de (Burkholder and Kutscher, 2009)).

$$P_R(T_R) = 0.141T_R + 6.48 \times 10^{-9}T_R \quad (4)$$

De acordo com a Eq. (4) é possível estimar uma perda de 740W/m a 560°C. Seguindo a metodologia utilizada recentemente para esta estimativa realizadas simulações do desempenho anual de um campo solar com uma área  $A_{col} = 250.000 \text{ m}^2$  para as localidades de Faro (Portugal) e Hurgada (Egipto) (Canavarro et al., 2017). Sumariamente, esta estimativa assumiu:

- O campo solar é composto por um conjunto de 23 filas, cada uma com 500m de comprimento;
- As tubagens,  $P_T$ , têm 10cm de espessura e são revestidas por lã de rocha. Desse pressuposto, o modelo assumiu as perdas térmicas de  $P_{Tin} = 65\text{W/m}$  para o fluido de entrada (290 °C) e  $P_{Tout} = 130 \text{ W/m}$  o fluido à saída (565 °C).
- Temperaturas de operação nominais e constantes:  $T_{in} = 290 \text{ °C}$  à entrada e  $T_{out} = 565 \text{ °C}$  à saída;
- Rendimento de conversão DNI-calor anual de 0.35 e 0.39 para Évora e Hurgada, respectivamente.
- Rendimento de conversão calor-electricidade de 0.147 e 0.163 para Évora e Hurgada, respectivamente (valor nominal de rendimento da turbina de  $\eta_T = 0.42$  a  $T_{out} = 565 \text{ °C}$ ).

A Tabela 4 mostra os resultados obtidos.



Tabela 4. Performance solar-electricidade do concentrador ALFR para as localidades de Faro e Hurghada.

Localidade	DNI (kWh/m <sup>2</sup> /ano)	Energia Térmica Colectada (kWh)	Electricidade produzida (kWh)	Conversão solar-electricidade anual média
Faro, Portugal	2359	$2.11 \times 10^8$	$8.38 \times 10^7$	0.147
Hurghada, Egipto	3044	$3.02 \times 10^8$	$1.22 \times 10^8$	0.163

Estes valores demonstram que a tecnologia ALFR poderá estar mais próxima dos rendimentos de conversão 15-16% da tecnologia cilindro-parabólica (PTC) convencional a óleo térmico (nas regiões do sul da europa) e simultaneamente acima dos rendimentos de 8-9% da tecnologia Linear Fresnel (LFR) convencional (Morin et al., 2012). Naturalmente, também é expectável um aumento do rendimento de conversão da tecnologia PTC quando operada com sais fundidos, de forma similar à tecnologia ALFR. De qualquer forma, o incremento esperado na tecnologia ALFR só é possível pelo recurso a geometrias inovadoras de elevada concentração e a sua adaptação a receptores tubulares evacuados. Por outro lado, as tecnologias do tipo Fresnel possuem um elevado potencial de redução de custos pela seu fabrico e manutenção mais simples quando comparados à tecnologia PTC, abrindo a forte possibilidade de redução de LCOE (*Levelized Cost of Electricity*, em inglês) e, portanto, à sua futura penetração no sector electroprodutor em larga escala.

#### PROJECTO DE DEMONSTRAÇÃO ALFR-ALENTEJO

Um projecto de demonstração denominado ALFR-Alentejo (ALFR-ALENTEJO, 2020) foi recentemente iniciado e permitirá a implementação de dois protótipos ALFR à escala industrial. O projecto, liderado pela Universidade de Évora/Cátedra Energias Renováveis, terá lugar na plataforma experimental Évora Molten Salt Platform (EMSP) e na Plataforma de Ensaio de Concentradores Solares (PECS) na Herdade da Mitra em Évora (ver Fig. 4).



Fig. 4. Plataformas de ensaio na Herdade da Mitra da Universidade de Évora. (a) Plataforma de sais fundidos (EMSP); (b) Plataforma de ensaio de concentradores solares (PECS).

O protótipo a ser instalado na PECS terá uma área reflectiva de 44 m<sup>2</sup>, com uma potência térmica pico estimada de 27kWh<sub>th</sub>. Esta instalação permitirá a caracterização óptica e térmica do protótipo, o qual funcionará com um circuito de óleo térmico até temperaturas de 400°C, num esquema semelhante ao que se apresenta na Figura 5 (que também já foi utilizado para ensaiar outros colectores como cilindro-parabólicos e concentradores parabólicos compostos quasi-estacionários (CPC-QS)(Osório et al., 2019)). Serão determinados vários os vários parâmetros ópticos já mencionados anteriormente o que permitirá não apenas a certificação do colector mas também uma comparação com os resultados dos modelos de simulação. Os ensaios serão realizados de acordo com a normal internacional ISO9806.

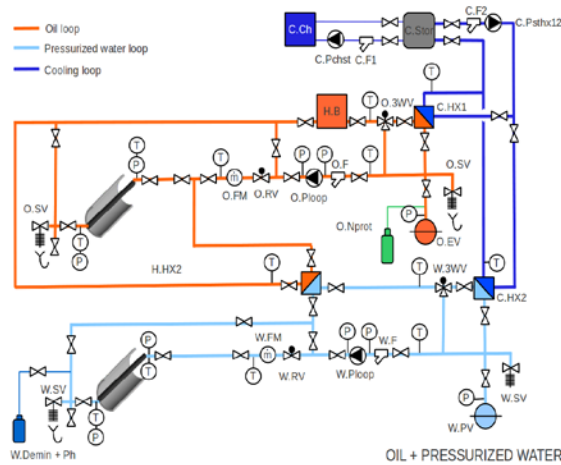


Fig. 5. Esquema de circuito e configurações possível na PECS.

O segundo protótipo será conectado a um *loop* de sais fundidos e será testado a temperaturas de operação até 560°C usando sais fundidos como fluido de transferência de calor e meio de armazenamento de energia. Os ensaios terão lugar na plataforma EMSP da Universidade de Évora. Este protótipo terá uma área de 440 m<sup>2</sup> (22m x 20m) e uma potência térmica na ordem de 270kW<sub>th</sub>. A Figura 6 mostra a futura adaptação do campo solar na actual EMSP.

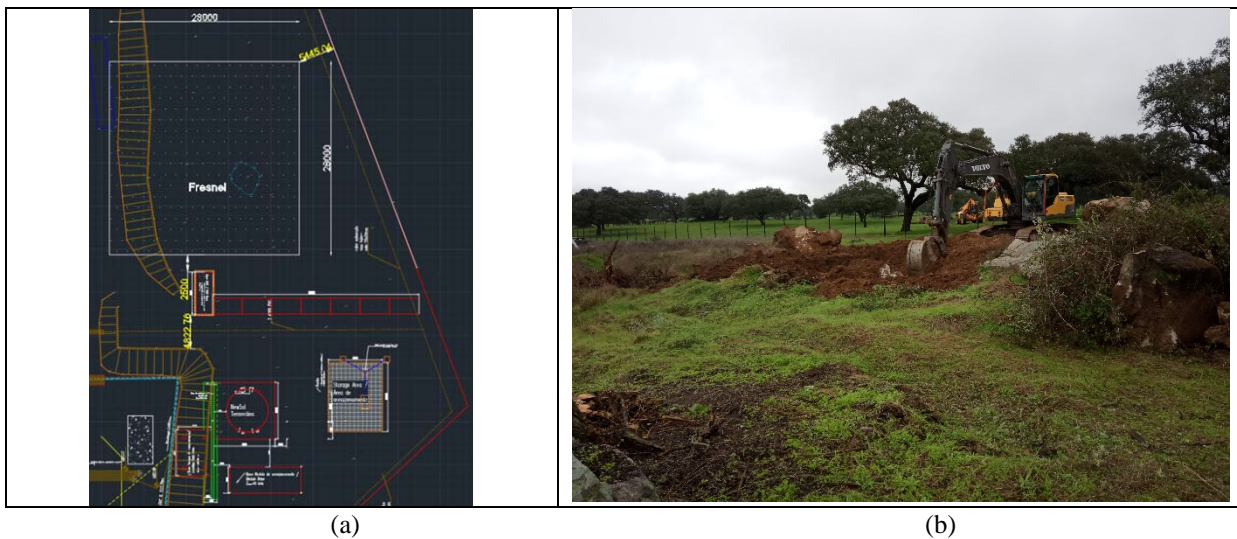


Fig. 6. Instalação de protótipo ALFR na EMSP. (a) Localização do campo solar; (b) Preparação dos terrenos.

Esta instalação permitirá o ensaio e medição do rendimento do colector até temperaturas de 560°C. Em particular, realizados os seguintes ensaios:

- Teste do pré-aquecimento matinal e a drenagem vespertina como estratégia de reduzir as perdas térmicas nocturnas (aumento de eficiência) e superar a necessidade de traçagem eléctrica nos receptores e tubagem (por forma a evitar a solidificação dos sais fundidos), numa perspectiva de redução de custo.
- Ensaio de modos de operação inteligentes: *start-up/shut-down* diários, operação em modo não-solar e ainda modos de emergência ou falha crítica;
- Comparação de resultados com modelos numéricos e sua optimização;
- Análise económica, eco-design (estratégia de redução de custos) e exploração e disseminação de resultados.

#### COMENTÁRIOS FINAIS

O projecto ALFR-Alentejo irá permitir a validação de um concentrador inovador do tipo Fresnel Linear. Os resultados de simulação indicam uma estimativa de rendimento de conversão solar-electricidade na ordem de 14% para latitudes e valores de DNI similares às da região de Évora. A confirmar-se, este resultado é um avanço significativo no estado-da-arte desta tecnologia e um passo importante no seu reconhecimento como alternativa para a produção centralizada de electricidade por via térmica. A optimização da geometria concentrador através do recurso das ferramentas da

óptica não-produtora de imagem (*non-imaging optics*, em inglês) e a operação a temperaturas de 560°C parecem ser os pontos-chave para a obtenção deste resultado preliminar.

A natureza do presente projecto permitirá a validação em ambiente relevante da performance óptica e térmica do concentrador ALFR. Com efeito, o ensaio da tecnologia na plataforma PECS e EMSP reúnem condições únicas para o ensaio da tecnologia sob vários regimes importantes (ensaio em regime quasi-estacionário, arranque/paragem, emergência, dias sem radiação solar, etc.), permitindo dessa feita não só a certificação do concentrador mas também a elaboração de *guidelines* para a sua operação a escalas superiores. O projecto, que ainda se encontra numa fase inicial, irá também incidir sobre os tópicos relevantes como a validação/melhoria das ferramentas de simulação, optimização económica do sistema e abordagens para redução de custo por via de um eco-design com recurso a materiais mais baratos e de fácil fabrico.

#### AGRADECIMENTOS

O projecto ALFR-Alentejo é financiado pelo programa Alentejo2020 através da CCDR-Alentejo (ALT20-03-0145-FEDER-039487) e conta também com o suporte da Infraestrutura de Investigação em Energia Solar de Concentração (INIESC, AAC 01/SAICT/2016, n° 22113)

#### REFERÊNCIAS

ALFR-ALENTEJO, 2020. ALFR-ALENTEJO [WWW Document]. URL [www.alfr-alentejo.uevora.pt](http://www.alfr-alentejo.uevora.pt)

Burkholder, F., Kutscher, C.F., 2009. Heat loss testing of Schott's 2008 PTR70 parabolic trough receiver. NREL Tech. Rep. 58.

Canavarro, D., 2014. Advances in the design of solar concentrators for thermal applications. University of Évora.

Canavarro, D., Chaves, J., Collares-Pereira, M., 2017. New dual asymmetric CEC linear Fresnel concentrator for evacuated tubular receivers. p. 040001. <https://doi.org/10.1063/1.4984397>

Canavarro, D., Chaves, J., Collares-Pereira, M., 2014. Simultaneous Multiple Surface method for Linear Fresnel concentrators with tubular receiver. Sol. Energy 110, 105–116. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.09.002>

Chaves, J., 2016. Introduction to nonimaging optics. CRC Press, New York, 2nd Edition.

Morin, G., Dersch, J., Platzer, W., Eck, M., Häberle, A., 2012. Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector power plants. Sol. Energy 86, 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.06.020>

Osório, T., Pereira, R., Coelho, A., Marchã, J., Pereira, J., Silva, R., Eusébio, T., Collares-Pereira, M., 2019. A novel quasi-stationary CPC-type solar collector for intermediate temperature range applications for process heat: Simulation and experimental results. p. 150006. <https://doi.org/10.1063/1.5117662>

Rabl, A., 1985. Active Solar Collectors and Their Applications. Oxford University Press, New York.

Schott, 2013. Schott PTR70 Datasheet [WWW Document]. URL [https://www.schott.com/d/csp/2ad9cb93-5b86-4a51-aead-a49b4e869ef8/1.0/schott\\_ptr70\\_4th\\_generation\\_datasheet.pdf](https://www.schott.com/d/csp/2ad9cb93-5b86-4a51-aead-a49b4e869ef8/1.0/schott_ptr70_4th_generation_datasheet.pdf)

Winston, R., Miñano, J.C., Benítez, P., 2005. Nonimaging Optics. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-759751-5.X5000-3>



## INTEGRACIÓN DE SOLAR TÉRMICA EN REDES DE DISTRITO. PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN

**Bujedo L.A.\*, Samaniego J.\*, Díaz-Angulo J.A.\*\*\*, Andrés M.\*, Soutullo S.\*\*\*, Gabaldón A.\*, Ferrer J.A.\*\*\*,  
Hernández J.L.\*, Heras M.R.\*\*\*, Mulero S.\*, Castellanos A.\*\***

\*División de Energía, Centro Tecnológico CARTIF, Parque Tecnológico de Boecillo, parc. 205, Boecillo  
47151, (Castilla y León) España, [luibuj@cartif.es](mailto:luibuj@cartif.es)

\*\* Departamento de Energía, Unidad de Eficiencia energética en la Edificación, CIEMAT, Avda. Complutense, 40,  
28040, (Madrid) España.

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2019>

### RESUMEN/RESUMO

El presente trabajo describe un algoritmo de cálculo de predicción de producción de plantas solares térmicas para su uso integrado en un sistema de control de redes de distrito (GIRTER). Inicialmente se describe brevemente la estrategia global con el fin de poder integrar el aporte de la producción solar, como un elemento que resta carga al sistema. A partir de la estimación de un horizonte de predicción dependiente de las inercias de la red de distrito, se obtiene una predicción horaria de temperatura y radiación horizontal de una base de datos externa que son empleadas para determinar la demanda asociada a los edificios de la red de distrito así como a la producción de la instalación solar. A continuación se describe el algoritmo desarrollado basado en la ecuación de Bliss indicando el procedimiento de cálculo de los diferentes términos. Finalmente se muestra su validación comparando los resultados que da GIRTER con los de una simulación realizada en TRNSYS®. El proyecto GIRTER ha sido realizado dentro de la convocatoria RETOS 2016.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** Energía Solar, Redes de distrito, control predictivo, TRNSYS.

### ABSTRACT

The present work describes an algorithm for calculating the prediction of the production of solar thermal plants for its integrated use in a district network control system (GIRTER). Initially, the global strategy is briefly described in order to be able to integrate the contribution of solar production, as an element that reduces the burden on the system. From the estimation of a prediction horizon dependent on the inertias of the district network, an hourly prediction of temperature and horizontal radiation is obtained from an external database that are used to determine the demand associated with the buildings of the network of district, as well as the production of the solar installation. The following describes the algorithm developed based on the Bliss equation, indicating the procedure for calculating the different terms. Finally, its validation is shown by comparing the results that GIRTER gives with those of a simulation carried out in TRNSYS®. The GIRTER project has been carried out within the RETOS 2016 call.

**KEYWORDS:** Solar Energy, District Heating network, predictive control, TRNSYS.

## INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

La tecnología de redes de calefacción y refrigeración se considera como una solución prometedora para la reducción de los consumos de energía primaria y las emisiones locales tanto para cubrir la demanda de calefacción y refrigeración de los edificios en redes de distrito (Rezaie y Rosen,2012) como en su variante industrial. Su clasificación y desarrollo tecnológico se describe ampliamente en (Werner et al. 2014). En la encuesta estadística sobre el sector de redes térmicas realizada por (Euroheat & Power 2017) informa que alrededor de 6.000 redes de calefacción estaban en funcionamiento en Europa suministrando alrededor del 11-12% de la demanda de calor total en 2017. Para la refrigeración se han identificado 115 instalaciones. Según lo indicado por la Plataforma Tecnológica (DHC +2012) esta última cubre una parte de aproximadamente el 2% de la demanda total de refrigeración. Los sistemas de calefacción están más extendidos en los países del norte que en los del sur de Europa,. A nivel de España destacar que (ADHAC, 2019) en su censo de 2019 tiene 414 instalaciones localizadas, de las que 374 son de calor, 4 son de frío y 36 son mixtas.

Las redes energéticas tradicionales de alta temperatura suelen disponer de pérdidas de calor significativas y altos costos de instalación sobre todo en verano, en redes de sólo calor en las que el sistema sólo proporciona ACS. En estos casos las pérdidas térmicas de la red pueden alcanzar valores del 30% debido al alto tiempo de retención de agua en la red. (Prando et al. 2015) argumentan que la rentabilidad económica de las infraestructuras de red de calefacción tradicionales con alta temperatura pueden verse comprometidas. Uno de los caminos de mejora para las redes de distrito, pasa por la reducción de la temperatura de impulsión.

Con este objetivo en mente, el proyecto GIRTER es el desarrollo de un sistema de control novedoso en el mercado con el que poder mejorar la explotación de Redes Térmicas de Distrito con poligeneración. Es por ello primordial optimizar las consignas de operación y el estado de los diferentes equipos o consumidores para, de esta manera, reducir el consumo energético, mejorar la eficiencia y satisfacer la demanda con la operación más óptima.

Tanto en arranque como en la operación continua de la red será necesario definir unas reglas de control básicas (y razonables) incluyendo unos valores de consigna que serán los que se modifiquen al lanzar las simulaciones y que serán optimizadas.

Partiendo de los estudios y modelos analizados en el resto de entregables, la estrategia de operación de GIRTER se despliega en tres fases:

1. Predicción meteorológica
2. Definición de parámetros (caracterización de planta)
3. Cálculos:
  - Cálculos previos
  - Cálculos iterativos (establecimiento de consignas)

### Predicción meteorológica

Partiendo de servicios exteriores se obtienen los valores de radiación horizontal exterior y temperatura ambiente durante el horizonte de predicción (las próximas 4-12 h).

### Definición de parámetros

En esta parte se establece para cada unidad de la planta los diferentes parámetros necesarios para la caracterización de su modelo energético:

#### Modelo de edificios

Se ha desarrollado en base a simulación un modelo simplificado de edificios que con los datos de radiación y temperatura exterior (Díaz et al, 2020), es capaz de estimar la demanda que va a tener debido a la acción climática (sin considerar cargas internas, las cuales sirven como elemento de seguridad ya que es una situación conservativa).

#### Modelo del anillo

A través del volumen de agua del anillo junto con los depósitos de agua se puede estimar la inercia del sistema frente a cambios de consigna de impulsión. Para caracterizar las pérdidas que se producen por distribución, se requiere una temperatura del terreno media (TempTerr). En geotermia, es habitual considerar que la temperatura media del terreno, en cotas no muy profundas coincide con la media de temperatura anual en aire.

### Modelo de generadores

GIRTER diferencia entre generadores despachables como las caldera y no despachables como son las instalaciones solares térmicas. Asociados a ellas requiere de una serie de variables como son la potencia, número de elementos, curvas de rendimiento, etc.

Con respecto a las fuentes no controlables, y en el caso concreto de instalaciones solares, las variables necesarias para la caracterización y la posterior predicción de producción son:

- La superficie ( $A_{\text{solar}}$ ) del campo de captación es un parámetro fundamental para tener una idea de la magnitud de la instalación.
- El rendimiento calculado a través de una ecuación lineal que dispone de diferentes parámetros: por un lado están los parámetros del modelo lineal de rendimiento del captador y por otro lado se complementa con un coeficiente global de pérdidas en el que se incluyen el resto de efecto.

### Cálculos

Se dispone de una serie de cálculos iniciales que se realizan sólo una vez asociados con la caracterización de las subestaciones, la correlación entre la potencia de subestación y la temperatura de impulsión, así como el horizonte de predicción.

Por otro lado hay una serie de cálculos iterativos realizados en cada hora encaminados a establecer la consigna de temperatura de impulsión que debe tener el anillo y la potencia de generación necesaria para vencer la demanda. Dentro de esta estrategia es importante conocer el aporte de las instalaciones solares.

## METODOLOGÍA

Habrán situaciones en las que asociadas al anillo haya instalaciones solares térmicas que aporten energía. Si GIRTER dispone de los datos correspondientes, puede hacer una estimación de la energía que van a aportar al anillo.

Al ser un elemento que aporta energía neta, el efecto final es una reducción de la demanda por lo que su cálculo no es crítico y siempre se puede plantear como un elemento extra a considerar, dando robustez al sistema. Por ello se va a presentar un método de cálculo muy simplificado en el que se van a considerar hipótesis muy restrictivas.

La pieza más importante en una instalación solar es el captador, el cual se encarga de transformar la radiación solar incidente en energía térmica que se cede a un fluido calorportador para su aprovechamiento en redes de distrito. El proceso se basa en un balance de energía entre la radiación incidente que se transforma en calor a través del efecto fototérmico y las pérdidas que se producen por la envolvente (Duffy y Beckman, 1991) caracterizado por las siguientes ecuaciones.

De esta forma se tiene que la energía producida por un colector.

$$Q_u = A_c \cdot F_R \cdot [(\tau\alpha) \cdot I_T - U_L \cdot (T_m - T_a)] \quad (1)$$

Que operando puede adoptar esta otra forma:

$$Q_u = A_c \cdot [F_R \cdot (\tau\alpha) \cdot I_T - F_R \cdot U_L \cdot (T_m - T_a)] \quad (2)$$

O lo que es lo mismo:

$$Q_u = A_c \cdot [K_1 \cdot I_T - K_2 \cdot (T_m - T_a)] \quad (3)$$

Donde:

- $Q_u$  = Potencia útil transferida a la fluido. [W].
- $A_{\text{solar}}$  = Superficie del campo captador. [m<sup>2</sup>].
- $K_1$  = Coeficiente de rendimiento óptico:  $K_1 = F_R \cdot (\tau\alpha)$ . Adimensional en valor por unidad.
- $K_2$  = Coeficiente de pérdidas:  $K_2 = F_R \cdot U_L$ . [W/m<sup>2</sup>·°C]
- $I_T$  = Radiación solar incidente sobre el plano del captador. [W/m<sup>2</sup>].
- $T_m$  = Temperatura media entre la entrada y la salida del fluido caloportador [°C].

- $T_a$  = Temperatura ambiente. [°C].

El área es un valor conocido a priori, y los valores de  $K_1$  y  $K_2$  son parámetros del captador aportados por el fabricante.

En base a las ecuaciones anteriores, se ha adaptado un modelo de cálculo que dispone de las siguientes partes:

#### Estimación de la energía radiante

La radiación es un parámetro fundamental en la estimación de la producción solar y que además puede variar de manera importante, sobre todo a las primeras y últimas horas del día. Para el cálculo de la energía aportada por la solar, se necesita un balance de la energía radiante esperada.

El sistema de recogida de datos, toma valores instantáneos medidos en  $W/m^2$ . Sin embargo para estimar la producción solar, se requiere de datos de energía radiante en el horizonte de predicción que es una hora, por lo que se deben estimar  $W \cdot h/m^2$ .

En situaciones de días claros, en los que la radiación tiene una evolución suave, el valor de la media entre el valor actual y el futuro, puede ser una buena estimación (hay que tener en cuenta que la ventana de predicción es una hora) sin embargo, en días con radiación errática, sometida al paso de nubes este valor será más complejo de calcular.

Por ello, en vez de tomar la radiación actual (inicial) o la final (dentro de una hora), se ha decidido tomar el valor medio del intervalo, por presentar un error razonable durante los periodos de generación calculado como:

- $I_{g\_t}$  Radiación en el instante actual [ $W/m^2$ ]
- $I_{g\_t+1}$

$$G = \frac{I_{g\_t} + I_{g\_t+1}}{2} \quad (4)$$

Además hay que tener en cuenta que los colectores suelen estar inclinados, por lo que el valor anterior (que suele ser horizontal) hay que corregirle a la inclinación lo cual se realiza con un parámetro medio anual, ya que la implementación de ecuaciones de ángulo de incidencia complicaría los cálculos y con ello se saldría del objetivo de GIRTER.

#### Temperatura ambiente

De forma análoga a como se ha hecho con la radiación se puede estimar un valor de temperatura media ambiente entre el inicio y el final de cada periodo de tiempo de cálculo (habitualmente una hora).

$$T_{amb} = \frac{T_{amb\_t} + T_{amb\_t+1}}{2} \quad (5)$$

#### Estimación de la temperatura del depósito ( $T_{dep}$ )

Este valor permitirá determinar de manera indirecta la temperatura de entrada a los captadores así como el nivel térmico de la instalación a la hora de poder aportar potencia al anillo. Para su empleo se presentan dos situaciones:

- La temperatura del depósito se mide y es conocida por GIRTER . Se toma la temperatura de la parte baja.
- La temperatura del depósito no es conocida por GIRTER. En este caso se va a realizar una estimación como:

$$T_{dep} = T_{consigna\_hora\_corr} - 15 \quad (6)$$

#### Temperatura de uso



El otro punto importante a conocer para determinar el nivel térmico de la instalación solar, es la temperatura a la que tiene que salir el agua de la solar ( $T_{uso\_solar}$ ). Este valor va a depender del punto de inserción de la instalación. Destacar que lo más habitual es que se conecte en el retorno del anillo. Al igual que en el caso anterior se puede dar dos casos:

- La temperatura en el punto de inyección es un valor medido y por lo tanto registrable por GIRTER, en cuyo caso se introduce en la ecuación en función de la posición de la instalación solar y de los valores que tenga.
- La temperatura del punto de retorno no es conocida. Un salto de diseño habitual suele ser de 15°C y por lo tanto se estimara como:

$$T_{uso\_solar} = T_{consigna\_hora\_corr} - 10 \quad (7)$$

#### Temperatura media del captador ( $T_m$ )

Con estos valores se puede calcular la temperatura media del captador ( $T_m$ ), teniendo en cuenta que la temperatura del depósito es el valor de entrada y el de uso solar sería el de salida (siempre que la instalación tenga potencia suficiente para llegar a este valor.).

$$T_m = \frac{(T_{dep} + T_{uso\_solar})}{2} \quad (8)$$

#### Estimación de la producción solar

Otros elementos importantes a considerar a la hora de estimar la producción solar son el sistema de intercambio y el sistema de almacenamiento solar. Para su inclusión en la ecuación de producción solar, se suelen englobar en un coeficiente de pérdidas con un valor que va desde el 0,7 hasta el 0,9.

Para ello se define  $Rend_{solar}$  como un parámetro en el que se incluye el efecto de sombras, orientación, pérdidas en elementos de la instalación, etc.) así como incertidumbres en la operación del sistema solar.

A partir de la ecuación Ec.3 y las definiciones anteriores se puede estimar la producción del campo solar con las siguientes adaptaciones:

$$Q_u = A_{solar} \cdot Rend_{solar} [K_1 \cdot G - K_2 \cdot (T_m - T_a)] \quad (9)$$

## RESULTADOS

Con el fin de evaluar el error de las expresiones anteriores, se ha realizado un modelo en TRNSYS (Fig. 1) que calcula con una frecuencia de 0.125 h (70.080 datos), la cual recoge toda la dinámica del sistema y se van a comparar los resultados con el modelo anterior, en base horaria.

Se ha considerado una instalación solar térmica de 10 m<sup>2</sup> de superficie con unos coeficientes de rendimiento  $K_1 = 0,7$  y  $K_2 = 3,6 \text{ W/m}^2 \cdot \text{°C}$ . La temperatura de inyección al anillo se ha considerado constante durante toda la simulación  $T_{consigna\_hora\_corr} = 70^\circ\text{C}$ . El rendimiento global solar  $Rend_{solar} = 0,8$ .

Por otro lado, se han tomado los valores climáticos de Valladolid y se ha supuesto que no hay error de predicción, ya que los valores de radiación y temperatura tomados para hacer la estimación coinciden con los valores con los que se alimenta al modelo.

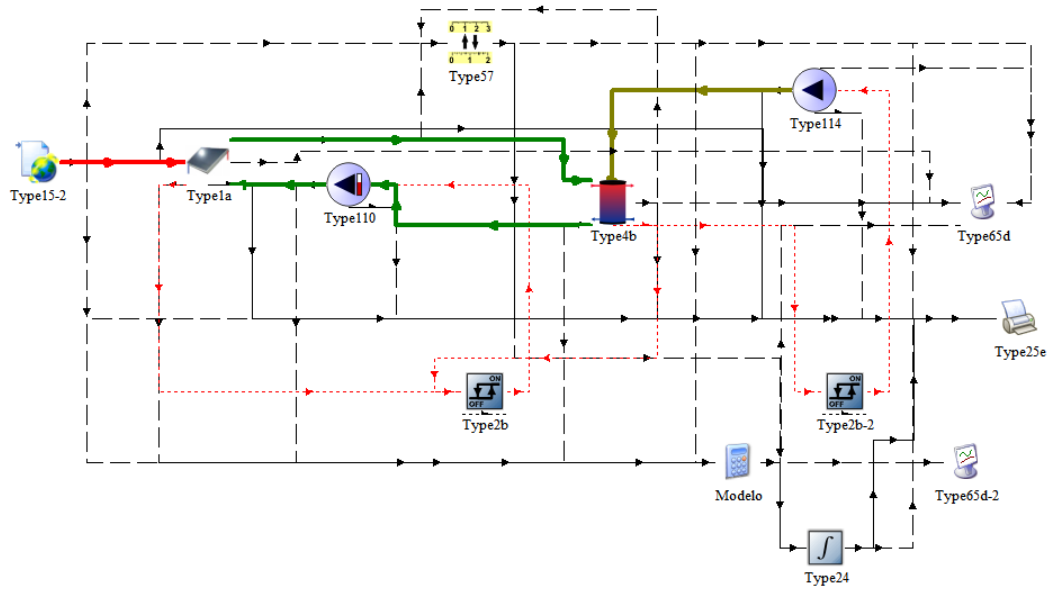


Figura 1. Modelo en TRNSYS de la instalación solar.

En el modelo se han tomado una histéresis de arranque y paro de bombas en primario y secundario de 2 para arrancar y 1 en paro. Por otro lado, la temperatura del anillo se ha considerado de 70°C. El resultado obtenido para cada mes en kWh/mes se muestra en la Tabla 1:

Tabla 1. Comparación de la producción mensual y anual en kWh de los modelos TRNSYS y GIRTER.

	<b>Solar TRNSYS</b>	<b>Solar GIRTER</b>	<b>Diferencia</b>
ENERO	141,36	195,55	38,33%
FEBRERO	176,78	215,09	21,67%
MARZO	429,33	434,11	1,11%
ABRIL	393,69	406,05	3,14%
MAYO	554,30	534,71	3,53%
JUNIO	680,28	632,07	7,09%
JULIO	801,48	731,95	8,68%
AGOSTO	730,75	673,86	7,79%
SEPTIEMBRE	568,41	540,82	4,85%
OCTUBRE	336,56	350,24	4,07%
NOVIEMBRE	150,64	188,67	25,25%
DICIEMBRE	149,57	111,24	12,44%
<b>TOTAL</b>	<b>5.062,21</b>	<b>5.014,38</b>	<b>0,95%</b>

El error acumulado a lo largo del mes, alcanza valores elevado sobre todo durante los meses de invierno, pero durante los meses de verano el resultado es aceptable.

En la fig. 2 se muestra la comparación de los valores anteriores y se puede ver como GIRTER tiende a sobreestimar durante el invierno (pero su producción es menor) y a subestimar en verano (cuando la producción es mayor) lo cual se pone del lado del cálculo conservativo que ha guiado todo el desarrollo.

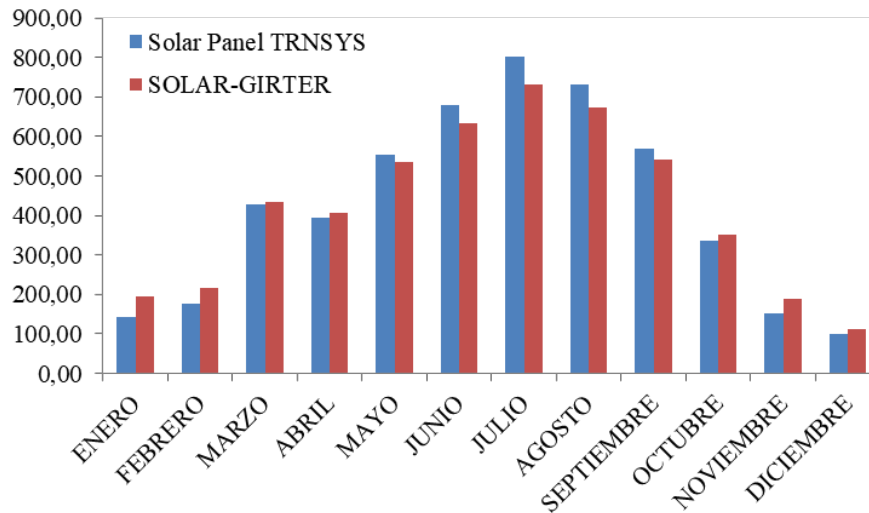


Figura 2. Producción mensual en kWh de los modelos TRNSYS y GIRTER.

Es importante no perder de vista que el fin del modelo es predecir la producción durante un periodo temporal. Analizando los datos más en detalle, se tiene que un número muy importante del tiempo, la instalación está parada, bien porque es de noche o bien porque no ha llegado a la temperatura de consigna. Destacar que de las 8760 horas del año, 6.742 se corresponden con esta situación, habiendo 2.018 horas activas.

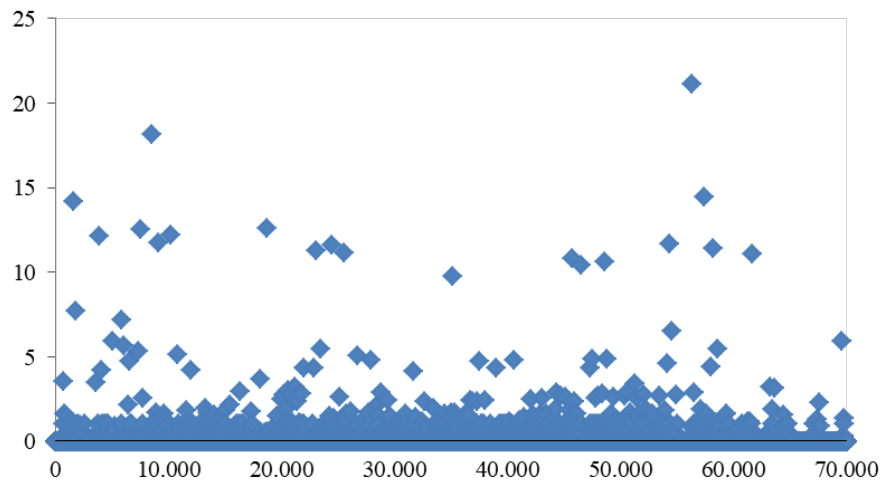


Figura 3. Nube de puntos con la diferencia entre los modelos TRNSYS y GIRTER.

En la tabla 2 se muestran el porcentaje de error cometido para la nube de puntos mostrada en la Fig 3. Como se puede ver la mayoría de las horas el error está por debajo del 5 %.

Tabla 2. Distribución del error para las horas operativas.

Error	Horas
<5%	1.988
5-10%	12
10-15%	16
15-20%	1
	2.018

## CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

La reducción de las temperaturas de impulsión en las redes de distrito es una de las líneas de mejora en su operación, de forma que se hace necesario disponer de diseños hidráulicos y estrategias de control que permitan una operación flexible y adapte la temperatura del anillo a la demanda. Con ello además de conseguir una reducción de las pérdidas se consigue un aumento en el aprovechamiento de la energía solar, lo cual redundará en una menor necesidad de energía aportada por los sistemas de generación despachables.

Como se ha visto, el modelo simplificado de predicción de producción solar desarrollado en el sistema de control de redes GIRTER, dispone de un nivel de precisión adecuado para las pretensiones del sistema, ya que combina un nivel de sencillez que facilita su implantación en sistemas de control con poca potencia de cálculo y además presenta unos niveles de precisión aceptables, sobre todo durante el verano que se corresponde con los meses de mayor producción durante los cuales tiende a subestimar y por lo tanto aporta consistencia al sistema.

## AGRADECIMIENTOS

El Proyecto GIRTER, Referencia RTC-2016-5800-3, es un Proyecto financiado por el Programa Estatal de Investigación, Desarrollo e Innovación Orientada a los Retos de la Sociedad, en el marco del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2013-2016 de la Agencia Estatal de Investigación (Ministerio de Economía, Industria y Competitividad), cofinanciado con Fondos FEDER.

## REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

<http://www.adhac.es/> (Censo 2019)

DHC+ Technology Platform. District heating & cooling: a vision towards 2020–2030–2050. Brussels; 2012.

Díaz J.A., Soutullo S., Bujedo L.A., Castellanos A., Heras M.R., Samaniego J. y Ferrer J.A. (2020) Modelo Reducido De Predicción De Demanda De Edificios Residenciales En Base A Parámetros Meteorológicos, Artículo aceptado para el XVII Congreso Ibérico e XIII Congreso Iberoamericano de Energía Solar, CIES 2020, 3-5 de Noviembre, Lisboa, Portugal.

Duffie J.A. and Beckman W.A. (1991) *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2<sup>nd</sup> edn. pp. 302-309. Wiley Interscience, New York.

Euroheat & Power. Country by Country Survey. Brussels; 2017.

Rezaie B, Rosen MA. District heating and cooling: review of technology and potential enhancements. *Appl Energy* 2012;93:2–10.

Prando D, Prada A, Ochs F, Gasparella A, Baratieri M. Analysis of the energy and economic impact of cost-optimal buildings refurbishment on district heating systems. *Sci Technol Built Environ*. 2015 21(6):876–91.

Werner S, Wiltshire R, Svendsen S, Thorsen JE, Hvelplund F, Mathiesen BV. 4<sup>th</sup> Generation district heating (4GDH). *Energy* 2014;68:1–11

**ESTRATÉGIAS FOTÓNICAS PARA FOTOVOLTAICO: NOVOS AVANÇOS PARA ALÉM DA ÓTICA**

**Mendes M.J., Sanchez-Sobrado O., Haque S., Centeno P., Alexandre M.F., Ribeiro G., Boane J., Mateus T., Mouquinho A., Menda U.D., Águas H., Fortunato E., Martins R.**

*i3N/CENIMAT, Department of Materials Science, Faculty of Science and Technology, Univ. NOVA de Lisboa and CEMOP/UNINOVA, Campus de Caparica, 2829-516 Caparica, Portugal*

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2020>

**RESUMO**

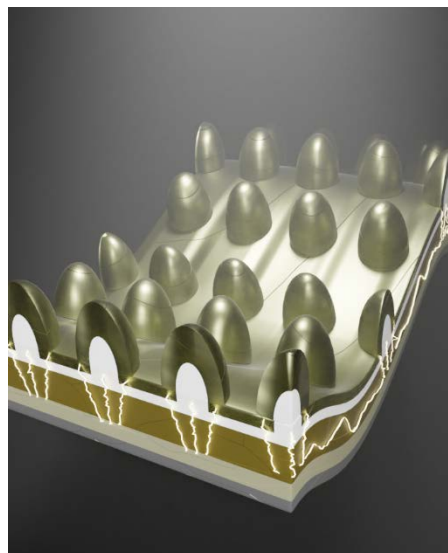
Estruturas fotónicas com tamanhos comparáveis aos comprimentos de onda da luz solar são as soluções preferenciais para melhorar a eficiência de dispositivos fotovoltaicos através de aprisionamento de luz. As micro-estruturas fotónicas aqui desenvolvidas operam no regime de ótica de ondas, pelo que foram construídos modelos eletromagnéticos que permitiram encontrar os parâmetros ótimos para aplicação no contacto frontal de diferentes tipos de tecnologias, nomeadamente em células de filme fino baseadas em silício ou perovskite. Desta forma, foram obtidas diferentes arquiteturas fotónicas de células, demonstrando melhoras de até 50% na eficiência relativamente a células de referência planas. Os resultados mostram que as vantagens da aplicação de estruturas fotónicas não estão só limitadas a ganhos óticos de melhora da absorção, mas também possibilitam outros benefícios importantes tais como: ganhos elétricos devido à melhora dos contactos transparentes, e melhor desempenho em condições ambientais devido a um encapsulamento avançado dos dispositivos que confere até propriedades de auto-limpeza dos mesmos.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar, Fotovoltaico de Filme Fino, Fotónica, Gestão de Luz

**ABSTRACT**

Photonic structures with dimensions comparable to the sunlight wavelengths are now regarded as the preferential solutions to enhance the efficiency of photovoltaic devices via light trapping. The photonic microstructures operate in the regime of wave-optics, so electromagnetic models were constructed that were capable of determining the optimal parameters for application in the front contact of different photovoltaic technologies, namely in thin film solar cells based in silicon or perovskite materials. In this way, distinct photonic cell architectures were obtained, showing efficiency improvements up to 50% with respect to planar reference solar cells. The results demonstrate that the advantages in the application of the photonic structures are not just limited to optical gains related with light absorption enhancement, but also enable other important benefits such as: electrical gains due to the improvement of the front contact conductance, and better environmental/outdoor performance due to an advanced micro-structured encapsulation that even allows self-cleaning properties.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Thin Film Photovoltaics, Photonics, Light Management



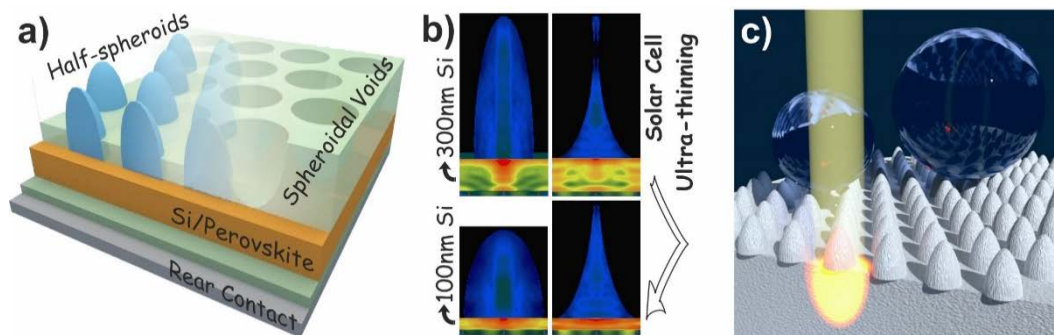
*Representação de micro-estruturas fotónicas aplicadas no contacto frontal de uma célula solar de filme fino.*

*Representation of photonic micro-structures applied in the front contact of a thin film solar cell.*

## INTRODUÇÃO

As tendências recentes de I&D em fotovoltaico (FV) têm-se focado em novos conceitos capazes de alcançar maior eficiência e reduzir custos de fabrico. Isso pode ser conseguido explorando novos materiais, desenvolvendo técnicas mais baratas e reduzindo a espessura do absorvedor das células solares. O FV de filme fino é uma via promissora para melhorar a quota de mercado da eletricidade solar, pois permite células mais leves e flexíveis, reduzindo o consumo de matérias-primas e custos de produção. À medida que a espessura diminui, as técnicas de gestão de luz passam a desempenhar um papel crítico para garantir que os absorvedores finos sejam capazes de converter o máximo de energia possível, gerando altas eficiências. As abordagens convencionais de aprisionamento de luz (AL) são baseadas em superfícies texturizadas que fornecem: 1) anti-reflexão, através da adaptação geométrica do índice de refração causada pela estruturação frontal, melhorando a foto-corrente nos comprimentos de onda mais curtos (acima do hiato energético do absorvedor); e 2) dispersão de luz que aumenta a absorção nos comprimentos de onda mais longos (próximos do hiato) através da amplificação do percurso óptico dentro da célula e acoplamento com modos confinados de guia de onda. No entanto, a principal desvantagem é que a texturização aumenta a rugosidade (e daí a densidade de defeitos) no material FV, o que deteriora o transporte elétrico por recombinação de portadores.

Os autores têm-se dedicado à investigação de estratégias alternativas de AL, aplicando efeitos avançados de nano/micro-fotónica capazes de conseguir a captura de um amplo espectro da luz solar em absorvedores ultra-finos, sem afetar o desempenho elétrico (ver Fig. 1). Desta forma, podem ser criados dispositivos FV ópticamente mais espessos mas fisicamente mais finos, capazes de alcançar elevada eficiência e com estabilidade prolongada, podendo também ser suportados em substratos baratos e mecanicamente flexíveis. Possibilita-se assim desbravar caminhos promissores para a implementação da eletricidade solar em larga escala no mercado energético, através de uma ampla gama de novas aplicações portáteis alimentadas pelo Sol (ver Fig. 2).



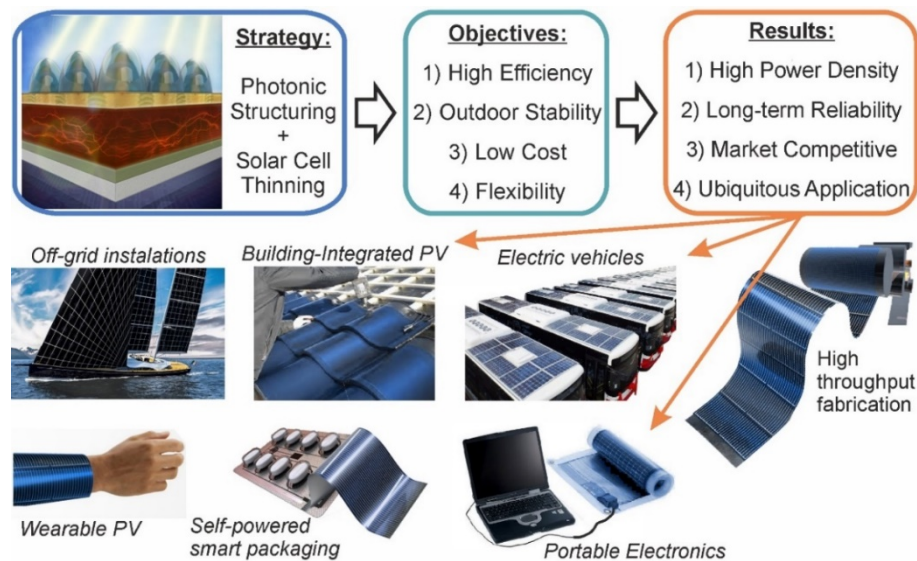
**Fig. 1.** a) Ilustração de dois tipos de geometrias para aprisionamento de luz (AL) em células solares de silício ou perovskite. Tais esquemas óticos permitem diminuir a espessura do material absorvedor e, ao mesmo tempo, melhorar a foto-corrente e eficiência das células (ver perfil de foto-geração em b). c) Representação de micro-estruturas fotónicas formadas por litografia coloidal na superfície de um revestimento encapsulante, que possibilitam super-hidrofobicidade, ou seja, a repulsão das gotas de água e, como tal, uma função útil de auto-limpeza das células.

## A NOVA ERA DE FOTOVOLTAICO FLEXÍVEL PARA APLICAÇÕES DE CONSUMO

O FV de filme fino é hoje considerado um mercado com elevado potencial, capaz de acompanhar o crescimento da eletrónica portátil.<sup>1</sup> A necessidade de fontes estáveis de energia, que possam ser integradas na eletrónica móvel por serem flexíveis, torna bastante atraente a pesquisa de tais tecnologias FV. Espera-se que, nesta década, o mercado FV tenha uma expansão surpreendente em sistemas autónomos distribuídos, suportados em uma variedade de plataformas que podem ser rígidas (mas curvas, por exemplo em edifícios<sup>2</sup> e veículos<sup>3</sup>) ou flexíveis (por exemplo, polímeros, papel,<sup>4</sup> folhas metálicas<sup>5</sup>); permitindo uma infinidade de novos produtos (ver Fig. 2). Além disso, as células solares flexíveis oferecem oportunidades de redução de custos para a indústria, uma vez que: 1) requerem a minimização da espessura dos materiais; 2) podem ser integradas em uma variedade de substratos de baixo custo; 3) podem ser fabricadas em grandes áreas; 4) têm custos de instalação mais baixos. No entanto, isso só pode ser realizado com células de filme fino capazes de operar em substratos curvos/flexíveis com alta eficiência estabilizada, muito para além do estado da arte, o que atualmente constitui um dos principais objetivos da comunidade FV. Além disso, como as células flexíveis operam sob flexão, a sua resposta para diferentes ângulos de incidência é de enorme importância.

Apesar dos avanços surpreendentes da década passada em FV flexível, atualmente esta tecnologia ainda está longe de atingir todo o seu potencial de mercado, principalmente porque as eficiências alcançadas com células solares finas (10-15%) são ainda bastante modestas em comparação com as eficiências (20-25%) das células convencionais à base de

bolachas rígidas de silício cristalino (c-Si). A ótica explica esse baixo desempenho, pois os dispositivos finos (<1-10  $\mu\text{m}$ ) necessários para a flexibilidade mecânica exibem uma absorção de luz reduzida (principalmente no infravermelho próximo, IVP) em comparação com as bolachas mais espessas (100-200  $\mu\text{m}$ ). Os métodos de captura e aprisionamento de luz (AL) são uma abordagem eficaz para resolver este problema,<sup>6,7</sup> porque permitem células fisicamente finas mas óticamente espessas, possibilitando fabricação mais barata e rápida, assim como flexibilidade e menor peso (Fig. 2).



**Fig. 2:** O aprisionamento de luz (AL) pode melhorar o desempenho do FV de filme fino, permitindo fontes de alta densidade de energia a um custo acessível; enquanto que a sua flexibilidade e leveza permitem a integração conformal em qualquer plataforma de produtos de consumo. Isso catalisará uma explosão de novos produtos comerciais, tais como: implementação fácil e estética de módulos FV em superfícies curvas de edifícios ou na cobertura de veículos (ex: para carros elétricos),<sup>3</sup> vestuário, eletrônica móvel (ex: Internet-das-Coisas, dispositivos portáteis para diagnóstico médico,<sup>8</sup> embalagens inteligentes<sup>9</sup>), entre muitas outras aplicações.<sup>1</sup>

#### APRISIONAMENTO DE LUZ COM ESTRUTURAS FOTÓNICAS BASEADAS EM ÓTICA DE ONDAS

Partículas com elevado índice de refração, e estruturas periódicas com dimensões na ordem dos comprimentos de onda, são hoje em dia consideradas as soluções de AL preferíveis para integração na face iluminada de dispositivos FV,<sup>7,10</sup> devido à sua notável capacidade de acoplamento de luz (via anti-reflexão geométrica) mais dispersão para o meio absorvedor. Esta estratégia no regime de ótica de ondas requer estruturas fotônicas do tipo piramidal/cônico com materiais pouco absorvedores e com forte capacidade de interação com a luz; isto é, meios dielétricos micro-estruturados com alto  $n$  e baixo  $k$  no seu índice de refração complexo ( $N=n+ik$ ). Tal pode ser realizado, por exemplo, com óxidos metálicos estruturados (por exemplo,  $\text{TiO}_2$  ou óxidos condutores transparentes, OCT) padronizados na frente das células. Os autores mostraram que isso permite uma forte captação de luz (ganho de foto-corrente de até ~50% demonstrado com estruturas de  $\text{TiO}_2$  em células Si de filme fino)<sup>11</sup> sem afetar o desempenho elétrico das células (ou seja, possibilitando um ganho de eficiência semelhante), entre outras vantagens descritas abaixo:

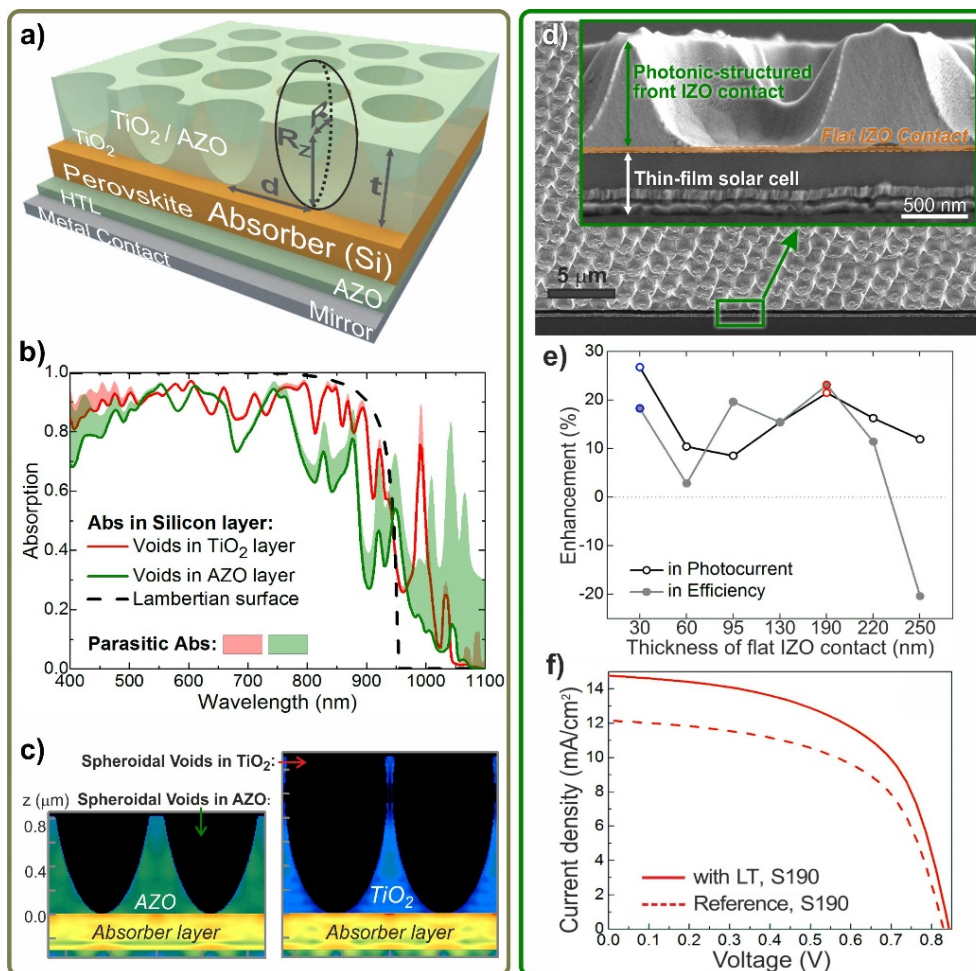
- 1) **Ganhos Óticos** - os efeitos combinados de anti-reflexão e dispersão de luz podem aumentar acentuadamente a absorção nos comprimentos de onda UV-visível e IVP, respetivamente; resultando num ganho de foto-corrente de banda larga superior às abordagens convencionais de AL (ex: texturização). A luz dispersa pode ser fortemente aprisionada dentro da célula quando acoplada a modos de guia de onda ressonantes, levando a picos pronunciados no espectro de absorção. Para estruturas periódicas esse aumento pode até ultrapassar o limite teórico *Lambertiano* em comprimentos de onda específicos relacionados com a periodicidade da estrutura de AL.<sup>11</sup>
- 2) **Melhoras Elétricas** - as estruturas de AL podem ser incorporadas no topo de células planas de filme fino, sem aumentar a área superficial e a densidade de defeitos nas camadas; não prejudicando assim o desempenho elétrico através da recombinação/captura de portadores. Por outro lado, quando feitas de materiais OCT, as estruturas fotônicas podem reforçar a condutância do contato frontal dos dispositivos, como mostrado pelos autores.<sup>12,13</sup>
- 3) **Maior Estabilidade** - as estruturas fotônicas integradas na frente das células podem levar a uma melhor estabilidade operacional dos dispositivos por dois mecanismos: 1) bloqueiam os fótons nocivos de maior energia da radiação UV, que degradam as propriedades eletrônicas dos materiais;<sup>14</sup> 2) contribuem para o encapsulamento, dado que as micro-estruturas podem exibir propriedades super-hidrofóbicas que permitem uma funcionalidade

prática de repulsão de umidade.<sup>15</sup> Ambos os mecanismos são particularmente vantajosos para ajudar na estabilidade de tecnologias FV com menor maturidade, como as células solares baseadas em perovskites.<sup>16</sup>

- 4) **Compatibilidade industrial** – os materiais dielétricos das estruturas fotônicas podem ser feitos de compostos abundantes, ou do mesmo material do absorvedor das células (como na texturização).<sup>17</sup> Nesse sentido, eles podem ter custos muito mais baixos do que as abordagens de AL baseadas em plasmônica, por exemplo, que dependem de metais nobres bastante caros. Além disso, a padronização das estruturas pode ser realizada por processos de litografia de baixo custo e escaláveis, como os métodos de litografia coloidal (LC) descritos abaixo.<sup>18</sup>

Modelação eletromagnética

A natureza ressonante das estruturas de ótica de ondas limita substancialmente o espaço de parâmetros onde os efeitos de AL podem proporcionar melhorias excepcionais na absorção das camadas FV. A geometria das estruturas frontais precisa de estabelecer uma variação gradual do índice de refração efetivo, do ar para o absorvedor, para minimizar a reflexão. Ao mesmo tempo, ela deve interagir fortemente com a luz para produzir campos dispersos intensos, direcionados para o absorvedor de índice alto. Daí que, antes de qualquer implementação experimental é necessário realizar uma otimização rigorosa através de modelação, para entender a influência que os parâmetros das estruturas exercem sobre esses efeitos de AL, e procurar o melhor conjunto de parâmetros que maximiza a foto-corrente gerada.<sup>6,11</sup>



**Fig. 3:** a-c) Resultados de simulação DFDT de redes hexagonais de concavidades semi-esferoidais numa camada de TiO<sub>2</sub> ou AZO, integradas em células solares de Si de filme fino (300 nm). Os resultados mostram os espectros de absorção (b) e os perfis da taxa de geração de portadores (c) das estruturas otimizadas.<sup>6</sup> d) Imagens SEM de uma célula solar de teste, composta pela estrutura de camadas: vidro (substrato) / Al + AZO (contato traseiro) / a-Si:H (junção *n-i-p*) / IZO (contato frontal); com uma camada adicional de IZO micro-estruturado. e) Ganho de J<sub>SC</sub> e eficiência das células em função da espessura da camada plana de IZO, indicada a laranja em d), que separa o absorvedor de a-Si das estruturas de AL frontais. f) Curvas JV obtidas com a espessura plana de IZO (190 nm), marcada pelos círculos vermelhos em e), que permite o maior aumento de eficiência causado pelas estruturas de AL, em comparação com a célula de referência sem estruturas fotônicas.<sup>12</sup> Reproduzido com autorização da Elsevier.



A simulação da propagação dos campos eletromagnéticos em estruturas com dimensões comparáveis aos comprimentos de onda foi realizada utilizando um método numérico em 3D (diferenças finitas no domínio do tempo, DFDT). Este é um dos formalismos preferenciais para resolver problemas no regime de ótica de ondas, devido à sua simplicidade e versatilidade. Além disso, por ser um método no domínio do tempo, as soluções podem cobrir uma ampla gama de frequência com uma única simulação. Quando acoplados a um algoritmo de otimização de "procura inteligente", os programas DFDT permitem uma seleção eficaz dos conjuntos de parâmetros (ou seja, material, geometria) das estruturas de AL que maximizam a absorção de luz na camada FV (por exemplo, Si no caso da Fig. 3) enquanto minimizam as perdas óticas (i.e. reflexão e absorção parasítica nos outros materiais do dispositivo). Para isso, um algoritmo de otimização do tipo "exame de partículas"<sup>19</sup> foi usado para procurar iterativamente os parâmetros ideais de diferentes arquiteturas de AL, usando a foto-corrente produzida pela célula como figura de mérito. Como exemplo, isso permitiu a determinação das estruturas otimizadas de AL para células solares baseadas em Si de filme fino apresentadas na Fig. 3a-c, compostas por concavidades semi-esferoidais numa camada de TiO<sub>2</sub> ou AZO.<sup>6,11</sup>

As razões para a escolha desses materiais são as seguintes. O TiO<sub>2</sub> foi identificado como um meio preferencial para estruturas de AL frontais devido à parte real ( $n$ ) alta do índice de refração, que favorece os efeitos de anti-reflexão e dispersão de luz, assim como a uma baixa parte imaginária ( $k$ ) na gama de comprimentos de onda visível-IVP, o que implica uma absorção parasítica reduzida.<sup>6,10,11</sup> Apesar destas propriedades óticas vantajosas, a baixa condutividade elétrica do TiO<sub>2</sub> dificulta a criação de um bom contato frontal nos dispositivos. Por esse motivo, apesar do menor  $n$  e maior  $k$  dos OCTs, eles podem constituir materiais fotônicos preferenciais para a face frontal das células, em vista do seu muito melhor desempenho elétrico. Em particular, a abundância, não-toxicidade e excelente transparência e propriedades elétricas dos OCTs baseados em ZnO (por exemplo: AZO, IZO) fazem com que estes materiais sejam atualmente considerados as melhores alternativas aos OCTs convencionais baseados em ITO.<sup>20</sup>

#### Aplicação experimental em células solares de filme fino

Foi demonstrado que estruturas eficazes de ótica de ondas podem ser feitas de materiais baratos, e podem ser produzidas em escala industrial através de processos de litografia de baixo custo e de grande área. Um dos métodos preferenciais para a padronização fotônica é conhecido como litografia coloidal (LC).<sup>10,21</sup> Consiste em depositar uma mono-camada compacta de micro-esferas coloidais de poliestireno depositadas por processos de revestimento em fase líquida. As micro-esferas são então moldadas pela aplicação de gravura iônica reativa (*dry-etching*), resultando numa rede hexagonal não-compacta de esferóides que atua como a máscara para a subsequente deposição de material. Finalmente, os coloides são removidos (*lift-off*), deixando apenas o material micro-estruturado na superfície frontal (Fig. 3d). A LC é uma técnica particularmente vantajosa para aplicação em FV, pois pode ser adaptada para estruturar com precisão qualquer material com as dimensões apropriadas para AL, e pode ser implementada em qualquer tipo de célula solar com diferentes materiais absorvedores (com base em Si,<sup>13</sup> perovskites,<sup>22</sup> CIGS,<sup>23</sup> tandems,<sup>24</sup> etc).

Os autores desenvolveram um método inovador de LC para implementar estruturas fotônicas feitas de materiais OCT, que podem desempenhar o duplo papel de eletrodo frontal e de meio de AL.<sup>12</sup> Além dos benefícios, esta solução também é eletricamente vantajosa devido ao uso de um OCT micro-estruturado que permite maior volume de material do eletrodo sem perdas óticas, permitindo uma menor resistência de folha no contato frontal. Além disso, evita o uso de outro material distinto para o meio fotônico, uma vez que o OCT frontal pode assumir esse papel, reduzindo assim a complexidade e os custos de processamento. Para explorar estas vantagens, foram aplicados contatos frontais de OCT estruturado (feitos de IZO) em células solares de teste de a-Si:H.<sup>12</sup> A Fig. 3d mostra o contato de IZO micro-estruturado padronizado nas células com um processo de LC. A rede hexagonal resultante, com perfis piramidais de ~850 nm de altura, cobre uniformemente a área ativa das células solares, com uma periodicidade definida pelo diâmetro inicial (1.6  $\mu\text{m}$ ) das esferas coloidais usadas como máscara. Para além dos parâmetros geométricos da estrutura fotônica, outro parâmetro crítico é a espessura da camada plana de IZO que separa a base dos perfis piramidais da camada absorvedora de Si. Quanto menor a separação, maiores podem ser os ganhos óticos devido aos efeitos do AL, mas a presença dessa camada plana é sempre necessária para garantir uma resistência de folha suficientemente baixa no contato frontal.

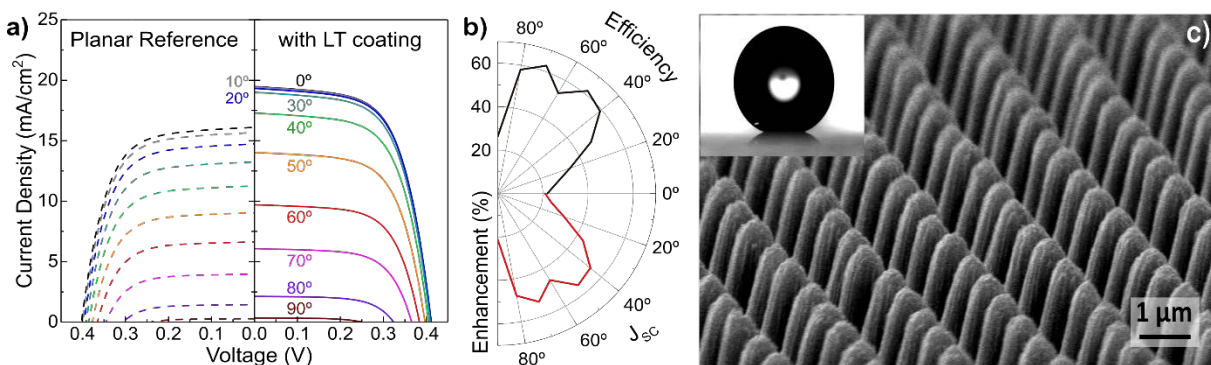
O compromisso associado à separação entre o meio fotônico e absorvedor foi cuidadosamente estudado.<sup>12</sup> Como mostra a Fig. 3e, foram encontradas 2 espessuras da camada plana de IZO que levam a resultados particularmente bons: 30 nm (células S30) e 190 nm (células S190 - JVs mostradas na Fig. 3f). Nas células S30, as estruturas de AL são colocadas muito perto da camada de a-Si, por isso a  $J_{\text{sc}}$  obtida é alta, mas o desempenho elétrico ( $V_{\text{oc}}$ , FF) dos dispositivos é fraco devido à espessura ultra-fina da camada de IZO plana que conecta o contato frontal. A aplicação das estruturas de AL feitas de IZO reforça a condutividade desse contato devido à incorporação de material IZO adicional, por isso a eficiência das células S30 é bastante aumentada devido a melhorias óticas e elétricas. No caso das células S190, a maior separação entre as estruturas de AL e o a-Si é compensada pelo reforço elétrico do contato superior de IZO, e pela ação de anti-reflexão mais otimizada da camada plana de IZO, permitindo assim o maior ganho de eficiência (23.1%) e os valores absolutos mais altos de  $J_{\text{sc}}$  (14.8 mA/cm<sup>2</sup>) e eficiência (7.2%) alcançados neste estudo.

VANTAGENS ADICIONAIS: MELHORIA DA ACEITAÇÃO ANGULAR E AUTO-LIMPEZA

A resposta optoelectrónica das células analisadas até agora foi obtida sob iluminação normal às mesmas. No entanto, é importante analisar a resposta das células sob incidência oblíqua, principalmente com dispositivos de filme fino que geralmente não são montados em plataformas de seguimento solar. Além disso, se as células estiverem integradas em substratos flexíveis, elas poderão operar curvadas/dobradas, com uma gama de ângulos de incidência a iluminar toda a sua área ativa. Portanto, se a resposta não for omnidirecional, uma redução da  $J_{SC}$  em uma parte da área ativa pode causar uma queda substancial na corrente total fornecida pelas células. Assim, é preciso implementar estruturas de AL capazes de fornecer valores de  $J_{SC}$  tão altos e independentes quanto possível do ângulo de incidência.<sup>6,17</sup>

A análise da resposta angular das células S30 e S190 mostrou que os valores absolutos de foto-corrente e voltagem são máximos para 0° (luz incidente normal à superfície da célula) e mínimos para 90° (luz paralela à superfície).<sup>12</sup> Como esperado, quando o ângulo de incidência aumenta, aumentam as perdas por reflexão que reduzem a potência gerada. No entanto, ao observar a resposta angular dos valores de ganho, observou-se que as estruturas de AL são ainda mais benéficas para iluminação oblíqua. As células S190 apresentam ganhos de eficiência e  $J_{SC}$  semelhantes para ângulos distantes da incidência normal, atingindo respetivamente 52% e 53.2% a ângulos de ±70°. Com as S30, o ganho de  $J_{SC}$  segue uma tendência parecida, mas o ganho da eficiência é ainda maior com o aumento do ângulo, atingindo 52.2% a ângulos de ±40°. Tal deve-se principalmente ao facto de que, com o aumento do ângulo, haver uma queda mais acentuada da eficiência da célula de referência plana do que da célula com AL.

Num outro trabalho posterior foi desenvolvida uma estrutura de ótica de ondas diferente, mas com ganhos igualmente pronunciados num amplo intervalo espectral e angular, composta por uma geometria de cones também fabricada por LC.<sup>15</sup> Neste estudo foi usado um revestimento de parileno micro-padronizado, com uma rede hexagonal de cones (ver Fig. 4c), após ter sido aplicado no OCT frontal de células solares de nc-Si:H. A Fig. 4a mostra as curvas JV adquiridas com ângulos de iluminação entre 0° e 90°. O primeiro aspeto a destacar é um aumento pronunciado de  $J_{SC}$ , relativamente à referência sem o filme micro-estruturado de parileno. O gráfico da Fig. 4b mostra a influência do ângulo de iluminação nos ganhos de eficiência e  $J_{SC}$ , relativamente à referência plana. Tais valores de ganho aumentam com o ângulo até ~50°, atingido ganhos máximos de 52% e 61% em  $J_{SC}$  e eficiência, respetivamente, enquanto que o  $V_{OC}$  e o FF apenas reduzem marginalmente com o aumento do ângulo. Consequentemente, estima-se que o filme micro-estruturado permita aumentos substanciais (>35%) da potência diária fornecida pelas células.



**Fig. 4:** a) Curvas JV das células solares antes (referência não revestida, à esquerda) e após (à direita) a deposição do parileno com estruturas fotónicas mostrado na imagem c), para diversos ângulos de iluminação de 0° a 90°. b) Gráfico polar que mostra a dependência angular do ganho de eficiência (*quadrante superior*) e de foto-corrente (*quadrante inferior*) da célula solar com AL em relação à célula de referência plana. c) Imagem SEM da superfície do parileno micro-estruturado por LC, resultando numa superfície super-hidrofóbica onde as gotas de água (ver imagem no canto superior esquerdo e também Fig. 1c) deslizam facilmente devido à fraca adesão à superfície.<sup>15</sup>

Reproduzido com autorização da Wiley.

Curiosamente, no desenvolvimento dos filmes de parileno micro-estruturado da Fig. 4 para AL, foi observado que a micro-rugosidade e a modificação química induzida na superfície torna a face das células super-hidrofóbica, com ângulos de contacto com a água de até 165.6°; apresentando assim muito pouca adesão à água e alcançando, por isso, os requisitos para auto-limpeza como ilustrado na Fig. 4c e Fig. 1c.<sup>15</sup> É sabido que a acumulação de poeiras, neve ou outras partículas nos painéis solares reduz a captura de luz e promove o aceleramento da degradação (ex: pela formação de zonas quentes, designadas *hot-spots*, induzidas por sombreamento prolongado), aumentando assim a imprevisibilidade da resposta dos dispositivos e perdas consideráveis de eficiência. Isto representa um custo severo em instalações FV de grande escala, não só pela redução da potência gerada pelos painéis “sujos”, mas também porque torna obrigatória a sua limpeza periódica. Para mitigar este problema, uma das soluções mais eficazes é a modificação extrema das propriedades de molhabilidade da superfície através de revestimentos super-hidrofóbicos.

Tais coberturas são inspiradas nas folhas de certas plantas (ex: flôr de *Lotus*) que possuem capacidade de auto-limpeza, dado que a super-hidrofobicidade faz com que as gotículas de água possam escorrer facilmente para fora da superfície, levando consigo as poeiras depositadas e deixando a superfície limpa. Além disso, como explorado aqui,<sup>15</sup> as micro-estruturas necessárias para a super-hidrofobicidade encontram-se dentro do intervalo de parâmetros geométricos favoráveis aos efeitos de AL estudados no regime de ótica de ondas, permitindo assim uma dupla melhora das propriedades óticas e do desempenho em condições ambientais exteriores das células solares.<sup>11</sup>

O parileno-c foi o material preferido para este estudo da Fig. 4, dado que é um polímero muito estável, com excelentes propriedades de barreira para encapsulamento, e baixa energia superficial para adesão da água. Além disso, goza de elevada transparência ótica, índice de refração adequado para anti-reflexão, e resistência mecânica e flexibilidade. A hidrofobicidade do parileno é controlada através do ajuste simultâneo das corrugações superficiais (i.e. rugosidade, elementos padronizados) e da composição química da superfície com o processo de micro-estruturação por LC.

### COMENTÁRIOS FINAIS

Foi demonstrado que o uso de estruturas fotónicas de ótica de ondas, integradas na face frontal de células solares, é uma solução atrativa para aumentar a foto-corrente gerada devido à melhora da absorção em todo o espectro solar, assim como da aceitação angular. Os limites fundamentais de AL no regime de ótica de ondas não estão ainda totalmente entendidos pela comunidade,<sup>11</sup> mas tornou-se claro que este tipo de estruturas tem potencial para a gestão de luz a níveis bem superiores aos da ótica geométrica convencional.<sup>7</sup> É essencial prosseguir com a investigação teórica deste tipo de estruturas à escala dos comprimentos de onda, para permitir uma compreensão melhor de todas as suas potencialidades de gestão de luz que podem ser de grande importância para a maioria das tecnologias opto-eletrónicas (FV, computação quântica, LEDs, sensores óticos, etc).

Importa também salientar que a integração das estruturas fotónicas no contacto frontal de células planas não danifica o desempenho elétrico dos dispositivos (como acontece com AL convencional baseado em texturização), por isso os ganhos alcançáveis em eficiência são tão altos (ou até superiores) como os ganhos de foto-corrente. Para além disso, ficou provado que as vantagens aqui demonstradas com estruturas de ótica de ondas não estão apenas limitadas a melhoras de eficiência, mas também possibilitam: 1) o uso de materiais absorvedores mais finos, que permitem a redução dos custos e tempo de fabrico das células, assim como flexibilidade mecânica e diminuição da quantidade de materiais críticos/perigosos em certos tipos de tecnologias FV;<sup>17</sup> 2) o reforço da estabilidade dos dispositivos, principalmente para células solares de perovskite, devido à proteção contra radiação UV e humidade (através das propriedades super-hidrofóbicas das micro-estruturas).

### AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi financiado por fundos FEDER através do programa COMPETE 2020 e por fundos nacionais através da Fundação Portuguesa para a Ciência e Tecnologia, no âmbito dos projectos UID/CTM/50025/2019, SuperSolar (PTDC/NAN-OPT/28430/2017), TACIT (PTDC/NAN-OPT/28837/2017) e LocalEnergy (PTDC/EAM-PEC/29905/2017).

### REFERÊNCIAS

- (1) T. Vicente, A.; Araújo, A.; Mendes, M. J.; Nunes, D.; Oliveira, M. J.; Sanchez-Sobrado, O.; Ferreira, M. P.; Águas, H.; Fortunato, E.; Martins, R. Multifunctional Cellulose-Paper for Light Harvesting and Smart Sensing Applications. *J. Mater. Chem. C* 2018, 6 (13), 3143–3181.
- (2) Aguas, H.; Ram, S. K.; Araujo, A.; Gaspar, D.; Vicente, A.; Filonovich, S. A.; Fortunato, E.; Martins, R.; Ferreira, I. Silicon Thin Film Solar Cells on Commercial Tiles. *Energy Environ. Sci.* 2011, 4 (11), 4620–4632.
- (3) Panasonic PV panels for Toyota cars <https://www.pv-magazine.com/2017/02/28/panasonic-to-supply-pv-panels-batteries-for-toyota-prius/> (accessed May 5, 2017).
- (4) Águas, H.; Mateus, T.; Vicente, A.; Gaspar, D.; Mendes, M. J.; Schmidt, W. A.; Pereira, L.; Fortunato, E.; Martins, R. Thin Film Silicon Photovoltaic Cells on Paper for Flexible Indoor Applications. *Adv. Funct. Mater.* 2015, 25 (23), 3592–3598.
- (5) Ye, M.; Hong, X.; Liu, X.-Y. Recent Advancements in Perovskite Solar Cells: Flexibility, Stability and Large Scale. *J. Mater. Chem. A* 2016, 4, 6755–6771.
- (6) Mendes, M. J.; Haque, S.; Sanchez-Sobrado, O.; Araújo, A.; Águas, H.; Fortunato, E.; Martins, R. Optimal-Enhanced Solar Cell Ultra-Thinning with Broadband Nanophotonic Light Capture. *iScience* 2018, 3, 238–254.
- (7) Mendes, M. J.; Sanchez-Sobrado, O.; Haque, S.; Mateus, T.; Águas, H.; Fortunato, E.; Martins, R. Wave-Optical Front Structures on Silicon and Perovskite Thin-Film Solar Cells. In *Solar Cells and Light Management*; Elsevier, 2020; pp 315–354.

- (8) Vicente, A. T.; Araújo, A.; Gaspar, D.; Santos, L.; Marques, A. C.; Mendes, M. J.; Pereira, L.; Fortunato, E.; Martins, R. Optoelectronics and Bio Devices on Paper Powered by Solar Cells. In *Nanostructured Solar Cells*; InTech, 2017.
- (9) Vicente, A.; Aguas, H.; Mateus, T.; Araujo, A.; Lyubchik, A.; Siitonen, S.; Fortunato, E.; Martins, R. Solar Cells for Self-Sustainable Intelligent Packaging. *J. Mater. Chem. A* 2015, 3 (25), 13226–13236.
- (10) Sanchez-Sobrado, O.; Mendes, M. J.; Haque, S.; Mateus, T.; Araujo, A.; Aguas, H.; Fortunato, E.; Martins, R. Colloidal-Lithographed TiO<sub>2</sub> Photonic Nanostructures for Solar Cell Light Trapping. *J. Mater. Chem. C* 2017, 5 (27), 6852–6861.
- (11) Mendes, M. J.; Araújo, A.; Vicente, A.; Águas, H.; Ferreira, I.; Fortunato, E.; Martins, R. Design of Optimized Wave-Optical Spheroidal Nanostructures for Photonic-Enhanced Solar Cells. *Nano Energy* 2016, 26, 286–296.
- (12) Sanchez-Sobrado, O.; Mendes, M. J.; Mateus, T.; Costa, J.; Nunes, D.; Aguas, H.; Fortunato, E.; Martins, R. Photonic-Structured TCO Front Contacts Yielding Optical and Electrically Enhanced Thin-Film Solar Cells. *Sol. Energy* 2020, 196, 92–98.
- (13) Sanchez-Sobrado, O.; Mendes, M. J.; Haque, S.; Mateus, T.; Aguas, H.; Fortunato, E.; Martins, R. Lightwave Trapping in Thin Film Solar Cells with Improved Photonic-Structured Front Contacts. *J. Mater. Chem. C* 2019, 7, 6456–6464.
- (14) Haque, S.; Mendes, M. J.; Sanchez-Sobrado, O.; Águas, H.; Fortunato, E.; Martins, R. Photonic-Structured TiO<sub>2</sub> for High-Efficiency, Flexible and Stable Perovskite Solar Cells. *Nano Energy* 2019.
- (15) Centeno, P.; Alexandre, M. F.; Chapa, M.; Pinto, J.; Deuermeier, J.; Mateus, T.; Fortunato, E.; Martins, R.; Águas, H.; Mendes, M. J. Self-Cleaned Photonic-Enhanced Solar Cells with Nanostructured Parylene-C. 2020.
- (16) Habisreutinger, S. N.; McMeekin, D. P.; Snaith, H. J.; Nicholas, R. J. Research Update: Strategies for Improving the Stability of Perovskite Solar Cells. *APL Mater.* 2016, 4 (9), 091503.
- (17) Haque, S.; Alexandre, M.; Mendes, M. J.; Águas, H.; Fortunato, E.; Martins, R. Design of Wave-Optical Structured Substrates for Ultra-Thin Perovskite Solar Cells. *Appl. Mater. Today* 2020, 20, 100720.
- (18) Karg, M.; König, T. A. F.; Retsch, M.; Stelling, C.; Reichstein, P. M.; Honold, T.; Thelakkat, M.; Fery, A. Colloidal Self-Assembly Concepts for Light Management in Photovoltaics. *Mater. Today* 2015, 18 (4), 185–205.
- (19) Mendes, M. J.; Schmidt, H. K.; Pasquali, M. Brownian Dynamics Simulations of Single-Wall Carbon Nanotube Separation by Type Using Dielectrophoresis. *J. Phys. Chem. B* 2008, 112 (25), 7467–7477.
- (20) Marouf, S.; Beniaiche, A.; Kardarian, K.; Mendes, M. J.; Sanchez-Sobrado, O.; Águas, H.; Fortunato, E.; Martins, R. Low-Temperature Spray-Coating of High-Performing ZnO:Al Films for Transparent Electronics. *J. Anal. Appl. Pyrolysis* 2017, 127, 299–308.
- (21) Torrisi, G.; Luis, J. S.; Sanchez-Sobrado, O.; Raciti, R.; Mendes, M. J.; Águas, H.; Fortunato, E.; Martins, R.; Terrasi, A. Colloidal-Structured Metallic Micro-Grids: High Performance Transparent Electrodes in the Red and Infrared Range. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 2019, 197, 7–12.
- (22) Alexandre, M.; Chapa, M.; Haque, S.; Mendes, M. J.; Águas, H.; Fortunato, E.; Martins, R. Optimum Luminescent Down-Shifting Properties for High Efficiency and Stable Perovskite Solar Cells. *ACS Appl. Energy Mater.* 2019, 2 (4), 2930–2938.
- (23) Salomé, P. M. P.; Vermang, B.; Ribeiro-Andrade, R.; Teixeira, J. P.; Cunha, J. M. V.; Mendes, M. J.; Haque, S.; Borme, J.; Águas, H.; Fortunato, E.; Martins, R.; González, J. C.; Leitão, J. P.; Fernandes, P. A.; Edoff, M.; Sadewasser, S. Passivation of Interfaces in Thin Film Solar Cells: Understanding the Effects of a Nanostructured Rear Point Contact Layer. *Adv. Mater. Interfaces* 2018, 5 (2), 1701101.
- (24) Chapa, M.; Alexandre, M. F.; Mendes, M. J.; Águas, H.; Fortunato, E.; Martins, R. All-Thin-Film Perovskite/C-Si Four-Terminal Tandems: Interlayer and Intermediate Contacts Optimization. *ACS Appl. Energy Mater.* 2019, 2 (6), 3979–3985.

**CONCENTRADOR SOLAR CILINDRO-PARABÓLICO DE BAJO COSTO, PARA LA PROVISIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA PARA PEQUEÑA Y MEDIANA INDUSTRIA.****Franco J.\*, Dellicompagni P.\***

\* Instituto de Investigación en Energía No convencional (INENCO) Av. Bolivia 5150, 4400 Salta, Argentina  
francojudita@gmail.com, [pablodellicompagni@gmail.com](mailto:pablodellicompagni@gmail.com)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2021>

**RESUMEN**

En este artículo se muestra el desarrollo local de un prototipo de concentrador cilindro parabólico y los resultados experimentales de los primeros ensayos que permiten definir la eficiencia del colector y la energía térmica capaz de abastecer. El concentrador está construido principalmente con caño estructural. Esta estructura sostiene una chapa de aluminio de alta reflectancia. Como receptor se utiliza un tubo de vidrio evacuado, del mismo que se utiliza en los colectores "Chinos". El fluido caloportador (agua) circula por un serpentín de cobre, ubicado en interior del receptor. Como caso práctico se analiza la viabilidad de uso del dispositivo diseñado para la aplicación en la industria textil, en particular en una hilandería de la región, que utiliza agua caliente a diferentes temperaturas, en distintas etapas de la fabricación de tejidos. Para ello con los datos de consumo real, y los resultados experimentales del presente prototipo, se dimensiona el campo de colectores necesario para cubrir las necesidades de la fábrica. Se realiza un análisis comparativo con la posible instalación de un sistema del tipo de heat pipe para la misma fábrica

**PALABRAS CLAVE:** Concentrador solar, aplicaciones industriales, bajo costo

**ABSTRACT**

This article shows the local development of a cylindrical parabolic concentrator prototype and the experimental results that allows defining the efficiency of the collector and the thermal energy capable of supplying it. The concentrator is mainly built with structural pipe. This structure supports a high reflectance aluminum sheet. An evacuated glass tube is used as the receiver, the same one used in the "Chinese" collectors. The heat transfer fluid (water) circulates through a copper coil, located inside the receiver. As a practical case, the feasibility of using the device designed for application in the textile industry is analyzed, particularly in a textile factory which uses hot water at different temperatures, at different stages of fabric manufacturing. For this, with the actual consumption data, and the experimental results of the present prototype, the necessary collector field is dimensioned to cover the needs of the factory. A comparative analysis is carried out with the possible installation of a heat pipe type system for the same factory.

**KEYWORDS:** Solar concentrator, industrial application, low cost

## INTRODUCCIÓN

La transición energética es un camino hacia la transformación del sector energético mundial de combustibles fósiles a carbono cero para el 2050. Las energías renovables y las medidas de eficiencia energética pueden alcanzar el 90% de las reducciones de carbono requeridas. La tecnología termosolar podrá satisfacer más de la mitad de la demanda de calor directo en la industria y los edificios en el escenario de transformación de energía. (IRENA 2019).

Las tecnologías de concentración solar son aptas para generar vapor a altas presiones y temperaturas (muy superiores a 400 °C), aunque la mayoría de los sistemas térmicos para generación de calor industrial son plantas pilotos de pequeña – media escala. Solo un tercio de los 140 proyectos a nivel global tiene un área de colección superior a 500 m<sup>2</sup>, y los cuatro proyectos más grandes (todos de placas planas) representan el 49% de la capacidad térmica instalada.

La mayoría de proyectos de concentración solar (CSP) se basan en la tecnología de cilindro parabólico (CPC) o de torre solar con heliostatos (TC), usando aceite sintético o sales fundidas, ya que ambas tecnologías están comercialmente probadas y disponibles (Gauché et al., 2014).

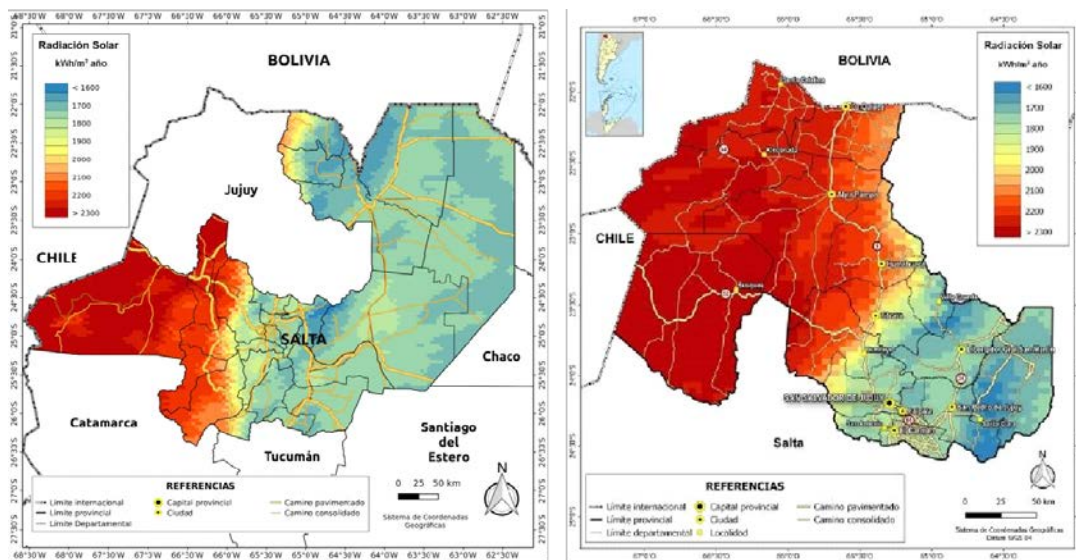


Fig. 1: Irradiación solar acumulada anual. Izq.: Atlas de irradiación de Salta. Der.: Atlas de irradiación de Jujuy.

La Puna Argentina pertenece a una de las siete regiones de mayor irradiación solar del mundo en particular la región norte que comprende a las provincias de Jujuy y Salta (Sarmiento et al., 2019; Carmona et al., 2018). Los valores de irradiación acumulada anual, mensual y de día característico han sido cuantificados por el grupo de trabajo perteneciente al INENCO (Figura 1). La irradiación acumulada anual supera los 2300 kWh/m<sup>2</sup>. La radiación solar en el NOA muestra un alto potencial para usar CSP como proveedor de energía térmica (Sarmiento et al, 2019) por lo que resulta de gran interés poder desarrollar un sistema que sea versátil para diferentes usos.

El desarrollo de tecnologías de concentración solar en Argentina es aún escaso en mediana y gran escala. No obstante, algunos grupos han desarrollado prototipos de concentradores Fresnel lineal y cilindro parabólicos, empleando materiales de industria completamente nacional en escalas de baja potencia térmica. Con la experiencia adquirida resulta viable el desarrollo de tecnologías de concentración para el aprovechamiento a mayor escala.

En este artículo se muestra el desarrollo local de un prototipo de concentrador cilindro parabólico y los resultados experimentales de los primeros ensayos que permitirán definir la eficiencia del colector y la energía térmica capaz de abastecer. El concentrador que se muestra en la Figura 2 está construido principalmente con caño estructural. Esta estructura sostiene una chapa de aluminio de alta reflectancia. Como receptor se utiliza un tubo de vidrio evacuado, del mismo que se utiliza en los colectores "Chinos". El fluido caloportador (agua) circula por un serpentín de cobre, ubicado en interior del receptor.

Como caso práctico se analiza la viabilidad de uso del dispositivo diseñado para la aplicación en la industria textil, en particular en una hilandería de la región, que utiliza agua caliente a diferentes temperaturas, en distintas etapas de la fabricación de tejidos. Para ello con los datos de consumo real, y los resultados experimentales del presente prototipo, se dimensiona el campo de colectores necesario para cubrir las necesidades de la fábrica.



Fig. 2: Sistema de concentración cilindro parabólico. superficie reflectante y absorbedor.

CASO DE ANÁLISIS: HILANDERÍA

Flujograma del Proceso (provisto por la empresa)

la Figura 3 muestra el flujograma con las operaciones elementales de producción. En el cual las operaciones pintadas con rojo son aquellas que consumen agua caliente, mientras que el color verde indica consumo de agua a temperatura ambiente.



Fig. 3. Flujograma de operaciones elementales de producción.

Tabla 1. Características de consumo de agua y temperatura requerida de los procesos.

Operación	Frecuencia	Agua caliente	Tmax requerida	Tiempo requerido p/ Tmax	Operaciones por día	Agua caliente
Teñido	1 por semana	3.5 m <sup>3</sup> /operación	100 °C	75 min	2	7 m <sup>3</sup> /día
Lavado de fibra	1 por semana	2.5 m <sup>3</sup> /operación	50 °C	20 min	2	5 m <sup>3</sup> /día

Los procesos de lavado y teñido de la fibra son los que requieren una gran cantidad de agua caliente a diferentes temperaturas. Actualmente se provee de agua caliente por medio de una caldera que funciona con gas envasado y alta presión, esta caldera calienta el agua a una temperatura de 120°C y provee vapor para calentar el agua de las piletas de lavado y la batea de teñido.

En el caso del lavado, se hace burbujear vapor en la pileta llena de agua hasta obtener la temperatura de trabajo a 50 °C. Para el teñido, el vapor de agua proveniente de la caldera circula por un intercambiador inmerso en la batea y calienta el agua hasta los 90 °C.

## OBJETIVO

Se propone desarrollar un concentrador solar de fabricación local para suplir la demanda de agua caliente de la empresa. Se caracteriza el concentrador construido para obtener los parámetros relativos a la eficiencia. Se realiza una simulación con los parámetros reales de funcionamiento para los requerimientos de agua caliente de la empresa y se compara con lo producido por un equipo de colectores del tipo heat pipe. Se hace un análisis comparativo de producción de agua caliente y costos de ambos sistemas.

## CONCENTRADOR SOLAR DE BAJO COSTO

### Descripción

El sistema de concentración propuesto se construyó con materiales de bajo costo. La estructura de soporte es de caño estructural de 20 x 20 mm. La superficie reflectante es de chapa aluminizada de alta reflectancia, cuya deformación parabólica se realizó con una distancia focal de 1.25 m. Se emplearon dos chapas de 2.5 x 1.25 m cada una, resultando en una superficie de apertura de 5.41 m<sup>2</sup>. El absorbedor, instalado en el foco, consiste en un tubo evacuado en cuyo interior se incorpora un serpentín helicoidal de cobre, por el cual circula el fluido caloportador (HTF; agua). Este sistema no posee seguimiento solar, por ahora, dado que es un prototipo experimental. Toda la estructura se apoya sobre dos soportes que permiten al conjunto ser rebatido manualmente en sentido longitudinal, a efectos de mantener el enfoque solar y la concentración de los haces en el absorbedor.

### Ensayos de caracterización

A efectos de estudiar el performance del equipo y determinar las características de funcionamiento, se realizaron ensayos de rutina. Los principales parámetros estudiados fueron el rendimiento global, curva de temperatura vs. caudal, potencia térmica nominal, energía térmica recolectada, rango de temperatura de funcionamiento óptimo, capacidad de aprovisionamiento de agua caliente, coeficiente global de pérdidas, entre otros.

Las variables mensuradas fueron las siguientes; temperatura de entrada y salida del HTF, irradiancia global sobre plano de apertura, caudal másico de circulación y temperatura ambiente. Para la medición de temperaturas se emplearon termocuplas tipo K y termómetro marca Fluke 54 II, resolución 0.1 °C. El caudal másico se registró con un caudalímetro Sea modelo YF-S401, previamente calibrado mediante una placa Arduino Uno. La irradiancia se midió con un piranómetro marca LICOR modelo Li-200, conectado a un datalogger LogBox-AA.

### Resultados experimentales

El rendimiento global se determina mediante la Ec. 1, donde  $m$  es el caudal másico en kg/s,  $C_p$  es la capacidad calorífica en J/kg°C,  $T_{out}$  y  $T_{in}$  son las temperaturas de salida y entrada del HTF en el absorbedor en °C,  $G$  es la irradiancia global horizontal medida en W/m<sup>2</sup> y  $A$  es la sección de apertura solar en m<sup>2</sup>.

$$\eta = \frac{m * C_p * (T_{out} - T_{in})}{G * A} \quad (1)$$

Se consideró la irradiancia global dado que el instrumental empleado mide esa variable. Esto conlleva a determinar una eficiencia menor a la que podría determinarse habiendo medido la irradiancia directa normal al haz. No obstante, la Figura 4 muestra la curva de rendimiento instantáneo del concentrador ensayado, para día claro.

En la ecuación de regresión lineal se observa una eficiencia óptica de 23% aproximadamente. Siendo la eficiencia global no mayor al 25%. Esto se relaciona con las características constructivas del equipo; los haces solares reflejados no inciden en su totalidad en el absorbedor, ya que la superficie reflectante es metálica. Además, puede deducirse de la misma curva un coeficiente global de pérdidas promedio de 20 W/m<sup>2</sup>°C. No obstante, y de acuerdo a los resultados esperados, el equipo es capaz de proveer agua a temperaturas dentro del rango deseado de 70-100 °C, como se observa en la Figura 5. Para ello, se define el rango óptimo de caudal por equipo, que corresponde a 0.025 - 0.291 kg/min.



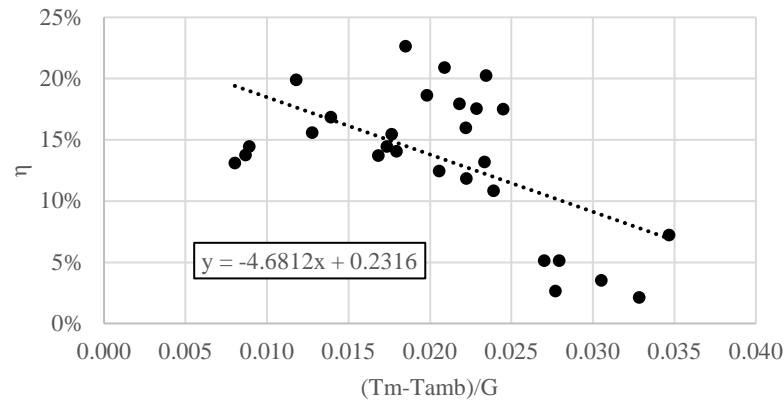


Fig. 4. Curva característica de rendimiento global.

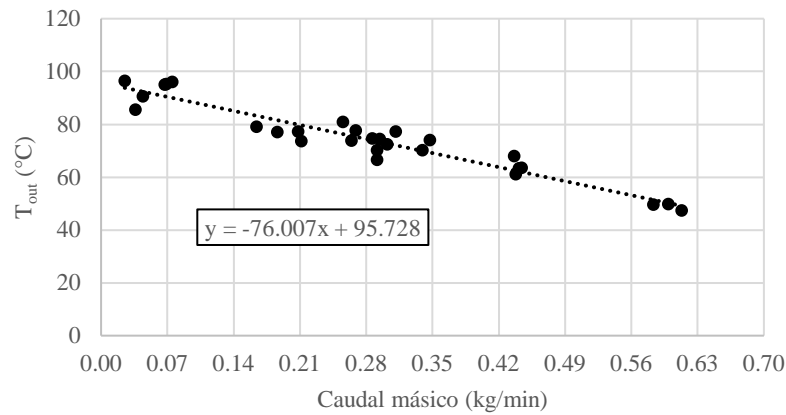


Fig. 5. Dependencia de la temperatura de salida con el caudal másico.

La caracterización del equipo propuesto en este trabajo constó además de la determinación de otros parámetros que se indican en la Tabla 2. Interesa resaltar la potencia térmica del equipo individual, cuyo valor máximo supera los 1000 W, siendo su promedio del orden de 800 W, y de la capacidad de abastecimiento de agua caliente, proyectada a un régimen de funcionamiento de 80 horas, que para una eficiencia diaria cercana al 20%, el equipo es capaz de generar 180 kg de agua caliente.

Tabla 2. Parámetros característicos del equipo concentrador.

Parámetro	Unidad	17/2/2020	28/2/202
Duración de ensayo	Minutos	122	97
Energía solar incidente	MJ	42	33
Energía térmica colectada	MJ	7.4	4.5
Rendimiento térmico diario	%	18	13
Potencia térmica máxima	W	1259	1196
Potencia térmica promedio	W	871	773
Producción de agua caliente	kg	46	2
Producción proyectada a 8 horas	kg	179	104

#### Prediseño de la instalación para agua caliente

La provisión de agua caliente para el proceso de limpieza y para la caldera se realizará desde un tanque de acumulación térmica de 3500 litros, el cual se aislará térmicamente para disminuir las pérdidas de energía hacia el ambiente. La energía térmica será dispensada mediante agua, a la cual se le adicionará un líquido anticongelante,

normalmente conocido como glicol. Es ésta agua la que circulará por el campo solar de colección. Por lo tanto, se tiene dos circuitos separados, por un lado circula el fluido caloportador, por el otro el agua de consumo. La transferencia térmica se realizará mediante un intercambiador de calor, según se aprecia en la Figura 6.

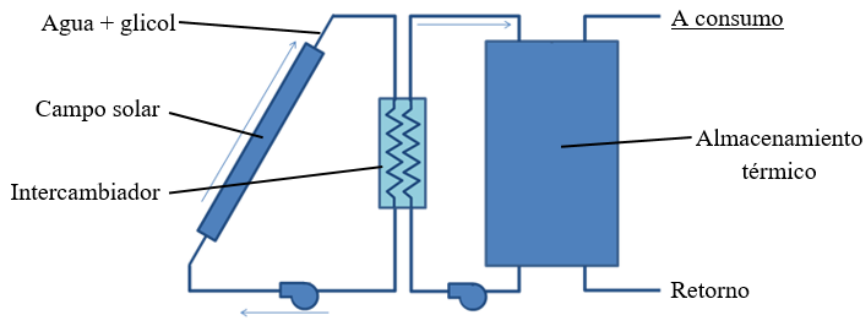


Figura 6. Esquema de instalación del campo colector-almacenamiento

Con colectores heat pipe. Se dimensiona el sistema para que sea capaz de proveer agua caliente a 90 °C, con su retorno al tanque de almacenamiento a 50 °C. El llenado del tanque está estipulado en tres ciclos solares, a través de un caudal másico de 0.03 kg/s, resultando una potencia térmica de 5 kW<sub>t</sub> para el calentamiento de la masa de agua. Si se considera que el sistema intercambiador-almacenamiento posee un rendimiento térmico del 90%, el sistema de colección solar deberá aportar una potencia térmica de 5.5 kW<sub>t</sub> en el fluido caloportador.

El campo solar se dimensiona en base a la superficie de colección necesaria, al rendimiento de los equipos colectores, a la potencia (o energía) térmica que el sistema deberá suplir y a la irradiación global de la locación. El rendimiento global de los equipos de captación solar depende de diversos factores que van más allá de la orientación con respecto al Norte y de la inclinación. En valores promedios, los fabricantes garantizan una eficiencia óptica en el rango del 60 – 80 % para una irradiancia global de 800 W/m<sup>2</sup> estables mientras dura el ensayo de calidad. Para el presente pre diseño, se consideró eficiencia menor, de un 40%, a efectos de considerar los días y estaciones del año en los que la irradiancia no llega al valor nominal de laboratorio.

Tabla 3. Determinación del número de equipos heat pipe necesarios.

Magnitud	Símbolo	Valor	Unidad	Ecuación
Caudal másico hacia el tanque	$\dot{m}$	0.003	kg/s	$\dot{m}=\text{cte}$
Poder calorífico	$C_p$	4205	J/kg°C	$C_p=\text{cte}$
Rendimiento global de colector	$\eta_c$	40	%	$\eta_c=\text{cte}$
Irradiancia global de diseño	$G$	800	W/m <sup>2</sup>	$G=\text{cte}$
Potencia térmica en almacenamiento	$P_t$	5	kW	$P_t=\dot{m}*C_p*(t_d-t_r)*10^{-3}$
Eficiencia de almacenamiento+intercambiador	$\eta$	90	%	$\eta=\text{cte}$
Temperatura agua de retorno	$t_r$	50	°C	$t_r=\text{cte}$
Temperatura de agua de despacho	$t_d$	90	°C	$t_d=\text{cte}$
Potencia térmica del campo solar	$P_s$	5.5	kW	$P_s = P_t*100/\eta$
Área total de colección	$A_c$	17.22	m <sup>2</sup>	$A_c=P_s*100/(\eta_c*G)$
Área de colección por equipo	$A_i$	1.9	m <sup>2</sup>	$A_i=\text{cte}$
Número de equipos	$N^\circ$	9	Equipos	$N^\circ=A_c/A_i$

Con concentradores cilindro parabólicos. Tomando como partida a la capacidad de almacenamiento de agua caliente que se necesita para los procesos (3500 kg, según Tabla 1) y la capacidad de producción energética de un solo equipo (7.4 MJ proyectado a 8 horas, según Tabla 2), se determina del número de equipos necesarios para abastecer de agua caliente al tanque principal. El procedimiento de cálculo se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4. Determinación del número de concentradores necesarios.

Magnitud	Símbolo	Valor	Unidad	Ecuación
Capacidad de almacenamiento	m	3500	kg	$m=cte$
Poder calorífico	$C_p$	4205	J/kg°C	$C_p=cte$
Energía necesaria en tanque	$E_t$	589	MJ	$E_t=m*C_p*(t_d-t_r)*10^{-6}$
Eficiencia de aislación de tanque	$\eta_a$	95	%	$\eta_a=cte$
Eficiencia del intercambiador de calor	$\eta_i$	95	%	$\eta_i=cte$
Temperatura agua de retorno	$t_r$	50	°C	$t_r=cte$
Temperatura de agua de despacho	$t_d$	90	°C	$t_d=cte$
Energía desde campo solar	$E_s$	652	MJ	$E_s=E_t*10^4/(\eta_a*\eta_i)$
Energía proyectada a 8 horas	$E_p$	7	MJ	$E_p=cte$
Cantidad de días para arranque	n	7	Días	$n=cte$
Número de equipos	$N^\circ$	13	Equipos	$N^\circ=E_s/(E_p*n)$

#### COMPARACIÓN CON SISTEMAS COLECTORES HEAT PIPE

Los sistemas de colección solar para calentamiento de agua con mayor comercialización son aquellos que se componen de tubos evacuados. Dentro de ésta categoría, son comunes los del tipo heat pipe, o split. En esta sección se realiza la comparación entre un sistema heat pipe típico (modelo Hissuma Solar, [www.hissuma-solar.com.ar](http://www.hissuma-solar.com.ar)) y el concentrador aquí propuesto.

#### Performance de operación

La Figura 7 muestra la curva de rendimiento global de ambas tecnologías. Se observa que el prototipo en estudio presenta menor eficiencia y esto se debe a las razones ya especificadas en párrafos anteriores. Esta eficiencia es factible de ser mejorada con algunas modificaciones constructivas..

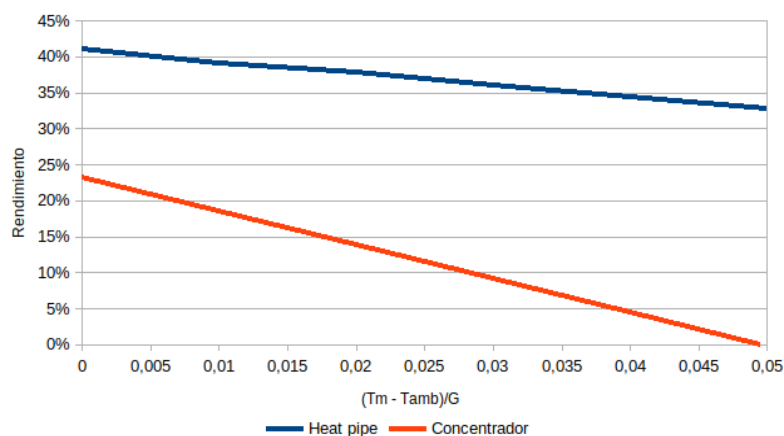


Figura 7. Comparativa entre curvas de eficiencia de ambas tecnologías.

Como ventaja del prototipo concentrador, se puede mencionar el bajo rango de caudal másico, 0.025 - 0.291 kg/min, o bien 1.5 - 17.5 kg/hora. Un sistema heat pipe tipo demanda un rango de caudal de 120 - 500 kg/hora, para que su operación sea óptima y no presente riesgos. Esta diferencia de caudal repercute directamente en el dimensionado de las bombas de impulsión y su consumo eléctrico, como así en las secciones mínimas de las cañerías de circulación y la pérdida de carga.

Costos

La comparación de ambas tecnologías según su costo se muestra en la Tabla 5. Se consideraron solo los costos de equipamiento, ya que los de montaje, operación y mantenimiento son idénticos. Puede verse que el sistema propuesto, mediante concentradores de bajo costo, es ligeramente más costoso que uno formado por colectores tipo heat pipe. La diferencia radica fundamentalmente en el sistema de seguimiento solar.

Tabla 5. Costo de equipamiento en USD, por tecnología.

Parámetro	Heat pipe	Concentrador
Número de equipos	9	13
Costo por equipo	944	641
Intercambiador	2200	2200
Campo solar	8500	8073
Almacenamiento y bombeo	2623	2623
Sistema de tracking	0	2502
Total	14268	16039

CONCLUSIONES

En el presente artículo se planteó la necesidad de transición energética en una industria textil, modificando el proceso térmico de aprovisionamiento de agua caliente para los procesos de lavado y teñido de las fibras. Se conoce la demanda energética (volumen de agua, temperatura, etc) y en base a estos datos se dimensionó un campo solar compuesto por concentradores cilindro parabólicos de bajo costo. Para caracterizar ésta tecnología, se construyó un primer prototipo el cual fue ensayado bajo condiciones reales de irradiación que permitió determinar la curva de eficiencia instantánea, la potencia térmica, el rendimiento global, el rango de temperatura y caudal óptimos, entre otros.

De los ensayos experimentales, se determinó que el equipo concentrador construido presenta una eficiencia relativamente menor a un equipo de colección pasiva o heat pipe. Esto se debe principalmente a las características de diseño: la superficie reflectante se conforma de dos chapas de alta reflectancia, montadas sobre una estructura curvada parabólicamente. Esto produce deformaciones en las chapas, ocasionando que no todos los haces reflejados inciden en el absorbedor. Este efecto óptico puede verse en la curva de regresión lineal de la Figura 4, siendo la eficiencia óptica de 23%. Por otro lado, se encontró que el coeficiente global de pérdidas ronda los 20 W/°Cm<sup>2</sup>, el cual es elevado en comparación de otras tecnologías. Y esto se debe a que no todo el calor es transferido al agua en circulación y la mayor parte de la pérdida térmica se produce por el extremo abierto del absorbedor. Como ventaja del diseño propuesto se puede mencionar el caudal de operación, el cual oscila en un rango del 1.5 - 17.5 kg/min para garantizar el rango óptimo de temperatura, muy por debajo del necesario para equipos comerciales. Esto trae aparejada la reducción de los costos de bombeo, o bien el empleo de una bomba de alto caudal para alimentar varios equipos de concentración en simultáneo.

La principal ventaja de éste diseño es su costo por equipo individual. Los valores obtenidos resultan promisorios para continuar con la puesta a punto y mejora de la eficiencia. Esto conlleva a un mejor performance de operación, con mayores caudales de trabajo, mayor capacidad en potencia y energía de aporte. La mejora de tales parámetros reducirá el número de equipos necesarios, y así la reducción significativa del costo total, pudiendo competir directamente con las tecnologías actuales. No obstante, la diferencia entre costos totales de ambas tecnologías es ligeramente inferior a los USD 2000, y se debe principalmente al sistema de seguimiento solar. Esto significa que puede lograrse el seguimiento solar implementando motores paso a paso y circuitería de control de bajo costo.

Como trabajo futuro resta mejorar el diseño constructivo de la superficie concentradora, de tal modo de asegurar un mayor porcentaje de haces solares incidentes en el absorbedor, disminuir las pérdidas térmicas implementando aislación en el conducto de salida como así el uso de aditivos o distintos fluidos caloportadores con mejores propiedades termofísicas.

#### REFERENCIAS

International Renewable Energy Agency (2019). Renewable energy auctions: Status and trends beyond price. ISBN 978-92-9260-190-4.

Gauché P., Brent A., Von Backström T. W. (2014). Concentrating solar power: Improving electricity cost and security of supply, and other economic benefits. *Development Southern Africa* 315:692–710.

Sarmiento N., Belmonte S., Dellicompagni P., Franco J., Escalante K. and Sarmiento J. (2019). A solar irradiation GIS as decision support tool for the Province of Salta, Argentina. *Renewable Energy*. 132, 68-80.

Carmona F., Orte P. F., Rivas R., Wolfram E. and Kruse E. (2018). Development and analysis of a new solar radiation atlas for Argentina from ground-based measurements and ERES\_SYN1deg data. *The Egyptian Journal of Remote Sensing and Space Science*. 21, Issue 3, 211-217.



## ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE LENTES EM VIDRO DE SÍLICA PERANTE A UTILIZAÇÃO DE RADIAÇÃO SOLAR CONCENTRADA

De Almeida G.\*, Guerra Rosa L.\*, Pereira J.C.G.\*\*, Bravo Gonzalo I.\*\*\*, Franco P.\*, Fernandes J.C.\*, González-Aguilar J.\*\*\*

\* IDMEC, DEM, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisboa, Portugal, [luisguerra@tecnico.ulisboa.pt](mailto:luisguerra@tecnico.ulisboa.pt)

\*\* Departamento de Engenharia Química, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisboa, Portugal

\*\*\* IMDEA Energía, Avda. Ramón de la Sagra, 3, 28935 Móstoles, Madrid, Espanha

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2022>

### RESUMO

Este trabalho descreve os ensaios realizados com um simulador laboratorial de radiação solar concentrada com o objectivo de avaliar o comportamento de lentes em vidro de sílica quando sujeitas a elevados fluxos de radiação, e permitiu comparar o seu comportamento com o que foi demonstrado por lentes idênticas, mas fabricadas em vidro de borossilicato (BK-7) cujo preço é muito inferior. Os ensaios de irradiação das lentes atingiram durações de 60 minutos, durante os quais se procedeu à monitorização contínua da potência da radiação aplicada sobre cada lente e da temperatura nela gerada. Todas as lentes em vidro de sílica se comportaram bem, mas o mesmo não ocorreu com as lentes em vidro de borossilicato. No trabalho é aventada a hipótese de o comportamento negativo registado nas lentes em borossilicato ser provocado pelo facto de se ter usado a radiação emitida por uma lâmpada de arco de xénon que pode conter comprimentos de onda que estão ausentes na radiação solar, pelo que é proposto que nos futuros testes não se use um simulador de radiação solar.

**PALAVRAS-CHAVE:** Radiação Solar Concentrada, Lentes Ópticas, Vidro de Borossilicato, Vidro de Sílica

### ABSTRACT

This work describes the tests conducted with a laboratory-scale high-flux solar simulator aiming to evaluate the performance of optical lenses made of silica glass when subjected to high-fluxes of radiation, and it allowed to compare their behaviour with the behaviour shown by lenses made of borosilicate glass (BK-7) which price is much lower. The irradiation tests reached durations up to 60 minutes, with continuous monitoring of the power irradiating each and of the temperature generated on it. All silica lenses have shown a good performance, contrarily to what was observed with the lenses made of borosilicate. In the work it is mentioned the possibility that the negative behaviour observed with the borosilicate lenses may be due to the fact that the radiation spectrum of a xenon arc lamp contains certain wavelengths that are not present in the solar radiation spectrum, and therefore it is suggested that future tests are conducted with real concentrated solar radiation and not with a simulator that artificially reproduces the solar energy distribution.

**KEYWORDS:** Concentrated Solar Radiation, Optical Lenses, Borosilicate Glass, Silica Glass

INTRODUÇÃO

As lentes ópticas são elementos essenciais para a reconfiguração dos feixes de radiação solar. A sua utilização é necessária para o desenvolvimento de novos sistemas de condução, através de cabos de fibra-óptica, de radiação solar concentrada (Li et al., 2018; Rosa, 2019; Song et al., 2019). Nos cabos de fibra óptica (como aquele que se mostra na Fig. 1), está prevista a utilização de lentes quer à entrada quer à saída do cabo.

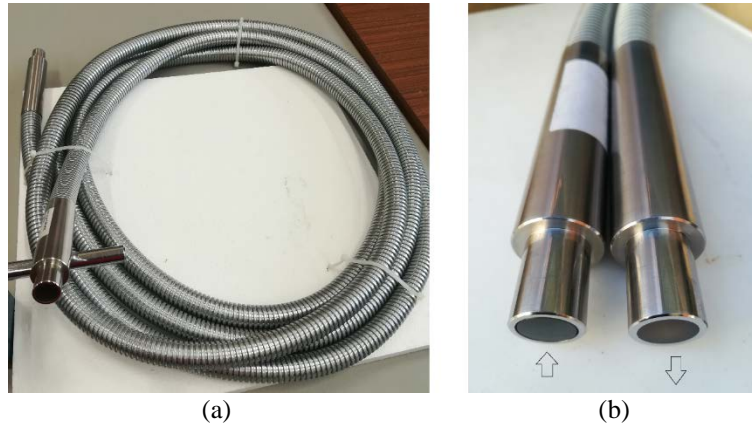


Fig. 1. Cabo de fibra óptica com 7 metros de comprimento, especialmente fabricado para conduzir radiação solar concentrada até 1000 W: (a) aspecto geral; (b) terminais de entrada e de saída.

Para se poderem usar com eficiência cabos de fibra óptica para conduzir radiação solar concentrada, é essencial ter à entrada do cabo um feixe incidente de baixo-ângulo que satisfaça o “ângulo de aceitação” do cabo (Rosa, 2019). Assim, em muitos dos sistemas concentradores de radiação ter-se-á de usar um sistema divergente junto à entrada do cabo – como aquele que é proposto na Fig.2 – de modo a fazer divergir o feixe de radiação gerado pelo concentrador, fazendo com que esse feixe passe a ter baixo-ângulo de incidência (normalmente inferior a 14°, ou seja, próximo da normal ao plano da entrada do cabo). Na Fig. 2 todas as dimensões estão expressas em milímetros. A figura não está rigorosamente à escala. Uma vez que se trata de um projecto de um sistema nunca antes construído, as dimensões aproximadas ou não indicadas dependem de dados ainda não disponíveis ou de aperfeiçoamentos a realizar durante o processo de manufatura do sistema.

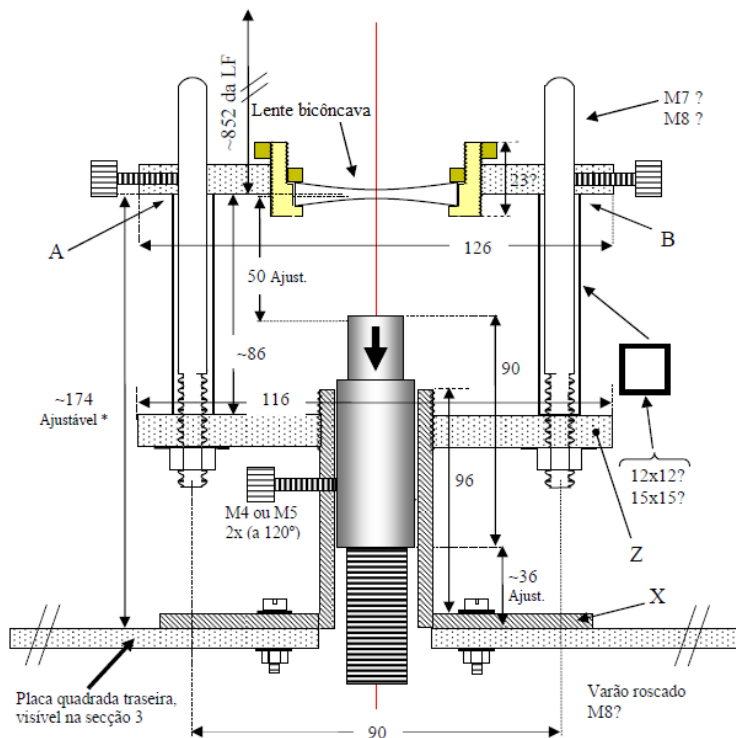


Fig. 2. Projecto de um sistema divergente para ser usado à entrada do cabo de fibra óptica (De Almeida 2019).



Dependendo do tipo de aplicação, pode haver necessidade de, à saída do cabo, se provocar uma convergência da radiação de modo a concentrar o fluxo numa área mais pequena. Para tal, há que recorrer a sistema convergentes/concentradores, como aquele que é proposto na Fig. 3.

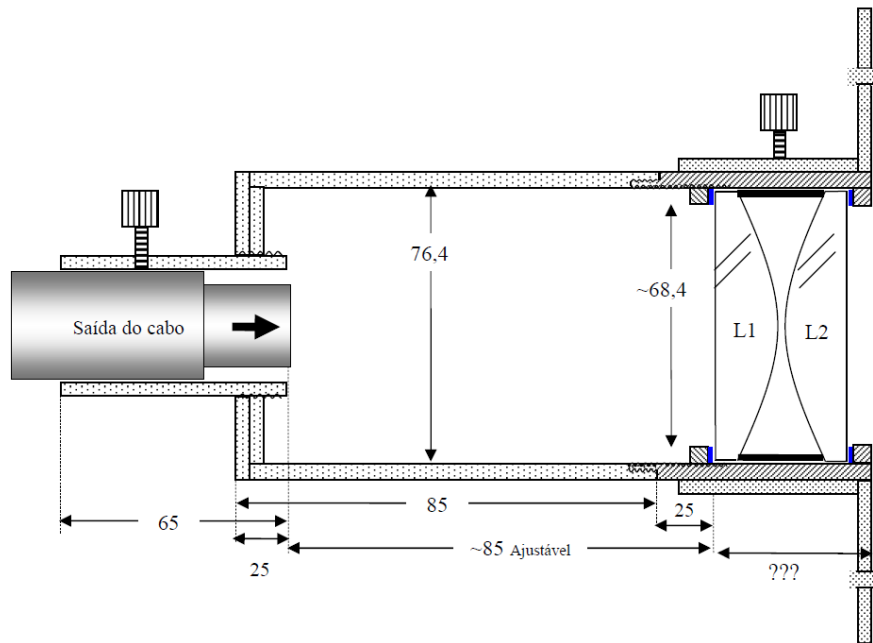


Fig. 3. Projecto de um sistema concentrador, constituído por duas lentes convergentes plano-convexas (L1 e L2), para ser usado à saída do cabo de fibra óptica (De Almeida, 2019).

Se bem que as lentes existentes no mercado sejam de excelente qualidade óptica, não encontramos na literatura trabalhos que comprovem a adequabilidade dessas lentes quando sujeitas a radiação solar muito concentrada i.e. elevados fluxos de radiação solar. Por isso, o objectivo principal deste trabalho foi precisamente sujeitar as lentes a condições de utilização semelhantes às previstas durante a sua utilização com o cabo de fibra óptica. Assim, neste estudo as lentes são sujeitas a um feixe muito intenso de radiação uma vez que se pretende investigar o seu comportamento quando funcionam não como sistema concentrador mas sim como elementos de reconfiguração de um feixe já concentrado.

## DESCRIÇÃO DOS MATERIAIS E TESTES

### Lentes Ensaaiadas

As características das lentes que foram usadas nos testes são apresentadas na Tabela 1 (lentes bicôncavas) e Tabela 2 (lentes plano-convexas). As lentes foram adquiridas a fornecedores conhecidos: “Lens-Optics”, “Fichou”, “LOT-QuantumDesign”. As lentes fabricadas em vidro de borossilicato (do tipo BK-7 da Schott) são bastante mais baratas que as fabricadas em sílica. Como tanto o vidro BK-7 como o vidro de sílica possuem excelente qualidade óptica, permitindo a utilização destas lentes em variadíssimas aplicações, a comparação do seu comportamento quando sujeitas a condições de radiação muito concentrada torna-se essencial.

Tabela 1. Lentes divergentes (bicôncavas) testadas neste trabalho.

Designação	Material	Diâmetro (mm)	Espessura		Distância focal <sup>1)</sup> (mm)
			Bordo (mm)	Centro (mm)	
DV150	Borossilicato	50.8	7.7	3.5	- 150
DV200	Borossilicato	50.8	6.7	3.5	- 200
DQ151	Sílica	50.8	8.4	3.5	- 150
DQ201	Sílica	50.8	7.1	3.5	- 200

<sup>1)</sup> a 546.1 nm

Tabela 2. Lentes convergentes (plano-convexas) testadas neste trabalho.

Designação	Material	Diâmetro (mm)	Espessura		Distância focal <sup>2)</sup> (mm)	BFL <sup>2)</sup> (mm)
			Bordo (mm)	Centro (mm)		
CV100	Borossilicato	76.2	2.5	19.3	100	87.2
CQ100	Sílica	76.2	2.4	22.9	100	84.2

<sup>2)</sup> a 589 nm

### Equipamento e Métodos

Os testes de irradiação das lentes foram efectuados na Unidade de processos de altas temperaturas do Instituto IMDEA Energía usando um simulador/projector de radiação por lâmpada de arco de xénon (ver Fig.4). A duração da exposição de cada lente à radiação concentrada chegou a atingir 60 minutos. As lentes foram devidamente posicionadas de modo a que a potência aplicada sobre a superfície exposta de cada lente pudesse ser calculada com alguma exactidão. A metodologia seguida será descrita mais adiante. Para o correcto posicionamento de cada lente utilizou-se uma mesa de 3 eixos xyz controlados por computador.

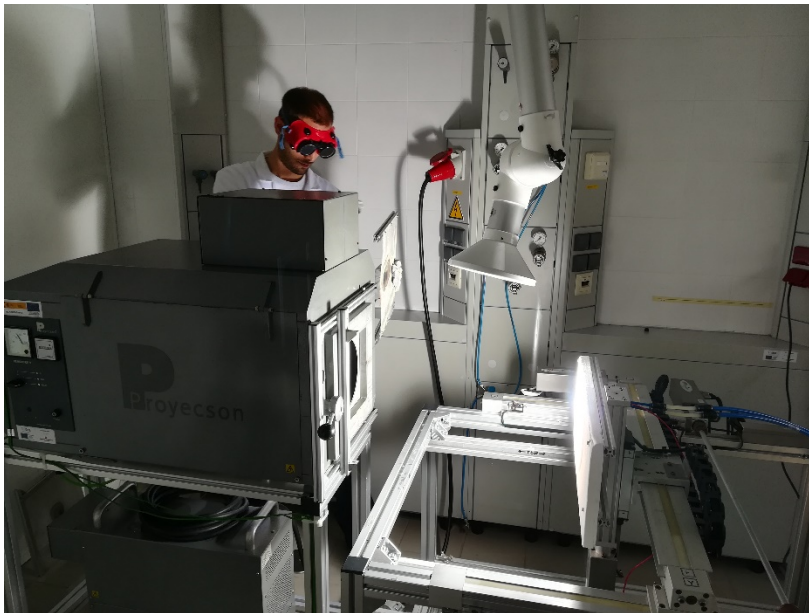


Fig. 4. Aspecto do simulador/projector de radiação por lâmpada de arco de xénon, e da mesa de coordenadas xyz.

**Fonte de Radiação.** A lâmpada de arco de xénon que foi usada é fabricada pela OSRAM e tem a referência XBO 7000 W/HS XL OFR. Estas lâmpadas da série XBO eram geralmente usadas nos clássicos projectores de cinema para filmes de 35 mm. A radiação gerada tem quase a mesma temperatura de corpo negro que é atribuída à radiação solar antes de entrar na atmosfera da Terra (i.e. aprox. 6000 K). A lâmpada é da classe OFR o que significa que durante o seu funcionamento não gera ozono (ou seja, opera de modo “ozone-free”). Isto é possível graças ao facto de se usar na ampola um vidro de sílica dopado com um material absorvedor de comprimentos de onda no ultravioleta (por exemplo, compostos de cério, ou dióxido de titânio) (Zeiss, 2020). Caso não estivesse dopado, o vidro de sílica permitiria a passagem de luz com comprimentos de onda muito pequenos até 180 nanómetros (nm), mas usando vidro dopado a lâmpada de arco de xénon passa a emitir uma radiação com comprimentos de onda superiores a 220 nm.

**Equipamentos de Medição e Metodologia Usada.** Para fazer variar o fluxo da radiação usaram-se atenuadores constituídos por uma rede metálica, uma vez que a lâmpada de xénon emite um fluxo não variável. As temperaturas na vizinhança de cada lente foram avaliadas através de termopares do tipo K, tendo-se usado também uma câmara de infravermelhos (ver exemplo na Fig. 5). As medições de fluxo de radiação foram realizadas usando um radiómetro do tipo Gardon (*Vatell Circular-Foil Heat Flux Transducer* TG1000-1, com sensibilidade de 0.022 mV/(Wcm<sup>-2</sup>); gama de trabalho 0 – 445 Wcm<sup>-2</sup>; revestido com grafite coloidal).

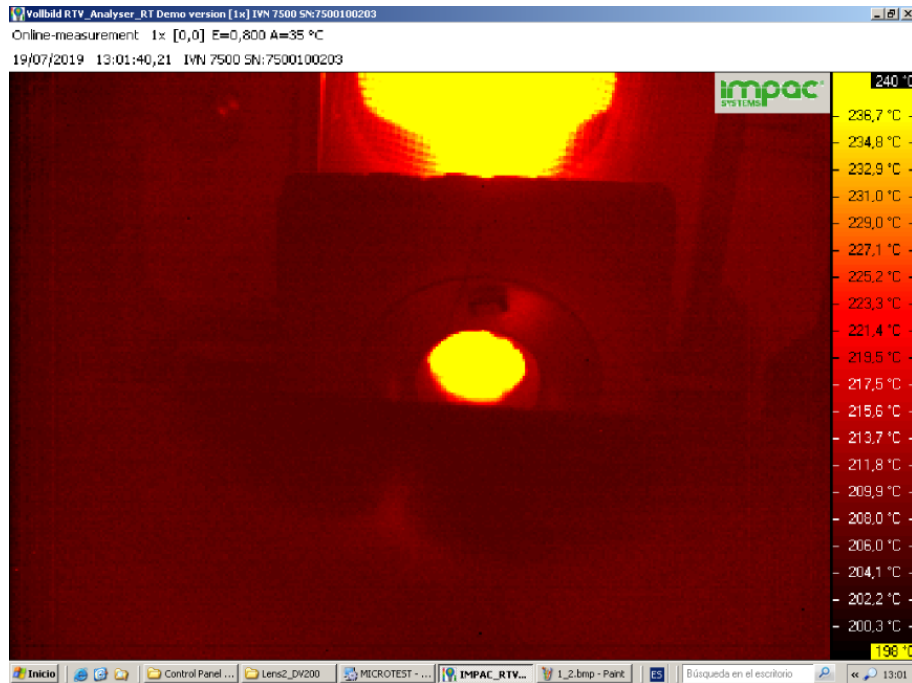


Fig. 5. Imagem proveniente do software da câmara de infravermelhos durante um teste com a lente bicôncava DQ151, mostrando a distribuição da temperatura. A potência da radiação incidente na lente é 185 W, uma vez que se usou uma máscara em alumina com uma abertura circular de 25.4 mm (1 polegada) de diâmetro.

Inicialmente efectuaram-se medições de fluxo com a única finalidade de conhecer a localização do “foco” da radiação, a qual corresponde à posição xyz onde se regista o maior fluxo de radiação. Para tal, o radiómetro foi movimentado ao longo dos 3 eixos, em incrementos de 1 mm. Após conhecida a localização do foco, passou-se a uma segunda fase de medições de fluxo em que se inseriram os atenuadores da radiação. Na Tabela 3 apresentam-se os valores de radiação medida na zona focal (“foco”) e o correspondente factor de atenuação.

Tabela 3. Factores de atenuação do fluxo de radiação obtidos com 5 diferentes atenuadores.

Atenuador	Fluxo de radiação na zona focal $W\ cm^{-2}$	Factor de atenuação
Sem atenuador	316	1
Atenuador nº 1	249	0.788
Atenuador nº 2	221	0.699
Atenuador nº 3	193	0.611
Atenuador nº 4	162	0.513
Atenuador nº 5	130	0.411

Numa terceira fase, realizaram-se medições de fluxo em várias posições em torno do foco, com o objectivo de obter uma estimativa da potência total recebida num plano perpendicular ao eixo óptico (eixo x). Esta série de medições foi realizada com o atenuador nº 5. Devido ao tipo de radiómetro usado, os valores medidos de fluxo são atribuídos a círculos com 5 mm de diâmetro. Assim, e conforme esquema apresentado na Fig. 6(a), efectuaram-se 21 medições de fluxo nos locais representados na Fig. 6(a) todos eles simetricamente distribuídos (em posições norte, sul, este, oeste) no interior de uma área circular com 55 mm de diâmetro. A escolha de uma área circular com 55 mm de diâmetro deriva de duas razões: i) o fluxo medido fora desta área revelou valores muito baixos; ii) as maiores lentes que se pretende testar têm 2 polegadas de diâmetro (50.8 mm). Para cada uma das coroas circulares representadas na Fig. 6(b) calculou-se o valor médio das 4 medições de fluxo efectuadas (norte, sul, este, oeste) e multiplicou-se esse valor pela área da respectiva coroa circular, obtendo-se assim uma estimativa da potência recebida em cada coroa. Estes valores estimados (in W) para cada uma das zonas estão indicados na Fig. 6(b). Somando as potências recebidas por cada uma das zonas obtém-se uma estimativa da potência total recebida no plano perpendicular ao eixo óptico, a qual neste caso foi de  $29+149+183+140+125+127 = 753\ W$ . Uma vez que estas medições de fluxo foram efectuadas com o atenuador nº 5, cujo factor de atenuação é 0.411, podemos considerar que no caso de não se usar atenuador a potência total recebida no plano perpendicular ao eixo óptico será  $753/0.411 = 1832\ W$ .

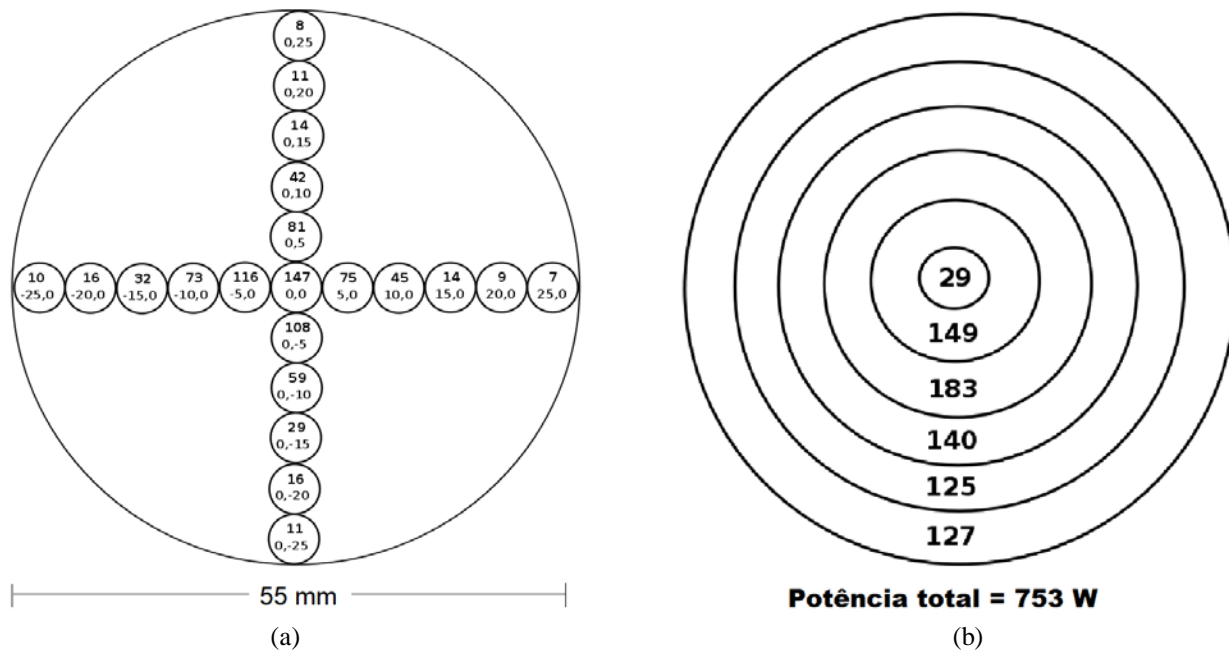


Fig. 6. Esquema mostrando: (a) Posições onde foram efectuadas medições com o radiómetro. (Dentro de cada círculo, o valor em cima indica o fluxo medido, em  $W\ cm^{-2}$ ; o valor em baixo indica as coordenadas y,z, em mm, do centro do círculo); (b) Zonas usadas para o cálculo da potência total e respectivos valores estimados (in W) para cada uma das zonas, usando o atenuador nº 5.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 4 resume as condições e os resultados dos testes efectuados com as lentes.

Tabela 4. Resumo dos testes efectuados.

Tipo de lente	Tipo de suporte máscara	Potência aplicada na lente (W)	Tempo de irradiação (minutos)	Temperatura máxima perto da lente <sup>3)</sup> ( $^{\circ}C$ )	Comentário
DV150	M, 1 pol.	185	$\approx 10$	$\approx 100$	Fracturou após $\approx 10$ minutos
DV200	M, sem m.	386	$\approx 3$	$\approx 84$	Fracturou após $\approx 3$ minutos
DQ151	A, 1 pol.	185	60	$\approx 205$	Não se observaram alterações na lente
DQ151	M, 1 pol.	185	60	$\approx 127$	Não se observaram alterações na lente
DQ151	A, 1 pol.	361	60	$\approx 189$	Não se observaram alterações na lente
DQ151	A, 1 pol.	878	60	$\approx 342$	Não se observaram alterações na lente
DQ201	M, 1 pol.	185	60	$\approx 126$	Não se observaram alterações na lente
DQ201	M, 1 pol.	361	60	$\approx 191$	Não se observaram alterações na lente
DQ201	M, 1 pol.	878	60	$\approx 340$	Não se observaram alterações na lente
CV100	A, sem m.	386	60	$\approx 182$	Não se observaram alterações na lente
CV100	A, sem m.	753	$\approx 10$	$\approx 262$	Fracturou após $\approx 10$ minutos
CQ100	A, sem m.	386	60	$\approx 148$	Não se observaram alterações na lente
CQ100	A, sem m.	753	60	$\approx 213$	Não se observaram alterações na lente

<sup>3)</sup> medida por termopares localizados na parte de trás da lente, numa zona de sombra, mas perto do bordo da lente.

É de salientar que se usaram diferentes tipos de suportes para as lentes de modo a procurar detectar possíveis problemas causados pelo comportamento do suporte durante o teste de irradiação da lente. Na 2ª coluna da Tabela 4 está registado o tipo de suporte utilizado: “M” significa que a lente esteve suportada por um casquilho metálico (em latão); “A” significa que a lente esteve simplesmente rodeada por uma espuma de alumina. A fim de confinar o feixe de radiação fazendo-o incidir apenas numa zona central da lente (impedindo o mais possível o aquecimento desnecessário dos suportes) usou-se uma máscara (ou écran) em alumina com uma abertura circular de 1 polegada (1 pol. = 25,4 mm) de diâmetro.

As lentes convergentes (plano-convexas) ensaiadas são maiores (diâmetro = 76.2 mm) que as lentes divergentes bicôncavas (diâmetro = 50.8 mm) e, como o feixe de radiação gerado pelo simulador se pode confinar à zona central numa lente com 76.2 mm de diâmetro, todos os ensaios com as lentes convergentes foram realizados sem máscara.

Conforme se pode constatar na Tabela 4, não se observaram quaisquer danos nas lentes em vidro de sílica, mesmo em situações de hipotético maior risco, como, por exemplo, com a lente divergente (bicôncava) inserida num casquilho de latão, o qual aqueceu até uma temperatura de  $\approx 340\text{ }^{\circ}\text{C}$ , quando a lente foi irradiada com uma potência estimada em 878 W. Os únicos problemas detectados durante o plano de ensaios registaram-se com as lentes em vidro de borossilicato, pois todas elas fracturaram. Na nossa opinião, as lentes em borossilicato colapsaram devido a um fenómeno interno à lente e não derivado de esforços mecânicos induzidos pelo suporte da lente pois, como se pode constatar na Tabela 4, também ocorreu o mesmo tipo de fractura numa lente de vidro de borossilicato que simplesmente estava rodeada por uma espuma de alumina. Uma vez que é habitual nos laboratórios que fazem uso de radiação solar altamente concentrada utilizar balões e outros recipientes fabricados em vidro BK-7 ou *Pyrex*, foi para nós uma surpresa verificar a fractura prematura das lentes fabricadas com o mesmo material (BK-7). Em nossa opinião, a origem da fractura só encontra explicação pelo tipo de radiação que foi usada nestes ensaios: a radiação emitida por uma lâmpada de arco de xénon; com se explica nos parágrafos seguintes.

A Fig. 7 mostra o espectro da radiação solar à entrada da atmosfera terrestre (área com cor amarelo) e o espectro da radiação solar ao nível do mar (área a vermelho). Assim, após absorção pela atmosfera, a radiação solar apresenta comprimentos de onda que começam em cerca de 290 nm na região do ultravioleta. Uma vez que nos ensaios não usámos radiação solar, mas sim radiação emitida por uma lâmpada de arco de xénon, será importante comparar o espectro a vermelho na Fig. 7 com espectro emitido pela lâmpada de xénon.

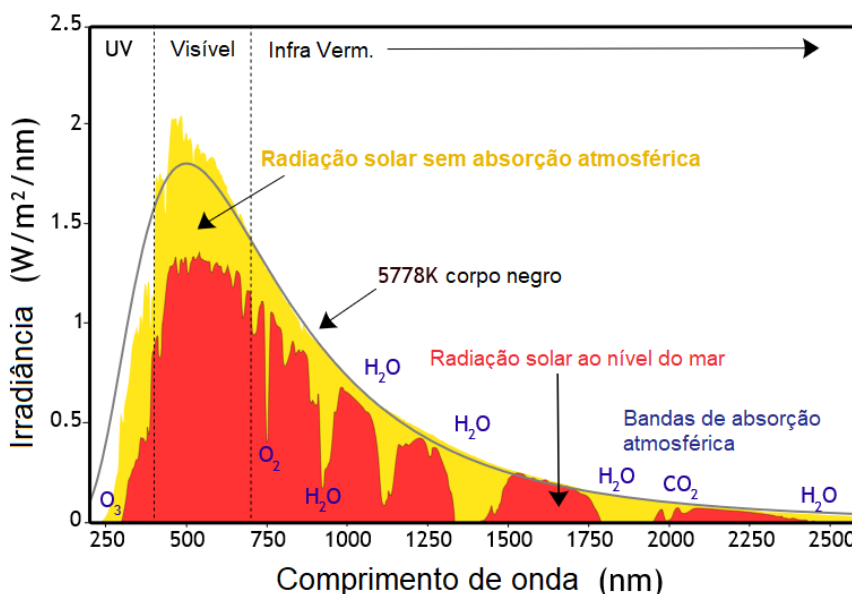


Fig. 7. Espectros da radiação solar à entrada da atmosfera terrestre e ao nível do mar. (Iqbal, 1983)

A Fig. 8 compara o espectro não-filtrado do arco de xénon com o espectro solar sem absorção atmosférica. Para além do facto da lâmpada de arco de xénon apresentar uma série de picos na região entre 800 e 1000 nm (picos esses que não aparecem na radiação solar), pela análise da Fig. 8 pode constatar-se que o arco de xénon emite radiação cujos comprimentos de onda começam em cerca de 250 nm e, portanto, há discrepância na região entre 250 e 290 nm. Segundo (Finlayson-Pitts and Pitts Jr., 2000) a região  $\leq 290\text{ nm}$  do espectro do arco de xénon pode ser filtrada de modo a tornar-se mais parecida com a radiação solar, usando vidro de borossilicato (*Pyrex*). Assim, a sugestão de usar *Pyrex* para filtrar radiação  $\leq 290\text{ nm}$  pode ser exactamente a razão porque as lentes em *Pyrex* (borossilicato) partiram todas; talvez porque absorviam demasiado nessa gama de comprimentos de onda.

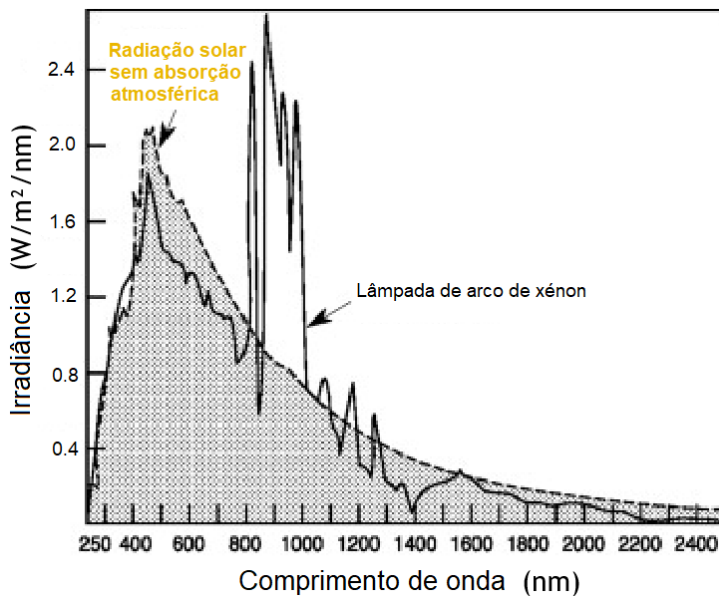


Fig. 8. Espectro não-filtrado do arco de xénon e espectro da radiação solar sem absorção atmosférica. (Finlayson-Pitts and Pitts Jr., 2000)

## CONCLUSÕES

Neste trabalho efectuaram-se ensaios com lentes em vidro de borossilicato (BK-7) e com lentes em vidro de sílica. Todas as lentes em sílica se comportaram bem durante os ensaios, mesmo quando a potência aplicada numa lente de sílica com diâmetro de 50.8 mm atingiu 878 W e se registou uma temperatura de 342 °C (medida por termopares localizados na parte de trás da lente, numa zona de sombra, mas perto do bordo da lente). Quanto às lentes em vidro de borossilicato, todas elas fracturaram, mais cedo ou mais tarde. O facto de se ter usado a radiação de uma lâmpada de arco de xénon, em vez da radiação solar, pode ter contribuído para a fractura das lentes em borossilicato pelo que será importante realizar testes com concentradores de radiação solar e não com simuladores.

## AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi financiado pelo EU Grant Agreement nº 823802 “Solar Facilities for the European Research Area – Third Phase (SFERA-III), pelo projeto INSHIP (Integrating National Research Agendas on Solar Heat for Industrial Processes) [www.inship.eu](http://www.inship.eu) e pela Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) de Portugal, através do IDMEC - Instituto de Engenharia Mecânica (Pólo IST) e LAETA (projecto UIDB/50022/2020).

## REFERÊNCIAS

De Almeida, G. (2019) Proposta: Estrutura de suporte do concentrador e dispositivos de fixação e regulação dos seus elementos ópticos; Ed. do Autor: Lisboa, Portugal.

Finlayson-Pitts, B.J. and Pitts Jr., J.N. (2000) Applications of Atmospheric Chemistry. In *Chemistry of the Upper and Lower Atmosphere*, pp. 871-942, Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-257060-5.X5000-X>

Iqbal, M. (1983) The Solar Constant and Its Spectral Distribution. In *An Introduction to Solar Radiation*, Chapter 3, Academic Press.

Li, X.L., Fan, G.H., Zhang, Y.Q. and Ji, X.F. (2018). A fresnel concentrator with fiber-optic bundle based space solar power satellite design, *Acta Astronautica* 153:122-129. <https://doi.org/10.1016/j.actaastro.2018.10.037>

Rosa, L.G. (2019). Solar heat for materials processing: a review on recent achievements and a prospect on future trends. *ChemEngineering* 3, 83. <https://doi.org/10.3390/chemengineering3040083>

Song, J.F., Wang, J.T., Niu, Y.S., Wang, W.M., Tong, K., Yu, H. and Yang, Y.P. (2019). Flexible high flux solar simulator based on optical fiber bundles. *Solar Energy* 193, 576–583. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.10.002>

Zeiss (2020). Xenon Arc Lamp Construction. Available online: <http://zeiss-campus.magnet.fsu.edu/articles/lightsources/xenonarc.html> (accessed on 2 March 2020).

**COLETORES SOLARES TÉRMICOS – EVOLUÇÃO DO COMPORTAMENTO TÉRMICO APÓS DIFERENTES PERÍODOS DE EXPOSIÇÃO EM AMBIENTES COM DISTINTAS CORROSIVIDADES****Carvalho M.J.\*, Páscoa S.\*, Mexa N., Gonçalves R.\*, Correia J.\*, Gano A.J.\*, Diamantino T.C.\***

\* Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Estrada do Paço do Lumiar 22, Lisboa 1649-038, Portugal,  
[mjoao.carvalho@lneg.pt](mailto:mjoao.carvalho@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2023>

**RESUMO**

Os coletores solares térmicos devem estar preparados para suportar condições ambientais adversas, como temperatura, humidade e irradiância ultravioleta elevada ou cargas de vento e neve, mas também outras influências, como os níveis de contaminantes como cloretos, dióxido de enxofre e óxidos de azoto, dependendo da localização geográfica. Num trabalho que se desenvolve desde 2012, têm sido estudados os efeitos destes contaminantes existentes no ambiente exterior e a sua penetração no interior dos coletores, assim como a evolução do comportamento térmico dos coletores quando expostos por períodos prolongados em ambientes com diferentes corrosividades. Neste trabalho apresentam-se os resultados para um período de três e cinco anos em dois locais com distintas corrosividades, Sines e Lisboa, observando-se que locais como Sines com um ambiente marítimo industrial tem impacto no comportamento térmico dos coletores expostos.

**PALAVRAS-CHAVE:** Coletores solares térmicos, Corrosividade, Comportamento térmico

**ABSTRACT**

Solar thermal collectors must be prepared to withstand adverse environmental conditions, such as temperature, humidity and high ultraviolet irradiance or wind and snow loads, but also other influences, such as the levels of contaminants such as chlorides, sulfur dioxide and nitrogen oxides, depending on the geographical location. In a work that has been carried out since 2012, the effects of these contaminants existing in the environment and their penetration inside the collectors have been studied, as well as, the evolution of the thermal behavior of the collectors when exposed for prolonged periods in environments with different corrosivity. This work presents the results for a period of three and five years in two locations with different corrosivity, Sines and Lisbon, observing that places like Sines with an industrial maritime environment have an impact on the thermal behavior of the exposed collectors.

**KEYWORDS:** Solar Thermal Collectors, Corrosivity, Thermal performance

## INTRODUÇÃO

Os coletores solares térmicos (STC – *Solar Thermal Collectors*) devem estar preparados para suportar condições ambientais adversas, como temperatura, humidade e irradiância ultravioleta elevada e/ou cargas de vento e neve, dependendo da localização geográfica. A literatura aponta para a dependência de outras influências, como as condições predominantes do vento, contaminantes como cloretos, dióxido de enxofre e óxidos de azoto para além da irradiância, humidade e precipitação (Köhl et al., 2004; Slamova et al., 2016).

Para a certificação de coletores solares térmicos (por exemplo, Solar Keymark, SRCC), os requisitos considerados estão definidos com base nos ensaios da norma ISO 9806:2017 e permitem verificar da resistência dos coletores às condições adversas mais comuns quando os coletores estão em uso. Estes ensaios não permitem determinar a durabilidade do coletor a longo prazo.

Para estudar os aspetos de durabilidade dos coletores, o LNEG, através do Laboratório de Energia Solar (LES) e do Laboratório de Materiais e Revestimentos (LMR), tem desenvolvido trabalho suportado pelos projetos DURASOL (2013-2017) e LIFESOLAR (2016-2020).

Num trabalho anterior foram apresentados resultados para os coletores com absorvedor em alumínio e utilizando revestimentos seletivos distintos (mirotherm® e Eta plus ®) (Carvalho et al. (2017). Neste trabalho é analisado o comportamento térmico de coletores em cobre com revestimento seletivo mirotherm ® após cerca de dois anos e meio e cinco anos de exposição em ambiente natural com distintas corrosividades.

## MATERIAIS E MÉTODOS

### Coletores Solares Térmicos

Este trabalho foca-se apenas nos coletores solares térmicos (CST) do tipo coletor plano. Na Tabela 1 apresentam-se as características genéricas dos coletores que têm sido objeto de estudos nos projetos DURASOL (2013-2017) e LIFESOLAR (2016-2020)

Tabela 1. Principais características dos coletores solares

Referência	Principais características do coletor
A *	Absorvedor em Alumínio com revestimento PVD (mirotherm ®); Caixa em alumínio.
B **	Absorvedor em Cobre com revestimento PVD (mirotherm ®); Caixa em alumínio.
C *	Absorvedor em Alumínio com revestimento PVD (Eta plus ®); Caixa em alumínio.
D *	Absorvedor em Cobre com revestimento de tinta seletiva (SUNCOLOR TS S Black); Caixa em aço inox.

\* 1 réplica (coletor) com amostras de zinco (material de referência para avaliação da corrosividade) (exposição 2014-2016)

\*\* 1 réplica com amostras de aço carbono, cobre, zinco e alumínio (materiais de referência para avaliação da corrosividade) (exposição 2017-2019)

Num trabalho anterior foram apresentados resultados para coletores com absorvedor em alumínio (Carvalho, et al. 2017) e neste trabalho apresentam-se os resultados para um coletor com absorvedor em cobre.

### Caracterização das Estações de Ensaio de Exposição Natural

Foram utilizadas duas estações de ensaio de exposição natural (OET – *outdoor exposure testing site*) (ver Fig. 1) com distintas categoriais de corrosividade, uma estação de exposição natural em ambiente urbano com corrosividade média (C2-C3) e uma estação de exposição natural em ambiente marítimo e industrial com corrosividade muito alta/extrema (C5-CX).

A caracterização destas OETs foi divulgada em trabalhos anteriores (Diamantino et al. 2017; A. García-Segura et al. 2019), sendo neste trabalho atualizada tendo em conta o período de exposição dos referidos coletores, tanto ao nível dos parâmetros climáticos, como dos contaminantes e da corrosividade, tendo por base a utilização de 4 materiais de referência (aço carbono, cobre, zinco e alumínio). Estas OETs estão também reconhecidas pela *European Coil Coating Association* (ECCA) como estações de referência: <https://www.prepaintedmetal.eu/890/sites>

As categoriais de corrosividade atmosférica destas OETs foram obtidas com base na avaliação da velocidade de corrosão das amostras de referência (aço carbono, zinco, cobre e alumínio) de acordo com a norma ISO 9226:2012. Foram usadas sempre três (3) réplicas e foram expostas em bancos de ensaio com um sistema de fixação cerâmico e parafusos plásticos num plano com uma inclinação de 45° orientado a Sul. Após exposição, os produtos de corrosão de cada material de referência foram removidos de acordo com a norma ISO 8407:2009 e a velocidade de corrosão foi determinada de acordo com a norma ISO 9226:2012.





Fig. 1. Estações de exposição natural – Urbana (Lisboa) (esquerda); Marítima/Industrial (Sines) (direita).

#### Avaliação da Corrosividade e dos Contaminantes Atmosféricos no Interior dos Coletores

Esta caracterização foi efetuada anteriormente apenas para o material de referência zinco e os resultados foram apresentados em (Carvalho et al. 2017).

São apresentados os resultados da caracterização da corrosividade no interior dos coletores com base em quatro materiais de referência (aço carbono, cobre, zinco e alumínio) e dos contaminantes atmosféricos depositados na superfície dos absorvedores, de temperatura e de humidade relativa. Os materiais de referência foram colocados no espaço entre a cobertura e a superfície absorvedora, garantindo a inexistência de qualquer contacto metálico. A avaliação da corrosividade seguiu o mesmo procedimento descrito anteriormente para as OETs, Esta metodologia permite avaliar a categoria de corrosividade do ambiente no interior do coletor.

A recolha dos contaminantes foi efetuada pelo Método Bresle (ISO 8502-6:2006). As análises foram efetuadas por cromatografia iónica. Esta caracterização foi apenas efetuada para a OET de Sines e o coletor com os materiais de referência pode ver-se na Fig. 2.



Fig. 2. Coletor B, exposto em Sines onde são visíveis as réplicas dos quatro materiais de referência.

#### Evolução do Comportamento Térmico dos Coletores

São também apresentados os resultados da evolução do comportamento térmico de coletores para períodos de exposição de cerca de dois anos e meio e 5 anos.

Para o coletor com materiais de referência, após medida do comportamento térmico, procedeu-se ao desmantelamento para a análise dos materiais de referência, nível de contaminantes e medida das propriedades óticas do absorvedor, permitindo relacionar o impacto da degradação do absorvedor com a alteração do comportamento térmico do coletor e as características do ambiente interior e exterior em que esteve instalado.

A caracterização das OET foi efetuada em trabalhos anteriores em que se apresentaram os valores de corrosividade para um ano (Diamantino et al. 2017) e alguns resultados de evolução do comportamento térmico para períodos até dois anos (Carvalho et al. 2017).

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

Resultados da Caracterização das Estações de Ensaio de Exposição Natural

Esta caracterização das estações foi apresentada para os períodos 2014-2015 em (Diamantino et al. 2017) e (Carvalho et al. 2017). Na Tabela 2 apresenta-se a caracterização climática, incluindo os teores médios de cloretos e de sulfatos depositados para ambas as OETs para o período (2014-2018).

Tabela 2. Caracterização climática das duas OETs (2014-2018) (Sines e Lumiar-Lisboa)

Localização	Latitude	Longitude	Altitude	Ano	Temperatura ambiente média [°C]	Humidade relativa média [%]	Cl- [mg day <sup>-1</sup> m <sup>-2</sup> ]	SO <sub>2</sub> [mg day <sup>-1</sup> m <sup>-2</sup> ]
Sines	37.95°N	-8.88°W	17 m	2014	16.9	78.7	191.8	139.1
				2015	17.9	81.2	89.5	93.4
				2016	17.6	81.1	162.5	104.7
				2017	17.1	78.4	132.6	108.1
				2018	16.4	82.8	141.7	56.7
Lumiar Lisboa	38.77°N	-9.17°W	116 m	2014	16.6	76.9	15.4	10.8
				2015	17.2	77.6	16.9	33.0
				2016	17.2	72.8	14.7	6.7
				2017	17.9	67.8	14.4	13.6
				2018	17.8	69.6	24.5	16.6

Nas Tabelas 3 e 4 apresentam-se as velocidades de corrosão para os materiais de referência para as estações de Sines e do Lumiar-Lisboa, assim como a categoria de corrosividade correspondente de acordo com a ISO 9223:2012. Como se pode verificar a corrosividade das duas estações é diferente, sendo a do Lumiar a que apresenta maioritariamente, para todos os materiais, uma corrosividade baixa/média, enquanto que a estação de Sines oscila entre uma corrosividade muito elevada/extrema. Os teores de contaminantes são igualmente muito mais elevados em Sines do que no Lumiar-Lisboa. As temperaturas médias são relativamente semelhantes em ambas as OETs. Contudo, a humidade relativa é sempre superior em Sines.

Resultados de Corrosividade e dos Contaminantes Atmosféricos no Interior dos Coletores

Nas Tabelas 5 e 6 estão apresentados os valores da velocidade de corrosão, da corrosividade e respetiva categoria, assim como dos contaminantes relativamente ao ambiente no interior do coletor solar térmico. O interior do coletor apresenta uma corrosividade muito baixa/baixa para todos os materiais de referência. Nos resultados das análises químicas também se verificam valores baixos de cloretos, não havendo distinção entre os diferentes locais do coletor, e abaixo do limite de quantificação para os nitratos e sulfatos.

Tabela 3. Velocidades de corrosão do aço carbono, cobre, zinco e alumínio e categorias de corrosividade correspondentes na OET de Sines.

Material de referência	Aço	Cobre	Zinco	Alumínio	
Velocidade de corrosão (g m <sup>-2</sup> a <sup>-1</sup> )*	2014	1346.0	64.3	59.2	4,0
	2015	981.1	52.0	44.1	2.2
	2016	741.4	62.4	42.7	1.5
	2017	1187.6	78.8	52.8	1.3
	2018	477.8	36.4	32.9	0.9
Categoria de Corrosividade	2014	C5 / Muito elevada	CX / Extrema	C5 / Muito elevada	C4 / Elevada
	2015	C5 / Muito elevada	CX / Extrema	C5 / Muito elevada	C4 / Elevada
	2016	C5 / Muito elevada	CX / Extrema	C5 / Muito elevada	C3 / Média
	2017	C5 / Muito elevada	CX / Extrema	C5 / Muito elevada	C3 / Média
	2018	C4 / Elevada	C5 / Muito elevada	C5 / Muito elevada	C3 / Média

\*velocidades de corrosão expressas em grama por metro quadrado por ano

Tabela 4. Velocidades de corrosão do aço, cobre, zinco e alumínio e categorias de corrosividade correspondentes na OET do Lumiar-Lisboa.

Material de referência	Aço	Cobre	Zinco	Alumínio	
Taxa de corrosão (g m <sup>-2</sup> a <sup>-1</sup> )*	2014	163.3	11.5	9.9	0.3
	2015	194.4	16.8	6.7	0.2
	2016	112.3	11.9	8.5	<0.1
	2017	117.3	11.2	5.9	0.2
	2018	126.3	10.6	6.7	0.1
Categoria/Corrosividade	2014	C2 / Baixa	C3 / Média	C3 / Média	C2 / Baixa
	2015	C2 / Baixa	C4 / Alta	C3 / Média	C2 / Baixa
	2016	C2 / Baixa	C3 / Média	C3 / Média	C1 / Muito baixa
	2017	C2 / Baixa	C3 / Média	C3 / Média	C2 / Baixa
	2018	C2 / Baixa	C3 / Média	C3 / Média	C2 / Baixa

\*velocidades de corrosão expressos em grama por metro quadrado por ano

Tabela 5. Velocidades de corrosão do aço, cobre, zinco e alumínio e categorias de corrosividade correspondentes no interior do coletor.

Material de referência	Aço	Cobre	Zinco	Alumínio
Velocidade de corrosão (g m <sup>-2</sup> a <sup>-1</sup> )* (Desvio Padrão)	1.94 (1.08)	1.33 (0.39)	2.75 (0.31)	0.49
Categoria /Corrosividade de acordo com a ISO 9223:2012	C1 / Muito baixa	C2 / Baixa	C2 / Baixa	C2 / Baixa

\*velocidades de corrosão expressas em grama por metro quadrado por ano;

Tabela 6. Teor de cloretos, nitratos e sulfatos no interior do coletor após exposição em Sines durante 2 anos

Coletor	Posição no coletor	Cloretos (mg L <sup>-1</sup> )	Nitratos (mg L <sup>-1</sup> )	Sulfatos (mg L <sup>-1</sup> )
B	1	1.0	<1 (LQ)	<1 (LQ)
	2	1.0	<1 (LQ)	<1 (LQ)
	3	1.0	<1 (LQ)	<1 (LQ)

LQ – Limite de quantificação do método

Dos resultados publicados por Carvalho et al. (2016 e 2017) relativos à corrosividade para o zinco no interior de coletores verificou-se extrema corrosividade (Categoria CX) dentro dos coletores A e C e uma corrosividade baixa para o coletor D, coletores estes expostos na estação de ensaio de Sines durante cerca de 2 anos. Estas diferenças da corrosividade existente no interior dos diferentes coletores foram justificadas pelos diferentes sistemas de ventilação e as diferentes condições de temperatura e de períodos de condensação verificados. Nesses trabalhos também ficou patente, através da realização de análises químicas na superfície do revestimento absorvedor, e após o desmantelamento dos coletores, que a concentração de cloretos e sulfatos é diferente de coletor para coletor, sendo sempre, para todos eles, maior na base do que no topo, o que não se verifica neste trabalho.

Slamova et al. (2016) efetuaram um estudo similar ao apresentado neste trabalho ao nível das velocidades de corrosão dos materiais de referência na atmosfera e no interior do coletor, onde também foi exposto um coletor num ambiente exterior de elevada corrosividade atmosférica nas Ilhas Canárias (Pozo Izquierdo) tendo sido obtidas no exterior categorias de corrosividade C5 (muito elevada) para o aço carbono, >CX (> extrema) para o cobre e zinco e de C5 (muito elevada) para o alumínio. No interior do coletor e após exposição, estes autores obtiveram para estes mesmos materiais as seguintes categorias de corrosividade: C1 (baixa) para o aço carbono e para o cobre, C4 (elevada) para o Zinco e C3 (média) para o alumínio.

#### Resultados de Medida de Propriedades Óticas do Absorvedor

O coletor com materiais de referência foi desmantelado e foram retiradas amostras do absorvedor para medida das propriedades óticas que se apresentam na Tabela 7 onde também é indicado o valor inicial das propriedades óticas do absorvedor medidas em amostras fornecidas pela fabricante.

Tabela 7. Propriedades óticas do absorvor para o coletor S-B3 (lote 2017) \*\*

		$\alpha$ (média de amostras)	$\sigma_\alpha$ (desvio-padrão)	$\varepsilon$ (média das amostras)	$\sigma_\varepsilon$ (desvio-padrão)
Valor inicial		0.94	0.00(2)	0.09	0.00(6)
Localização das Amostras	Base	0.93	0.00(3)	0.19	0.03(4)
	Topo	0.93	0.00(3)	0.20	0.03(7)
	Lateral	0.93	0.00(1)	0.15	0.01(0)

\*\*1 réplica com amostras de aço, cobre, zinco e alumínio (materiais de referência) (exposição entre 2017 e 2019)

### Resultados da Evolução do Comportamento Térmico dos Coletores

Pelo menos um coletor de cada referência foi ensaiado para a determinação de comportamento térmico antes da exposição nas estações de Sines e Lumiar-Lisboa. Os resultados após dois anos de exposição para os coletores A, C e D foram apresentados em (Carvalho, et al. 2017). Na Tabela 8 sistematiza-se o período de exposição dos resultados agora disponíveis que se focam no coletor B com absorvor em cobre com revestimento PVD (mirotherm®) e caixa em alumínio. Todos os coletores foram ensaiados para determinação de rendimento após exposição e comparados com o resultado do ensaio de um coletor do lote de 2017 mantido no Laboratório que não foi sujeito a exposição.

Tabela 8. Datas de exposição dos coletores em Sines e no Lumiar-Lisboa

Local exposição (referência)	Início exposição	Fim exposição	Período de exposição (meses/anos)	Potência de um coletor - Diferença média 0-80K
Sines (S-B5(lote 2014))	11-04-2014	09-05-2019	61 meses 5 anos	-4.0%
Sines (S-B3 (lote 2017)) **	28-04-2017	9-5-2019	33 meses 2.8 anos	-3.4%
Lumiar-Lisboa (L-B5(lote 2014))	23-06-2014	19-8-2019	63 meses 5.2 anos	3.1%
Lumiar-Lisboa (L-B3(lote 2017))	17-7-2017	04-11-2019	30 meses 2.5 anos	3.9%

\*\*1 replica com amostras de aço, cobre, zinco e alumínio (material de referência (exposição entre 2017 e 2019)

Na Fig. 3 podem ver-se fotografias dos coletores após a exposição em Sines e Lisboa-Lumiar para 2.5 e 5 anos. A observação visual dos coletores mostra a existência de manchas no absorvor do coletor exposto em Sines durante 5 anos (Fig.3b)), nos cantos superior esquerdo e inferior direito. Nos coletores expostos em Lisboa quer para dois anos e meio (Fig. 3c) e cinco anos (Fig. 3d) não é possível identificar visualmente danos no absorvor ou cobertura transparente.



Fig. 3a. Sines – 2.8 anos



Fig. 3b. Sines – 5 anos



Fig. 3c. Lisboa – 2.5 anos



Fig. 3d. Lisboa – 5 anos

Faz-se uma comparação relativa à potência térmica de um coletor (Tabela 8) e uma comparação relativa à energia fornecida para diferentes níveis de temperatura para quatro climas de referência a nível Europeu (Tabela 9).

Nas Fig. 4a) e b) representam-se as curvas de potência dos coletores que estiveram em exposição em Sines por 2.5 e 5 anos respetivamente. Nas Fig. 5a) e b) representam-se as curvas de potência dos coletores que estiveram em

exposição no Lumiar-Lisboa por 2.5 e 5 anos respetivamente. Deve notar-se a réplica do ponto inicial é distinta das réplicas que estiveram expostas.

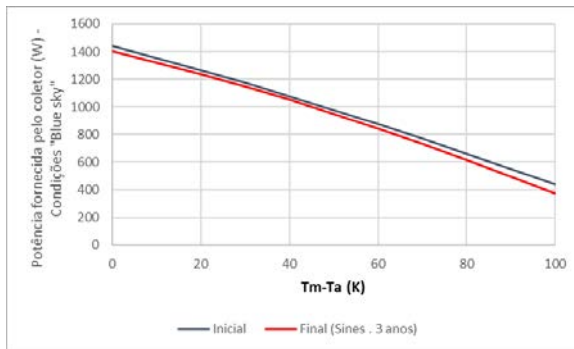


Fig. 4a. – Sines – 2.8 anos

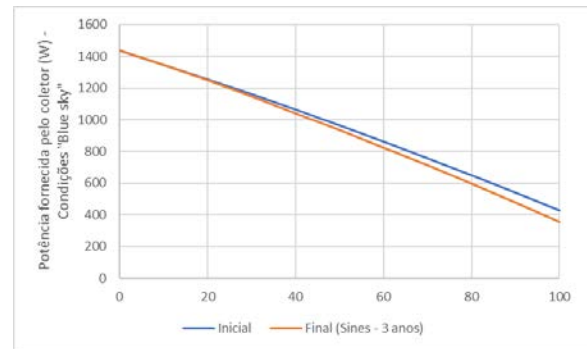


Fig. 4b. Sines – 5 anos

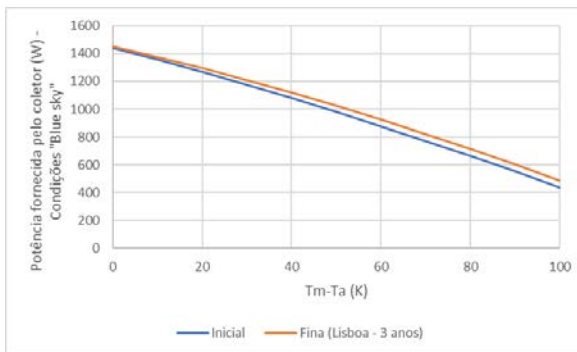


Fig. 5a. Lisboa – 2.5 anos

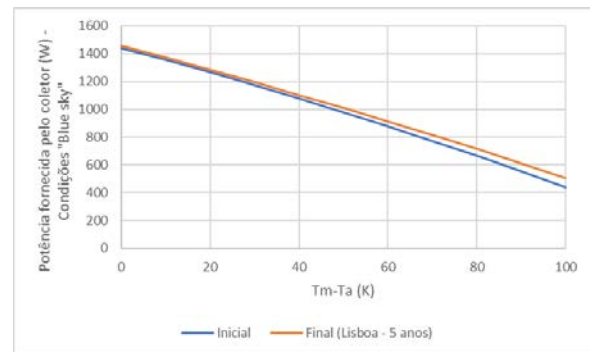


Fig. 5b. Lisboa – 5 anos

Na Tabela 9 apresentam-se as diferenças observadas para o valores de energia média anual para três temperaturas e para quatro climas de referência.

Tabela 9. Comparação de comportamento térmico a longo prazo para quatro climas de referência.

	Atenas			Davos		
Tm (°C)	25	50	70	25	50	70
S-B5	-0.3	-4.2	-9.1	-2.4	-6.3	-12.0
S-B3 **	-3.1	-2.2	-3.6	-2.3	-2.5	-5.4
L-B5	1.4	2.8	6.2	2.2	4.6	10.0
L-B3	2.3	6.6	10.9	4.6	8.3	12.7
	Estocolmo			Wurzburg		
Tm (°C)	25	50	70	25	50	70
S-B5	-1.9	-6.1	-11.4	-1.7	-6.1	-11.4
S-B3 **	-2.4	-2.2	-4.4	-2.6	-2.2	-4.4
L-B5	2.0	4.1	8.3	1.5	3.6	8.3
L-B3	4.2	8.4	12.1	3.9	8.5	12.9

A curva de potência medida para os coletores expostos em Lisboa apresenta valores ligeiramente superiores aos valores do ponto de referência inicial. Nos valores de comportamento térmico a longo prazo podemos observar para Lisboa também valores ligeiramente superiores aos do coletor considerado para referência. Estes resultados estão de acordo com a observação visual dos coletores (ver Fig. 3 c) e d)).

As curvas de potência para os coletores expostos em Sines apresentam um decréscimo consistente sempre mais acentuado para o período de 5 anos que se reflete igualmente nos valores de comportamento térmico a longo prazo e que também são concordantes com a observação visual dos mesmos.

## CONCLUSÕES

Dos resultados publicados (Carvalho, et al. 2016-2017; Slamova et al., 2016) e dos apresentados neste trabalho no que se refere à corrosividade atmosférica, aos contaminantes e à corrosividade no interior dos coletores podemos concluir que:

- 1) O ambiente interior de cada tipo de coletor é diferente, verificando-se diferentes microclimas, o que resulta, para coletores expostos no mesmo ambiente exterior, diferentes ambientes e corrosividades no interior dos coletores, assim como diferentes concentrações de contaminantes depositados nas superfícies absorvedoras.
- 2) A agressividade do ambiente no interior do coletor e a sua corrosividade estão mais relacionadas com os sistemas de ventilação/estanquicidade e com a construção dos coletores do que propriamente com a corrosividade dos ambientes exteriores no qual estão expostos.

No trabalho publicado anteriormente (M.J. Carvalho et al., 2017) em que se apresentaram resultados de evolução de comportamento térmico dos coletores expostos para um período de 2 anos, as diferenças de comportamento observadas para os coletores de tipo A e C apresentavam já alguma redução relativamente ao valor inicial e esta redução era mais acentuada no coletor C do que no coletor A, resultado que estava de acordo com a observação visual do estado dos referidos coletores.

O coletor agora estudado apresenta diferenças relativamente à potência e também ao comportamento a longo prazo indicando um decréscimo do comportamento térmico no caso dos coletores expostos em Sines. Esse decréscimo não é observado em Lisboa. As propriedades óticas medidas nos coletores expostos em Sines apontam uma muito ligeira redução da absorvância e um aumento da emissividade o que está coerente com o comportamento das curvas de potência que, para uma diferença de temperatura de 0K quase não apresenta diferenças, aumentando essa diferença com a temperatura. Em trabalho futuro se avaliará por modelação se a alteração ligeira observada nas propriedades óticas pode explicar de forma completa a diferença observada no comportamento térmico. Concluiu-se que o ambiente de maior corrosividade observado em Sines apresenta impacto no comportamento térmico do coletor.

#### AGRADECIMENTOS

Este trabalho é resultado do projeto FCOMP-01-0124-FEDER-027507 (Ref<sup>a</sup> FCT RECI / EMS-ENE / 0170/2012) apoiado pelo Programa de Competitividade Operacional (COMPETE) através do Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) e apoiado por FCT- Fundação para a Ciência e a Tecnologia, IP através dos Fundos Nacionais e do projeto POCI-01-0145-FEDER-016709 (Ref<sup>a</sup> FCT PTDC / EMS-ENE / 0578/2014) apoiado pelo COMPETE 2020 e LISBOA 2020 no âmbito do Acordo de Parceria PORTUGAL 2020 através do Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) e apoiado pela FCT através dos Fundos Nacionais.

Os autores gostariam de agradecer aos parceiros industriais (FogãoSol, Hempel, OpenPlus e Permasolaris), pelo fornecimento de amostras e pelos meios para realizar este trabalho.

#### REFERENCIAS

Köhl, M., B. Carlsson, G.J. Jorgensen, A.W. Czanderna (Eds.) (1991) *Performance and Durability Assessment. Optical Materials for Solar Thermal Systems*, Elsevier, Oxford.

Slamova, K., Duerr, I., Kaltenbach, T., Köhl, M. (2016) Degradation effects of maritime atmosphere on metallic components of solar collectors. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 147, 246–254

Carvalho M. J., Páscoa S., Gonçalves R., Mexa N., Diamantino T. C. (2016) Influence of maritime/industrial atmosphere on solar thermal collector's degradation. *EuroSun 2016 / ISES Conference Proceedings*, Palma, Spain. doi:10.18086/eurosun.2016.07.04

Carvalho M.J., Páscoa S., Mexa N., Gonçalves R., Correia J., Gano A., Diamantino T.C. (2017) Solar thermal collector's degradation – influence of corrosivity inside and outside the collectors, *Proceedings of Solar Heating and Cooling Congress*, Abu Dhabi doi: :10.18086/swc.2017.19.02.

Páscoa S., Carvalho M. J., Diamantino T. C. (2016) Assessment of Durability of Solar Absorbers - Performance Criterion, *Proceedings of Eurosun 2018*, Raperswill, doi: 10.18086/eurosun2018.10.08

Diamantino, T. C., Gonçalves, R., Nunes, A., Páscoa, S., Carvalho, M. J. (2017). Durability of different selective solar absorber coatings in environments with different corrosivity. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 166, 27–38 <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2017.03.004>

García-Segura, A., Fernández-García, A., Ariza, M.J., Sutter, F., Diamantino, T.C., Martínez-Arcos, L., Reche-Navarro, T.J., Valenzuela, L., 2019. Influence of gaseous pollutants and their synergistic effects on the aging of reflector materials for concentrating solar thermal technologies. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 200, 109955. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.109955>

## HOMOGENEIZAÇÃO DO FLUXO EM CONCENTRADORES SOLARES DE ELEVADA INTENSIDADE

Pereira J.C.G.\*, Fernandes J.C.\*\*\*, Rodríguez J.\*\*\*, Guerra Rosa L.\*\*

\* Departamento de Engenharia Química, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisboa, Portugal, [jose.carlos.pereira@tecnico.ulisboa.pt](mailto:jose.carlos.pereira@tecnico.ulisboa.pt)

\*\* IDMEC, DEM, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisboa, Portugal

\*\*\* Plataforma Solar de Almería, CIEMAT, Apartado 22, E-04200 Tabernas (Almería), Espanha

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2024>

### RESUMO

Quer as medições experimentais realizadas com radiómetros, quer as simulações ópticas já efectuadas, evidenciam a dificuldade de obtenção de fluxos homogéneos de radiação solar, nos atuais fornos solares de elevada concentração. Apesar de se recorrer a dispositivos ópticos denominados homogeneizadores do fluxo da radiação, os atuais fornos solares não conseguem contornar satisfatoriamente este problema. Neste trabalho propõe-se uma solução baseada na utilização de concentradores solares com dois parabolóides, um grande e um pequeno, com o mesmo ponto focal. De acordo com as nossas simulações de óptica geométrica, a dupla reflexão pelos dois parabolóides permite obter radiação homogénea numa região central circular com dimensões adequadas.

**PALAVRAS-CHAVE:** Optimização de Fornos Solares, Homogeneizador de Fluxo Solar, Modelação Óptica, Simulações Ray-Tracing

### ABSTRACT

Both experimental measurements made with radiometers and optical modelling studies show the difficulty to obtain homogeneous fluxes of concentrated solar radiation in the existing high-concentration solar furnaces. Despite the use of optical devices so-called radiation homogenizers, the existing solar furnaces are not able to overcome this problem in a satisfactory manner. In this work a solution is proposed based on two paraboloids, a large and a small, both with the same focal point. According to our simulations of geometrical optics, the double reflexion on the two paraboloid surfaces permits to obtain homogeneous flux radiation in a circular central zone with suitable dimensions.

**KEYWORDS:** Solar Furnace Optimization, Solar Flux Homogenizer, Optical Modelling, Ray Tracing Simulations

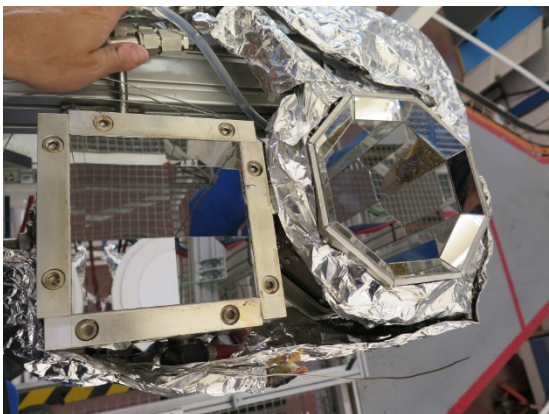
### INTRODUÇÃO

Os concentradores de radiação solar de elevada intensidade (como o SF60 na estação solar de Almería; ver Fig. 1) conseguem obter fluxos de energia muito elevados (até 3000 kW/m<sup>2</sup>) a custos de produção muito reduzidos. No entanto, a distribuição radial do fluxo é muito pouco homogénea, apresentando um valor central muito elevado, que decai rapidamente para a periferia (distribuições de Gauss e de Lorentz têm sido utilizadas para simular a variação radial do fluxo, na zona do foco). Esta distribuição muito concentrada do fluxo solar reduz as possíveis utilizações deste tipo de radiação solar, tanto a nível científico (porque as enormes variações radiais de temperatura tornam muito difícil a realização de estudos quantitativos de comportamento térmico) como a nível industrial (porque é difícil obter gradientes térmicos controláveis, nomeadamente para processamento de materiais, quando os fluxos de energia são tão desiguais).

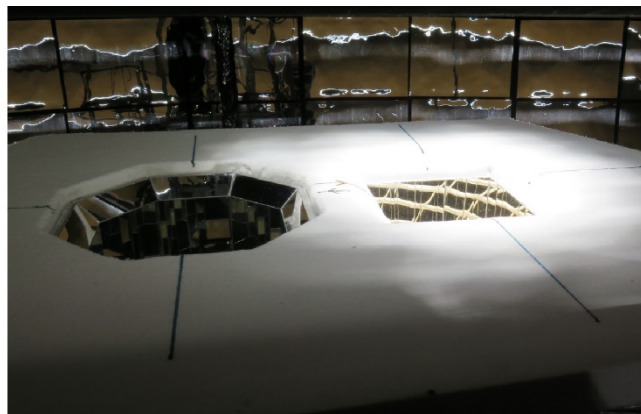


Fig. 1. Fotografia interior do forno solar SF60, mostrando o concentrador (à esquerda) e o espelho plano a 45° (a 475 mm do ponto focal), reflectindo a radiação solar concentrada para a região de trabalho por baixo.

A resposta mais habitual para tentar resolver este problema da distribuição não homogénea do fluxo de radiação solar concentrada obtida em fornos solares tem sido a utilização de homogeneizadores (Fig. 2), que através de múltiplas reflexões especulares misturam a radiação incidente, originando uma radiação à saída mais homogénea.



(a)



(b)

Fig. 2. Homogeneizadores com quatro e oito faces, vistos de topo (a) e sujeitos a radiação solar concentrada, protegidos por manta de Zircónia (b).

A Fig. 3 apresenta resultados experimentais obtidos no forno SF60 e descritos em artigo recente (Pereira et al., 2020). Os resultados mostram que: 1) o mapa de radiação é mais homogéneo quando se utiliza o homogeneizador, passando o coeficiente de variação CV (razão entre a média e o desvio padrão) de 0.16 para 0.09; 2) o homogeneizador aumenta o desalinhamento do feixe, com o pico de intensidade quase na extremidade da zona medida; 3) a intensidade do fluxo é maior quando se utiliza o homogeneizador, porque o homogeneizador tende a colectar e a orientar radiação que de outro modo não seria medida.



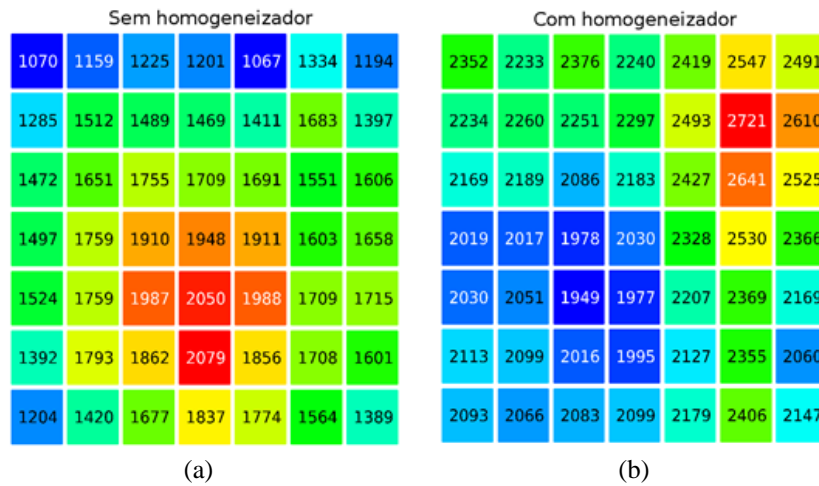


Fig. 3. Fluxos de energia (em kW/m<sup>2</sup>) para o forno solar SF60, em Almeria, Espanha, medidos sem (a) e com (b) homogeneizador.

Os problemas de resistência térmica que estes homogeneizadores colocam juntamente com os desalinhamentos produzidos, aliados a uma modesta homogeneização do feixe incidente, mostram que é necessário procurar melhores soluções para o problema da não homogeneização da radiação solar concentrada obtida em fornos solares.

#### CONCENTRADORES SOLARES COM DOIS PARABOLÓIDES

Uma solução que parece muito promissora, apresentada na Fig. 4, consiste em utilizar concentradores solares com dois parabolóides, exactamente com o mesmo ponto focal (Martins, 2016): um parabolóide grande P1 concâvo que colecta a radiação solar e um parabolóide pequeno P2 que a reflecte para a zona de trabalho, que pode ser concâvo ou convexo. De acordo com as nossas simulações de óptica geométrica do tipo Monte Carlo *ray tracing* (Pereira et al., 2019; Pereira et al., 2020), esta montagem permite obter radiação homogénea numa região central circular com dimensões significativas (que dependem apenas das dimensões escolhidas para o sistema), essencialmente com o mesmo fluxo e a mesma potência total dos concentradores com apenas um parabolóide (desprezando perdas por reflexão, em geral muito reduzidas). Neste trabalho apresentam-se os resultados mais importantes obtidos com estas simulações, para quatro casos diferentes: 1) condições geométricas perfeitas, com raios paralelos; 2) condições geométricas imperfeitas, com raios paralelos; 3) condições geométricas perfeitas, com raios não-paralelos (desvio máximo dos raios solares = 0.267°); 4) condições geométricas perfeitas, com raios não-paralelos calibrados (para imitar a intensidade relativa dos raios solares, em função do desvio angular).

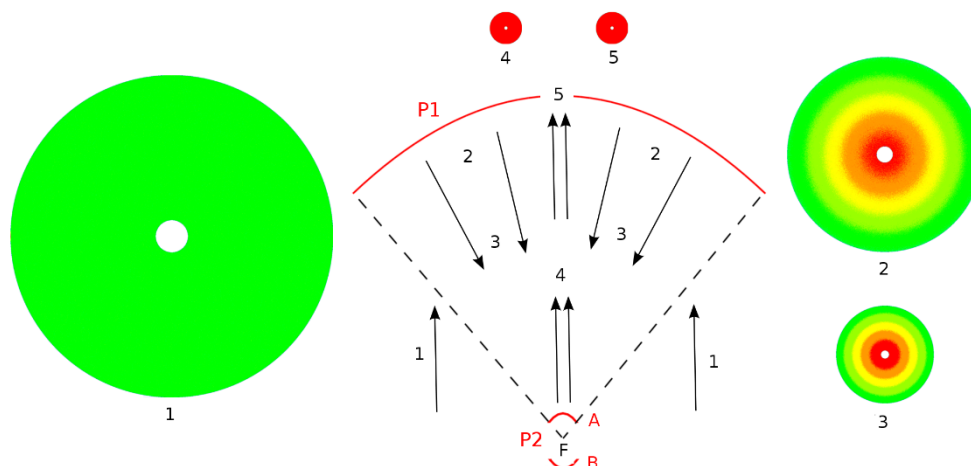


Fig. 4. Esquema de concentrador solar com dois parabolóides, com o mesmo ponto focal F, mostrando-se os fluxos de energia inicial assumindo raios paralelos (1), após a primeira reflexão (2 e 3), e após a segunda reflexão (4 e 5). O segundo parabolóide pode ser convexo (desenho A) ou côncavo (desenho B). As cores variam entre o azul (fluxo baixo) e o vermelho (fluxo elevado).

### Raios Paralelos

Com o intuito de analisar a evolução do feixe de radiação à saída, após a reflexão no parabolóide P2, utilizaram-se quatro detectores igualmente espaçados D1, D2, D3 e D4 nas simulações por ray-tracing, como se mostra na Fig. 5. Os detectores D1 e D2 estão antes do parabolóide P1, enquanto que os detectores D3 e D4 estão depois da abertura (furo circular) nesse parabolóide, por onde os raios passam a caminho da zona de trabalho.

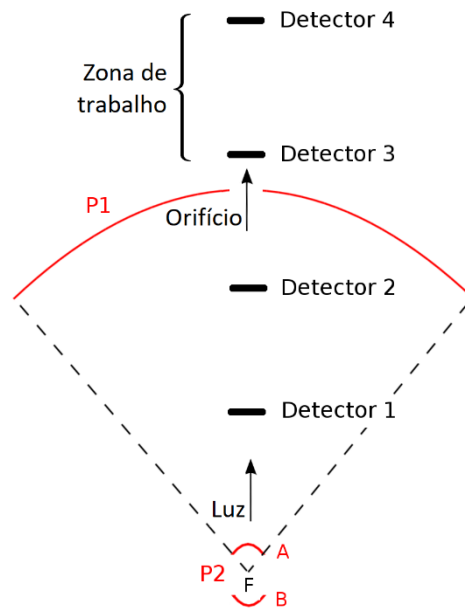


Fig. 5. Dispositivo com dois parabolóides e quatro detectores igualmente espaçados, para seguir a evolução do feixe à saída do parabolóide pequeno P2 até passar pelo parabolóide grande P1 e entrar na zona de trabalho, em que o feixe pode ser usado.

Neste trabalho assumimos a configuração apresentada na Fig. 5 com o parabolóide mais pequeno (P2) na forma A, i.e., a superfície reflectora do parabolóide P2 é convexa. Como se disse anteriormente, a condição essencial para se obter um fluxo homogéneo é que os dois parabolóides (o maior e o menor) tenham o mesmo ponto focal (F). Neste estudo considerámos que o ponto focal se localiza na coordenada  $z = 0$ , o parabolóide menor P2 situa-se a  $z = 100$  mm e o parabolóide maior P1 está a  $z = 1000$  mm. Considerámos ainda que o ângulo máximo exterior (*rim angle*) dos reflectores parabolóides é  $45^\circ$ .

Através do software de *ray tracing* que desenvolvemos, podemos avaliar o que acontece se alterarmos os vários parâmetros geométricos da montagem. No primeiro exemplo estudamos o que acontece quando a distância entre os dois parabolóides é aumentada 1 mm, relativamente à distância perfeita. Os resultados obtidos apresentam-se na Fig. 6 para os quatro detectores D1, D2, D3 e D4. As curvas a azul correspondem à geometria correcta, enquanto que as curvas a vermelho correspondem à geometria não correcta, i.e., considerando P2 a  $z = 99$  mm, em vez de  $z = 100$  mm. Neste último caso, verifica-se que todos os raios que vêm do parabolóide P1 são recebidos e reflectidos pelo parabolóide P2 sem se usar a região (bordo) mais exterior de P2. O feixe resultante da reflexão em P2 já não é perfeitamente homogéneo e já converge ligeiramente, sendo progressivamente mais concentrado da periferia para o centro. Neste caso não ocorre perda de energia radiante uma vez que todos os raios passam através do orifício circular existente no parabolóide P1 e atingem os detectores D3 e D4.

No segundo exemplo estudamos o que acontece quando a distância entre os dois parabolóides é diminuída 1 mm, ou seja, quando P2 está a  $z = 101$  mm, em vez de  $z = 100$  mm. Neste caso, os perfis radiais obtidos através das simulações por *ray tracing* estão representados na Fig. 7. Devido à diminuição da distancia entre os dois paraboloides P1 e P2, neste caso 1.7% dos raios vindos do parabolóide P1 já não atingem o parabolóide P2 (passam fora dele). Mais ainda, o feixe resultante da reflexão em P2 passa a ser ligeiramente divergente. Uma proporção significativa (12.2%) dos raios já não consegue passar pelo orifício circular existente no parabolóide P1 e choca contra o seu bordo, i.e., 12.2% dos raios iniciais chocam com a superfície de P1 que circunda o orifício. No entanto, um simples aumento de 10 mm no raio do orifício é suficiente para ultrapassar este problema, e tal solução implica uma perda de apenas 0.2% da área de captação do parabolóide P1.

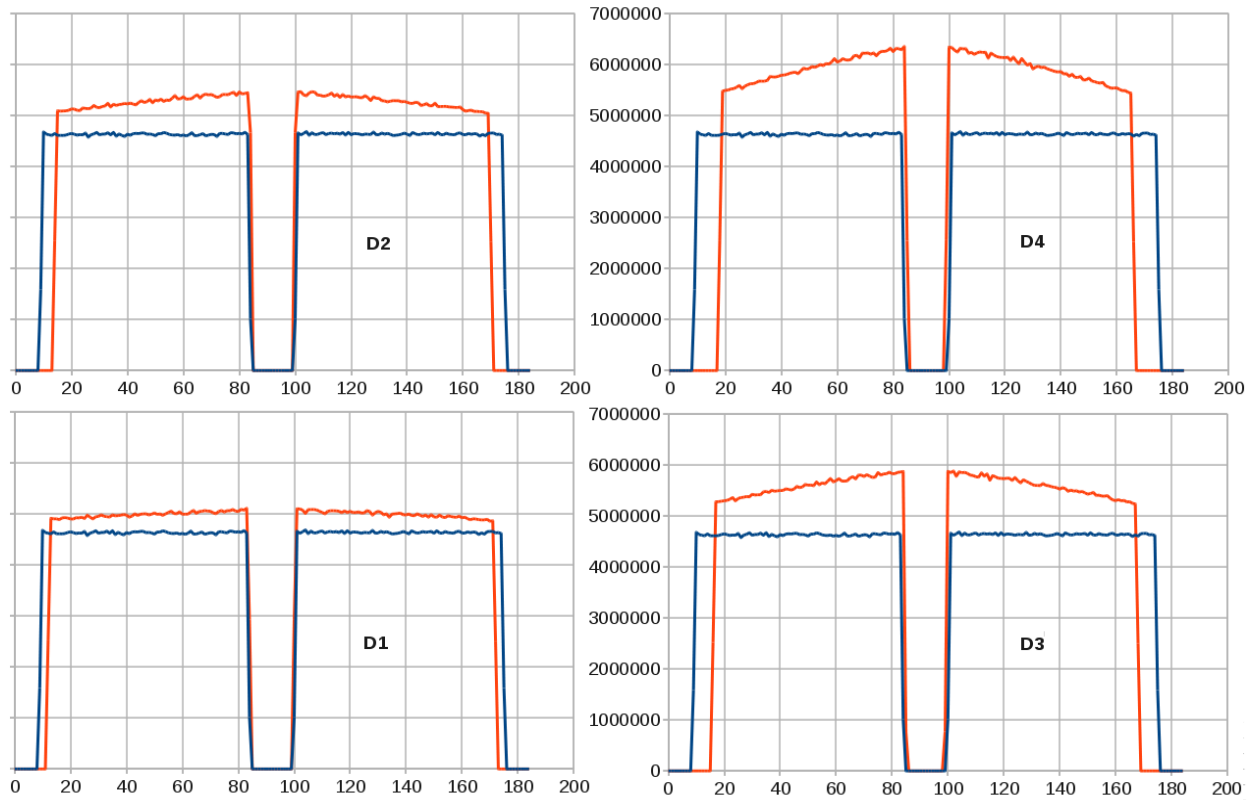


Fig. 6. Perfil de radiação medido nos detectores D1, D2, D3 and D4: em azul para a geometria correcta, em vermelho para P2 a  $z = 99.0$  mm, 1 mm demasiado longe do parabolóide grande P1.

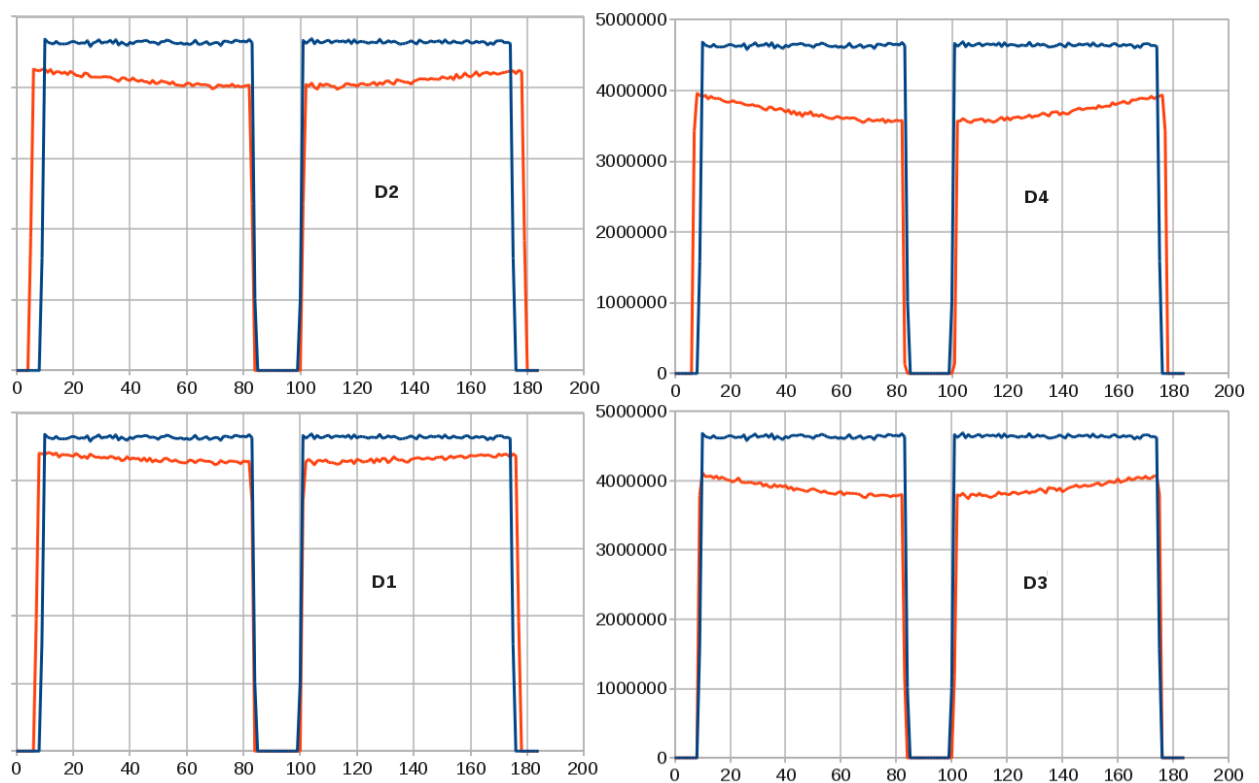


Fig. 7. Perfil de radiação medido nos detectores D1, D2, D3 and D4: em azul para a geometria correcta, em vermelho para P2 a 101.0 mm, 1 mm demasiado perto do parabolóide grande P1.

### Raios Não-Paralelos Iguamente Distribuídos

Até agora temos assumido que os raios solares atingem a Terra perfeitamente paralelos. Contudo, devido ao grande raio do disco do Sol, os raios solares atingem a Terra com um ângulo de inclinação que varia entre  $0^\circ$  e  $0.267^\circ$  (Pereira et al., 2020). Esta pequena inclinação é suficiente para alterar substancialmente o comportamento do dispositivo com dois parabolóides. Como nos casos anteriores, os raios são gerados num círculo de amostragem correspondente à projecção do parabolóide colectador P1. Para além dos 1.0% de raios que se perdem devido à sombra criada pelo parabolóide P2 (como já acontecia com raios paralelos), agora 0.20% dos raios provenientes do helióstato caem fora do parabolóide P1 (são raios provenientes do limite exterior do círculo de amostragem), 2.5% dos raios reflectidos por P1 caem fora do parabolóide P2 (já não existe um único ponto focal) e 21.1% dos raios já não passam através do orifício central existente no parabolóide P1. Esta perda é importante e corresponde a radiação concentrada, que poderia danificar a zona junto ao buraco do parabolóide P1. Aumentando o raio do buraco em 30 mm diminui a radiação concentrada que não passa no buraco para apenas 1.2%. Como o buraco agora é maior que a sombra do parabolóide P2, 0.9% da radiação solar passa directamente pelo buraco, sem ser concentrada. Na Fig. 8 mostram-se os perfis de radiação medidos nos detectores D1, D2, D3 and D4: em azul para raios paralelos, em vermelho para raios não-paralelos mas igualmente distribuídos com origem no disco do Sol. Os detectores D1 e D2 revelam o efeito da sombra de P1, mas para lá do orifício circular o detector D3 já mostra uma distribuição de radiação perfeitamente homogénea na zona central (com um diâmetro de 65 mm) atingindo uma intensidade que é quase igual à obtida com raios perfeitamente paralelos. O diâmetro da zona central homogénea diminui com a distância: passa de 65 mm no detector D3 para apenas 35 mm no detector D4.

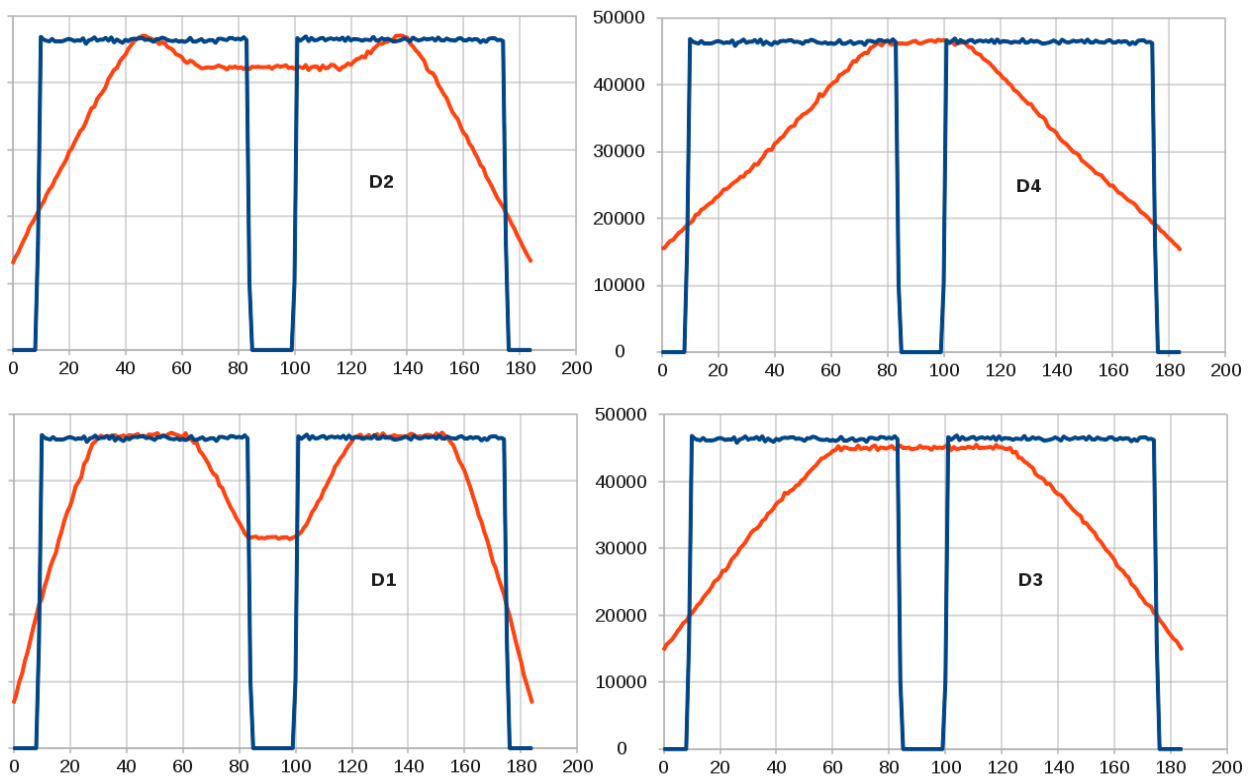


Fig. 8. Perfil de radiação medido nos detectores D1, D2, D3 and D4: em azul para raios paralelos, em vermelho para raios não-paralelos mas igualmente distribuídos.

### Raios Não-Paralelos Calibrados

Na secção anterior assumimos que a distribuição dos raios era perfeitamente homogénea em todos os pontos da superfície solar que ilumina a Terra, que varia entre um ângulo mínimo de  $0^\circ$  e um ângulo máximo de  $0.267^\circ$ . No entanto, os resultados das observações astronómicas revelam que a intensidade dos raios decresce abruptamente próximo da periferia do disco do Sol, de acordo com um perfil radial entre  $r = -raio$  e  $r = +raio$  que é semelhante a uma semi-circunferência (ver: Solar Limb Darkening, 2015). Aplicando o respectivo factor de correcção, podemos constatar que o dispositivo com dois parabolóides altera ligeiramente o seu comportamento conforme se mostra na Fig. 9. Como agora os raios mais inclinados são menos importantes, a intensidade dos raios que caem fora do parabolóide P1 diminui para 0.17% (em vez de 0.20%), os raios reflectidos que caem fora do parabolóide P2 diminuem para 2.2% (em vez de 2.5%) e os raios que não atravessam o orifício central no parabolóide P1 diminuem

para 0.6% (em vez de 1.2%). O diâmetro da zona com concentração homogénea passou a ser de 75 mm (em vez dos 65 mm obtidos com os raios não-calibrados). Junto ao detector D4 a zona central homogénea passou a ser de 40 mm (em vez dos 35 mm obtidos com os raios não-calibrados). As diferenças entre os resultados obtidos para os dois modelos de raios não-paralelos (representando casos extremos) são relativamente pequenas, parecendo indicar que os resultados das medições reais efectuadas com radiómetros não deverão ser muito diferentes dos resultados das simulações por nós realizadas.

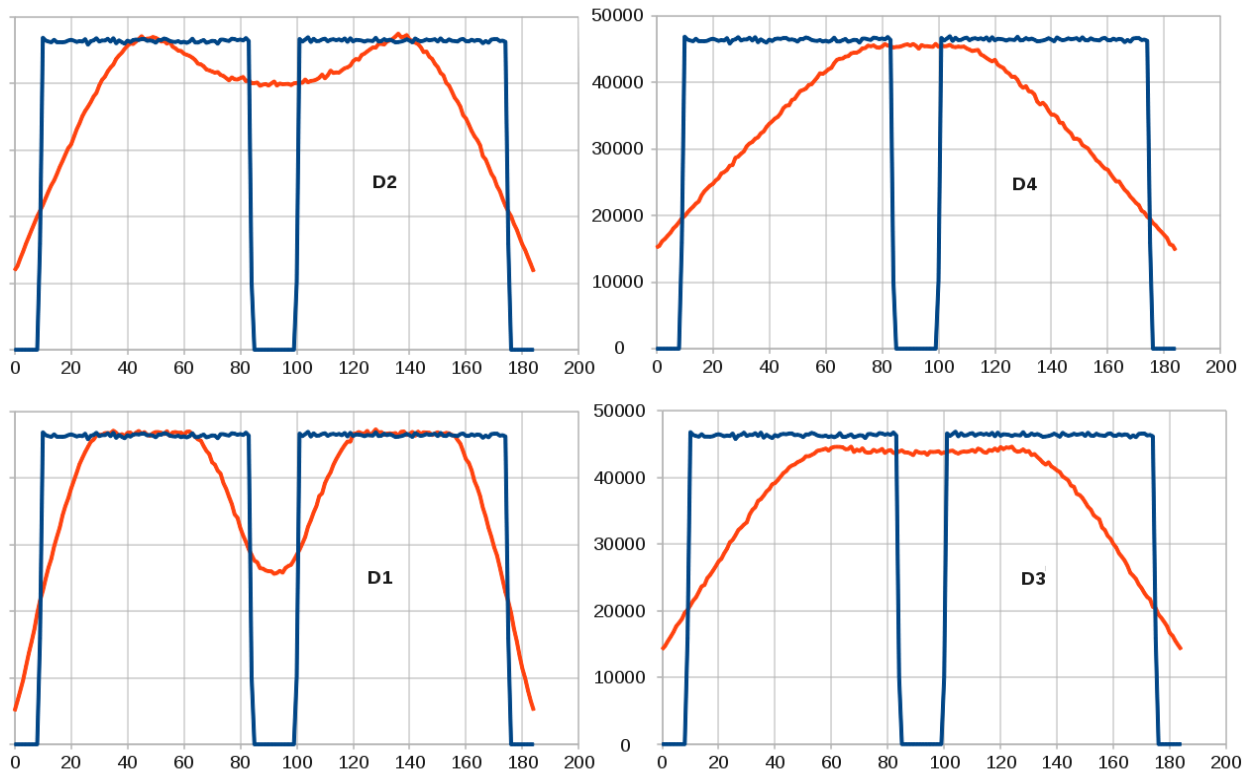


Fig. 9. Perfil de radiação medido nos detectores D1, D2, D3 and D4: em azul para raios paralelos, em vermelho para raios não-paralelos, calibrados de acordo com o perfil de uma semi-circunferência (intensidade máxima no centro, onde os raios são paralelos, intensidade nula na periferia onde a inclinação dos raios vale  $0.267^\circ$ ).

A Fig 9 possibilita ainda a comparação directa entre o perfil radial de radiação no caso de condições geométricas perfeitas, com raios paralelos (a azul) e no caso de condições geométricas perfeitas, com raios não-paralelos calibrados (a vermelho). A intensidade da radiação na zona central, medida pelo detector D3, é cerca de 6.8% inferior, com raios não-paralelos calibrados, à obtida com raios paralelos. Esta perda de energia é muito pequena, principalmente quando se consideram os enormes fluxos de radiação produzidos e o carácter essencialmente gratuito da radiação solar. Os resultados obtidos parecem indicar que este sistema com dois parabolóides pode ser uma boa solução para a falta de homogeneidade na radiação colectada nos actuais fornos solares de elevada intensidade.

## CONCLUSÕES

Obter radiação solar concentrada que seja suficientemente homogénea numa região central suficientemente grande para poder ser utilizada para fins industriais ou científicos, é um objectivo que ainda não foi atingido. Na melhor das hipóteses, consegue-se obter uma distribuição quase gaussiana ou lorentziana para o fluxo da radiação concentrada, muito longe da homogeneidade pretendida.

Homogeneizadores têm sido frequentemente utilizados para tentar distribuir a radiação concentrada de forma mais homogénea, mas estes dispositivos danificam-se facilmente e os resultados são apenas satisfatórios.

Uma possível solução é construir um dispositivo com dois parabolóides, como reportado neste trabalho, em que os efeitos das duas reflexões se compensam, produzindo radiação à saída que é absolutamente homogénea numa região

central de dimensões apreciáveis (que dependem apenas da geometria escolhida) se os raios forem paralelos e o dispositivo for mecânicamente perfeito.

A grande desvantagem deste dispositivo é ser muito sensível à precisão mecânica da sua construção e ao paralelismo dos raios provenientes do Sol. Por esta razão e porque há diversos parâmetros geométricos cuja influência ainda não foi suficientemente estudada (como o ângulo de abertura, a razão entre as distâncias focais dos dois parabolóides, o tamanho do buraco no parabolóide P1) parece aconselhável prosseguir com a realização de mais simulações em computador antes de tentar construir este dispositivo.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores foram beneficiários da rede de equipamentos solares "Solar Facilities for the European Research Area" (SFERA) através do programa SFERA-II (EU Project Grant Agreement no. 312643) que lhes permitiu uma campanha de testes no CIEMAT-PSA, fornalha solar SF60, em Julho de 2017. Este trabalho foi também financiado pelo projeto INSHIP (Integrating National Research Agendas on Solar Heat for Industrial Processes) [www.inship.eu](http://www.inship.eu) e pela Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) de Portugal, através do IDMEC - Instituto de Engenharia Mecânica (Pólo IST) integrado no LAETA (projecto UIDB/50022/2020). Agradecemos também a Guilherme de Almeida a leitura atenta e as críticas construtivas do nosso trabalho, nomeadamente a importância de realizar estudos com raios não-paralelos.

#### REFERÊNCIAS

Martins C.A.B. (2016). Aparelho Concentrador e Estabilizador de Raios Solares e Sistema de Transmissão de um Feixe de Raios Solares Concentrados e Estabilizados que o Contém. Pedido de patente nacional PT20160109071. Disponível online em:

[https://pt.espacenet.com/publicationDetails/biblio?DB=EPODOC&II=0&ND=3&adjacent=true&locale=pt\\_pt&FT=D&date=20170704&CC=PT&NR=109071A&KC=A](https://pt.espacenet.com/publicationDetails/biblio?DB=EPODOC&II=0&ND=3&adjacent=true&locale=pt_pt&FT=D&date=20170704&CC=PT&NR=109071A&KC=A) (acedido em 18 Agosto 2020).

Pereira J.C.G., Fernandes J.C. and Rosa L.G. (2019). Mathematical Models for Simulation and Optimization of High-Flux Solar Furnaces. *Math. Comput. Appl.* 24, 65. <https://doi.org/10.3390/mca24020065>

Pereira J.C.G., Rodríguez J., Fernandes J.C. and Rosa L.G. (2020). Homogeneous Flux Distribution in High-Flux Solar Furnaces. *Energies* 13, 433. <https://doi.org/10.3390/en13020433>

Solar Limb Darkening (2015). Disponível online em: <http://exoplanet-diagrams.blogspot.com/2015/07/solar-limb-darkening.html> (acedido em 18 Agosto 2020).

## SISTEMA DE INSPECCIÓN MEDIANTE IMÁGENES DE LUMINISCENCIA DE MÓDULOS SOLARES EN FUNCIONAMIENTO

**Del Río A.\*, Moretón A.\*, Barco R.\*, Alonso V.\*\*\*, Rebollo M.A.\* Martínez O.\* Jiménez J.\***

\*GdS Optronlab, Universidad de Valladolid, Paseo de Belén 19, Valladolid, 47011, Valladolid, España,  
[angel.moreton@uva.es](mailto:angel.moreton@uva.es)

\*\*Departamento de Física Aplicada, EIFAB, Universidad de Valladolid, Campus Duques de Soria, 42004, Soria, España.

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2025>

### RESUMEN

Los avances en la detección de defectos en módulos fotovoltaicos por luminiscencia se están viendo demorados por la necesidad que las técnicas de inspección actuales tienen de actuar sobre los contactos eléctricos y retirar los paneles de su estado de funcionamiento.

En el presente trabajo se introduce un sistema que vence esta limitación, pudiendo tomar imágenes de luminiscencia sobre módulos solares en funcionamiento. Dicho sistema se pone a prueba mediante la implementación de un primer prototipo funcional, con el que se toman imágenes de un string de células completo para poder compararlas con las obtenidas utilizando las técnicas de inspección actuales, determinando así sus similitudes y diferencias, y corroborando la validez del método propuesto.

**PALABRAS CLAVE:** Fotovoltaica, silicio, electroluminiscencia (EL), contactless, inspección, InGaAs.

### ABSTRACT

Advances in the detection of defects in photovoltaic modules by luminescence are being delayed by the need that current inspection techniques have to act on the electrical contacts and remove the panels from their operating state. In the present work, a system is introduced that overcomes this limitation, being able to take images of luminescence on solar modules in operation. This system is put to the test by implementing a first functional prototype, with which images are taken of a complete string of cells to be able to compare them with those obtained using current inspection techniques, thus determining their similarities and differences, and corroborating the validity of the proposed method.

**KEYWORDS:** Photovoltaics, silicon, electroluminescence (EL), contactless, inspection, InGaAs.

### INTRODUCCIÓN

La rápida expansión de instalaciones fotovoltaicas durante los últimos años ha dado lugar a nuevos desafíos y campos de investigación. La inspección de módulos fotovoltaicos instalados, además de necesaria para comprender los cambios de rendimiento ante las condiciones ambientales, así como para predecir la producción futura, es clave para proporcionar un suministro de energía confiable al consumidor. Por ello se hace de gran importancia avanzar en el conocimiento actual de los mecanismos de degradación en los módulos fotovoltaicos y en las tecnologías con las cuales se pueda observar esta degradación.

La inspección de módulos mediante imágenes de electroluminiscencia (ELi) es en la actualidad una de las herramientas más eficaces para la identificación de defectos en módulos fotovoltaicos (Köntges, et al. 2014). La realización de estas medidas precisa la polarización del módulo fotovoltaico en directa a su corriente de cortocircuito para posteriormente capturar mediante cámaras sensibles a la luz infrarroja la luminiscencia emitida. Estas dificultades técnicas que conlleva la captura de las imágenes de luminiscencia en el exterior (Jahn, et. al. 2018) limitan este tipo de medidas, al disminuir notablemente las ratios de módulos medidos por jornada de trabajo.

De cara a solventar la ralentización que la desconexión, polarización y reconexión de los módulos fotovoltaicos, supone en el proceso de medida de ELi, este trabajo presenta un prototipo para la realización de estas medidas sin necesidad de desconectar los módulos fotovoltaicos ni polarizarlos.

### INSPECCIÓN POR LUMINISCENCIA EN LA ACTUALIDAD

La obtención de imágenes de luminiscencia se basa en la emisión de fotones debida a la recombinación de portadores excitados en el interior de la célula solar. En el caso de la electroluminiscencia (ELi), la excitación de los portadores se lleva a cabo inyectando corriente a la célula. Por otro lado, la excitación se puede provocar por medio de una radiación incidente sobre la célula solar, en cuyo caso se obtiene una imagen de fotoluminiscencia (PLi) (Kasemann, et al 2008).

Estas técnicas se han consolidado entre los principales métodos para la detección de defectos en células y módulos de silicio cristalino (Munoz, et al 2011). Las imágenes obtenidas son visibles únicamente en el infrarrojo, debido a que a temperatura ambiente la emisión de luminiscencia del Silicio tiene lugar alrededor de los 1100 nm.

Para su captura es común emplear cámaras con detectores tipo CCD o CMOS de Silicio, debido a su alta resolución y coste relativamente bajo. Sin embargo, la eficiencia cuántica de estos detectores es muy baja a partir de los 1000 nm., obligando a trabajar en condiciones de oscuridad para evitar que la radiación ambiental perturbe la medida. Por este motivo, cada vez es más frecuente el uso de cámaras con detectores de InGaAs, cuya curva de eficiencia cuántica (Fig. 1) las sitúa más favorablemente en la captación de señal de luminiscencia en el rango del espectro deseado (Adams et al 2016).

A día de hoy existen multitud de técnicas de ELi y PLi según los niveles de excitación empleados, la presencia o no de luz solar en las medidas, o la disposición de la cámara, variando desde sistemas de trípode hasta la utilización de drones que sobrevuelan un elevado número de módulos fotovoltaicos.

Estas técnicas están evolucionando de cara a facilitar su implantación en la caracterización de las grandes cantidades de módulos de las plantas de generación fotovoltaica. Con motivo de evitar los riesgos asociados a la desinstalación de los paneles y posterior transporte, o a los derivados de la inspección de paneles durante la noche, en los últimos años se han perseguido técnicas in-situ que permitan llevar a cabo las medidas con los paneles expuestos a la luz solar (Guada et al 2020; Bhoopathy et al 2017; Stoicescu et al 2014).

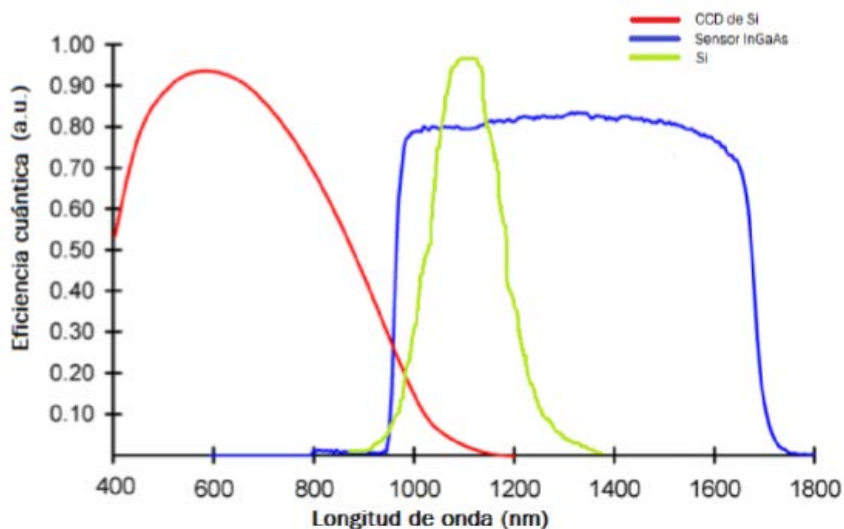


Fig. 1. Curvas de sensibilidad de los sensores de Si y de InGaAs, en relación a la curva de emisión del silicio.

#### MÉTODO DE MEDIDA CON EL PROTOTIPO

El sistema desarrollado que se presenta es capaz de realizar medidas de luminiscencia diurna en una planta fotovoltaica, utilizando como fuente de excitación luminosa la luz solar y con los paneles en funcionamiento.

El principio de luminiscencia empleado en las medidas se basa en la excitación con luz solar de la mitad de una célula y registrar la emisión de fotones en la otra mitad. Para ello se cubre la media célula en la que se quiere captar la luminiscencia con una caja, abierta por su parte inferior, en la que se introduce la cámara. La otra media célula recibe la excitación luminosa e induce a que se produzca una recombinación de portadores en el interior de la célula (Fig.2).

El hecho de que la media célula que no está siendo excitada directamente emita luminiscencia implica la existencia de una corriente de difusión, provocada por un gradiente de concentración de portadores. Es así que la clasificación de este proceso de luminiscencia no es inmediata: se podría considerar como EL, ya que la emisión de fotones es debida a esta corriente eléctrica de difusión, o como PL, ya que la fuente de excitación primaria es lumínica.



Por otro lado, para que los electrones y portadores se recombinen en cantidad suficiente para observar la luminiscencia, es necesario limitar la corriente en el grupo de células. Para ello se sombrea una segunda célula (célula de control) del mismo grupo de la célula observada. Esto hace que el diodo de bypass limite la corriente de los portadores generados y por consiguiente aumente su tasa de recombinación dando lugar a la emisión de luminiscencia.

No obstante, el resultado es todavía una señal de luminiscencia muy débil a la que se superpone la radiación solar que penetra por el cristal del módulo fotovoltaico. Esto hace que sean necesarios varios procesos de filtrado de la señal para obtener la luminiscencia emitida.

El primero de estos filtrados se basa en la colocación de un filtro óptico de paso de banda que solo deja pasar la luz con longitud de onda similar a la de la luminiscencia emitida por los módulos fotovoltaicos de silicio. El segundo de los procesos de filtrado consiste en obtener de las dos medias células a medir, una imagen de alta emisión de luminiscencia y otra de baja o nula emisión de luminiscencia, para posteriormente restar ambas imágenes y eliminar mediante la repetición de este procedimiento el ruido provocado por la luz ambiental.

La diferencia de emisión de luminiscencia entre las dos imágenes a restar se logra variando el valor de la corriente limitante debida al sombreado de la célula de control, esto es, consiguiendo que el medio que sombrea la célula de control varíe entre un estado translúcido y otro más opaco. Cuando se permite mayor paso de luz a la célula de control, el valor de la corriente limitante es más elevado y por tanto se produce menor recombinación de portadores, causando que la emisión de luminiscencia sea menor. Por el contrario, cuando el medio que sombrea la célula de control impide el paso de luz, el valor de dicha corriente se ve limitado consiguiendo así una mayor recombinación de portadores y una mayor señal de luminiscencia.

Para que la eliminación del ruido al restar las dos imágenes sea lo más efectiva posible, es preciso que la obtención de ambas imágenes sea lo más próxima posible en el tiempo, ya que las condiciones ambientales pueden cambiar de un instante a otro. Por ello se integra en un mismo software (Martínez Sacristán, et al. 2017) el control de los estados de opacidad de los medios cobertores de la célula de control, junto con las operaciones de captura, de resta de las imágenes en los dos estados, y de adición de las imágenes resultantes repitiendo el procedimiento un determinado número de ciclos.

El producto obtenido será una imagen de luminiscencia de alta resolución de la media célula correspondiente. Repitiendo el proceso de medida sobre el resto del panel, se compondrá la imagen de luminiscencia del módulo fotovoltaico completo.

#### DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Los sistemas de medida empleados constan de los elementos que se muestran en la Fig. 2 y se describen a continuación:

- El panel solar de silicio cristalino a inspeccionar, que deberá estar en funcionamiento, conectado a un inversor desde el cual transportar la energía generada a la red.
- El prototipo propuesto.
- Una cámara CCD de InGaAs acoplada al prototipo, y acompañada de un adaptador de corriente para su alimentación.
- Un ordenador portátil desde el que visualizar la salida de la cámara, y con el software para realizar las medidas.
- Un dispositivo de control de polarización, controlable desde el software de medida, con un relé de estado sólido para conmutar entre los dos estados de polarización de los cristales electrocrómicos del prototipo.
- Una toma de corriente para la alimentación de la cámara, los cristales electrocrómicos y el ordenador, que podrá ser sustituida por un sistema de baterías.

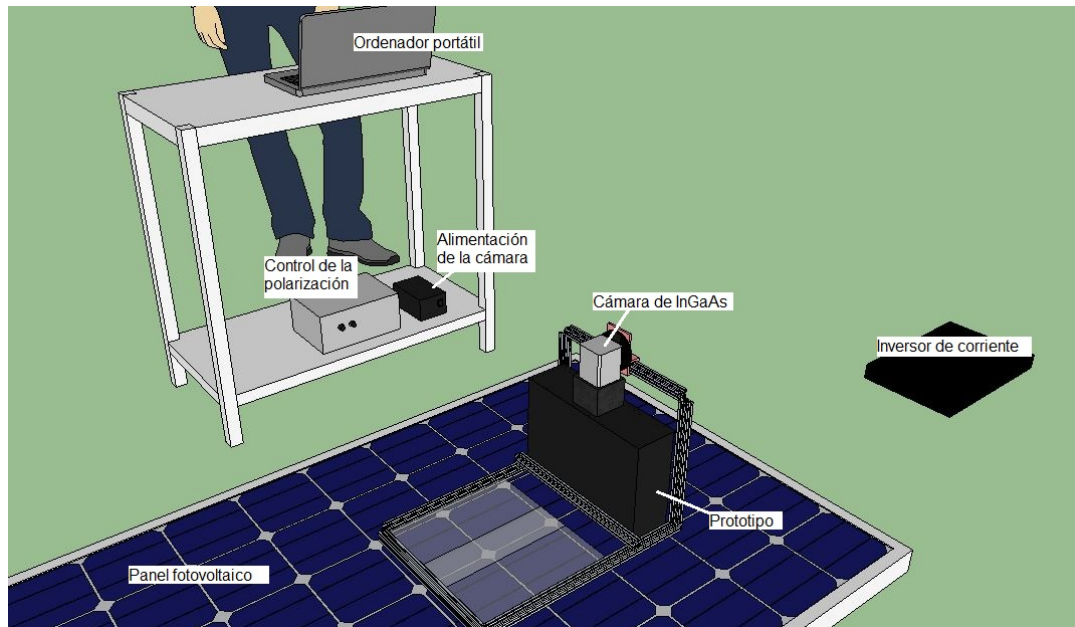


Fig. 2. Equipos del sistema de medida planteado.

### DESCRIPCIÓN DEL PROTOTIPO

El prototipo diseñado responde a la necesidad de separar los procesos de inspección por luminiscencia de paneles fotovoltaicos en planta de la desconexión y manipulación de los módulos que generalmente lleva asociado, que suponen una de las mayores limitaciones de tiempo y seguridad de estas medidas.

En su descripción más general, el prototipo se compone de una carcasa, abierta por su parte inferior, que aisle de la luz solar a una o varias medias células, y de unos medios cobertores conmutables entre dos estados de opacidad que, dejando libres las medias células complementarias a las tapadas por la carcasa, recubra al menos otra célula del grupo de la anterior/es.

Entre las múltiples configuraciones disponibles, en la más preferente los medios cobertores son reproducidos mediante cristales electrocrómicos, unidos por estructuras rígidas a la carcasa, una caja negra dimensionada para cubrir dos medias células lateralmente adyacentes. Dicha configuración es la que se observa en la Fig. 2. Las estructuras se disponen también para permitir la fijación de la cámara al conjunto por medio de elementos de acople, integrados adicionalmente en el prototipo. El objetivo de la cámara queda alineado con un orificio en la cara superior de la caja, pudiendo así ver la media célula contenida en el interior, y se recubre completamente para impedir la interferencia de luz exterior.

Los cristales electrocrómicos consisten en láminas de polímero con cristal líquido cuyas fibras cambian de orientación en presencia de un campo eléctrico, permitiendo el paso de la luz a través del material. Al retirar el campo eléctrico, las fibras vuelven a reorientarse, volviendo a su estado de opacidad original.

En el estado actual del modelo, se necesita una toma de corriente para la alimentación de la cámara y la polarización de los cristales electrocrómicos. Los cables que conectan los distintos equipos, además de los elementos externos al prototipo, harían que la inspección de una gran cantidad de módulos resultase impráctica y costosa. Es por ello que de cara a configuraciones posteriores del prototipo, se plantea la integración de los distintos equipos del sistema de medida en el propio modelo, de forma similar a como se muestra en la Fig. 3.

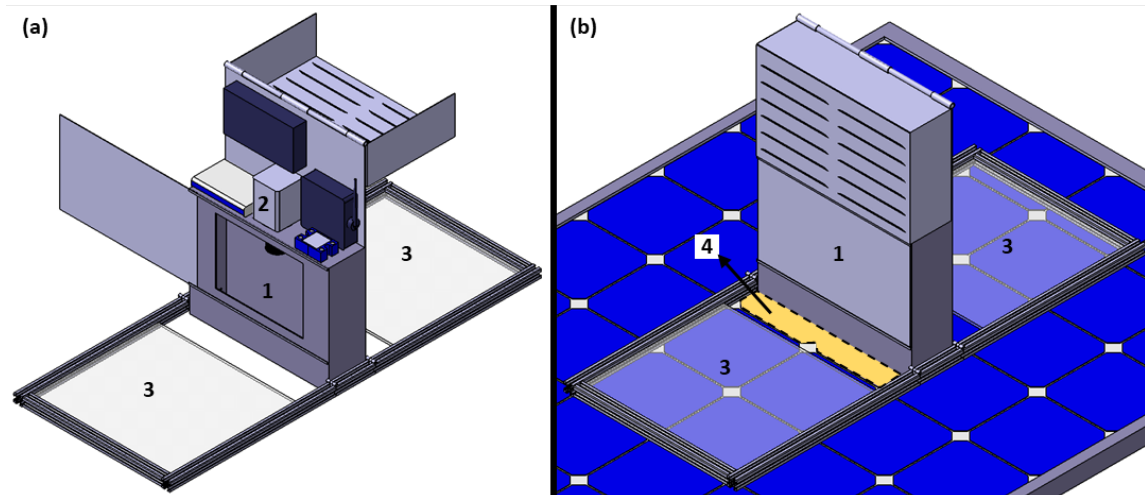


Fig. 3. Configuración futura del prototipo. (a) Prototipo abierto; (b) prototipo cerrado colocado sobre un módulo fotovoltaico; 1. Caja oscura; 2. Cámara; 3. Cristal electrocrómico; 4. Medias células excitadas por la radiación solar.

En la parte superior de la caja se incorporan la cámara, su fuente de alimentación, el dispositivo de control de polarización de los cristales electrocrómicos, un mini-PC con el software de medida y una batería recargable para dotar de autonomía al conjunto. De este modo, el prototipo podrá recorrer los distintos puntos del módulo fotovoltaico sin necesidad de cables externos. La disposición de cristales electrocrómicos a los dos lados de la caja facilitará este recorrido, permitiendo dividirlo en movimientos ortogonales simples, sin necesidad de girar el conjunto.

Finalmente, el operario podrá conectar de forma inalámbrica con el mini-PC desde un ordenador portátil, controlando cómodamente el lanzamiento de rutinas de medida y el movimiento del prototipo sobre la superficie del panel.

## RESULTADOS OBTENIDOS

De cara a demostrar la validez del sistema planteado en la detección de defectos en células fotovoltaicas de Silicio cristalino, se han llevado a cabo diferentes medidas. En la Fig. 4 se presentan los resultados obtenidos en un panel de 20 células con una importante concentración de defectos. A modo comparativo, se presentan de igual manera en la Fig. 4 tanto las medidas realizadas con el sistema contactless, como las correspondientes imágenes de las mismas células empleando técnicas de ELi indoor y PLi con excitación solar.

De esta experiencia se determina que, si bien la calidad de la información obtenida por el sistema contactless varía entre unas medidas y otras, y en general no es tan clara como la que arrojan las imágenes de ELi y PLi, es posible discernir de forma eficaz defectos en las células de un módulo fotovoltaico en funcionamiento.

Como se puede constatar en la imagen, se pueden visualizar líneas, en las medidas por el sistema contactless, las líneas de cracks en las células. Aunque su presencia no sea siempre tan fácil de advertir como en las medidas de ELi y PLi, continúan siendo detectables, pudiéndose aplicar procesos de tratamiento de imagen adicionales que las distinguan más claramente.

Sin embargo, la respuesta de luminiscencia en zonas aisladas por cracks no siempre es la misma, dependiendo de la técnica utilizada. Por ejemplo, en la célula señalada como 5b, existen regiones oscuras en zonas que sí emiten luminiscencia en las medidas de EL y PL. El caso más llamativo se observa en la medida 4b, donde la célula izquierda se ve atípicamente oscurecida cuando en otras medidas sólo muestra los límites de grano del silicio cristalino. En medidas como la 7a, se da la situación de que las zonas oscuras y claras se invierten al comparar con la EL, mientras que en las mitades de debajo de las mismas células (7b) sí concuerdan en contactless y electroluminiscencia.

Por otro lado, en las medidas 6a y 6b, en las que la aparición de zonas oscuras no es muy acusada, se ven marcas de un defecto de sobrecalentamiento que se muestra de forma distinta en EL y PL, ocasionando regiones oscuras que, a diferencia con líneas de crack bien definidas, exhiben un patrón más irregular.

El principio de luminiscencia subyacente es primeramente comparable al de EL, ya que es la vía eléctrica de los portadores de carga que componen la excitación la que produce los contrastes en emisión de luminiscencia entre unas zonas y otras de las células. Sin embargo, la procedencia de estos portadores ya no son los contactos eléctricos, sino

la corriente de difusión generada por la otra mitad de célula es por tanto razonable que las medidas disten en cierta manera de las obtenidas por EL convencional, siendo además necesario considerar la sensibilidad a la foto-excitación de los distintos puntos de las células de un modo similar a la PL.

#### TRABAJOS EN CURSO

Los paneles bifaciales (Luque 1979) son actualmente unas de las principales tendencias en la industria fotovoltaica. Debido a su mayor rendimiento (Janssen, 2015) con la misma superficie cada vez hay más instalaciones fotovoltaicas que utilizan paneles de este tipo, especialmente en emplazamientos con alto albedo como techos blancos, grava, etc., todo ello aun teniendo un coste superior al de los paneles tradicionales. Es por esto que se ha comenzado un nuevo desarrollo de un prototipo que, empleando los métodos de medida de la luminiscencia aquí explicados, sea capaz de realizar este tipo de medidas sobre módulos bifaciales por ambas caras de estos.

#### CONCLUSIONES

Se ha desarrollado un sistema de inspección de paneles fotovoltaicos, denominado contactaless, mediante medidas de Electroluminiscencia que no precisa la desconexión de los paneles del inversor para su polarización. Para su evaluación se han comparado las imágenes obtenidas mediante la técnica desarrollada con otras realizadas utilizando la Electroluminiscencia clásica y la Fotoluminiscencia. Los resultados obtenidos demuestran que es posible detectar



Fig. 4. Medidas de un string de células utilizando el sistema contactless, EL indoor y PL outdoor.

la mayor parte de los defectos, especialmente los asociados a cracks, mediante contactless. Sin embargo, se han encontrado algunas diferencias que afectan a zonas en las que la emisión de luminiscencia depende de la técnica utilizada.

#### AGRADECIMIENTOS

Proyectos ENE2017-89561-C4-R-3 y DOCTOR-PV. RETOS-2017. REF.: SRTC1700C006712XV0. Ministerio economía, industria y competitividad. Proyecto VA081U16. Junta de Castilla y León.

#### REFERENCIAS

Adams, J., et al. (2016). Non-stationary outdoor EL-measurements with a fast and highly sensitive InGaAs camera. *Proceedings of 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 21-24 June, Munich, Germany, pp 1837-1841.

Bhoopathy R., Kunz O., Juhl M., Trupke T., Hameiri Z. (2017). Outdoor photoluminescence imaging of photovoltaic modules with sunlight excitation. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 26, 69-73.

Guada M., Moretón Á., Rodríguez-Conde S., et al. (2020). Daylight luminescence system for silicon solar panels based on a bias switching method. *Energy Science & Engineering* 00, 1–15.

Jahn, U., et al. (2018). Review on infrared and electroluminescence imaging for PV field applications. *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme: IEA PVPS Task 13, Subtask 3.3: report IEA-PVPS T13-12:2018*.

Janssen, Gaby J.M., Van Aken Bas B., Carr Anna J., Mewe Agnes A., (2015) Outdoor Performance of Bifacial Modules by Measurements and Modelling. *Energy Procedia, Volume 77, pp 364-373*.

Kaseman, M., et al. (2008). Luminescence imaging for the detection of shunts on silicon solar cells. *Wiley InterScience* 16, 297-305.

Köntges, M., et al. (2013). Review on failures of photovoltaic modules. *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme: IEA PVPS Task 13, Subtask 3.2: report IEA-PVPS T13-01:2013*.

Luque A. (1979) Double-Sided Solar Cell With Self-Refrgerating Concentrator. *US4169738A*.

Martínez Sacristán, O., et al. (2017). Implementation of a Friendly Daylight Electroluminescence System for the Inspection of Solar PV Panels. *Proceedings of 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 25-29 September, Amsterdam, The Netherlands, pp 2021-2025.

Munoz, M.A., et al. (2011). Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. *Solar Energy* 85, 2264-2274.

Stoicescu L., Reuter M., Werner J. H. (2014). DaySy: Luminescence imaging of PV modules in daylight. *Proceedings of 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 22-26 September, Amsterdam, The Netherlands, pp 2553-2554.

**INIESC: INFRAESTRUTURA NACIONAL DE INVESTIGAÇÃO EM ENERGIA SOLAR DE CONCENTRAÇÃO****Horta P.\*, Canavarro D.\*, Azevedo P.\*\***

\* Universidade de Évora/Cátedra Energias Renováveis, Casa Cordovil,  
Rua D. Augusto Eduardo Nunes, n.7 7000-651 Évora, Portugal, phorta@uevora.pt, diogocvr@uevora.pt  
\*\* Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar, 22  
1649-038 Lisboa, Portugal, [pedro.azevedo@lneg.pt](mailto:pedro.azevedo@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2026>

**RESUMO**

A INIESC, Infraestrutura Nacional de Investigação em Energia Solar de Concentração, parte integrante do Roteiro Nacional de Infraestruturas de Investigação, apresenta-se como a infraestrutura experimental de referência, em Portugal, no domínio das tecnologias e aplicações da energia solar a média e alta temperatura. Liderada pela Universidade de Évora e desenvolvida em parceria com o Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., a infraestrutura conta com dois pólos: Évora e Lisboa. Visando investigação que promove uma potenciação do contributo da energia solar na descarbonização de diferentes sectores da economia – geração eléctrica, transportes, gestão do sistema energético, comunidades energeticamente independentes, processos industriais – as actividades da INIESC abarcam tópicos que incluem, e.g., o desenvolvimento de tecnologias de colectores, o armazenamento de energia, a produção de combustíveis por via solar e a durabilidade de materiais. Neste artigo apresenta-se o estado actual de desenvolvimento da infraestrutura, assim como um resumo das actividades de I&D nela desenvolvidas até ao presente.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar de Concentração, Infraestruturas de Investigação

**ABSTRACT**

INIESC, the National Research Infrastructure on Concentrated Solar Energy, part of the National Roadmap of Research Infrastructures, stands as the Portuguese reference experimental Research Infrastructure on the field of solar concentrating technologies at medium and high temperature solar energy applications. Led by the University of Évora and developed in partnership with the National Laboratory of Energy and Geology, I.P., the infrastructure has two nodes: Évora and Lisbon. Aiming at the development of research promoting a wider contribution of solar energy in the decarbonization of different economic sectors – e.g. power generation, transportation, energy system management, energy autonomous communities, industrial processes – INIESC activities spread to topics which include the development of collector technologies, energy storage or production of solar fuels and durability of materials. The present paper describes the current status of development of the infrastructure, as well as a summary of the R&D activities therein developed so far.

**KEYWORDS:** Solar Energy Concentration, Research Infrastructures

## INTRODUÇÃO

A INIESC, Infra-estrutura Nacional de Investigação em Energia Solar de Concentração (Projecto ROTEIRO/0298/2013, AAC nº 01/SAICT/2016 - Candidatura nº 022113) é um projecto integrado no Roteiro Nacional de Infraestruturas de Investigação (FCT, 2014), fruto da colaboração entre a Universidade de Évora – Cátedra Energias Renováveis (UEVORA) (Universidade de Évora, 2010) e o Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P. (LNEG) (LNEG, 2014).

Tendo como objectivo o aumento da contribuição da energia solar para as estratégias de descarbonização da economia nacional através de actividades de I&D e de colaboração com a indústria, a INIESC tem como cerne da sua actividade a energia solar de concentração, enquadrando ainda tópicos relacionados com energia solar fotovoltaica, armazenamento de energia, sistemas híbridos, combustíveis solares, durabilidade de materiais e formação qualificada.

Com início em Março de 2017, o projecto visa não apenas o desenvolvimento e construção de infraestrutura experimentais, mas também o desenvolvimento de actividades organizadas em nove tópicos:

- Actividade A0: *Bringing to completion the testing platforms*
- Actividade A1: *Solar concentrators for thermal conversion of solar radiation*
- Actividade A2: *Standardized methods and experimental testing of solar concentrators*
- Actividade A3: *Solar energy storage*
- Actividade A4: *Solar fuels*
- Actividade A5: *Application and system demonstration*
- Actividade A6: *Solar materials and components*
- Actividade A7: *Promotion and dissemination*
- Actividade A8: *Training and capacity building*

A construção e comissionamento das diferentes infraestruturas experimentais formam a base para a realização das actividades experimentais previstas para a INIESC, que incluem o ensaio à escala industrial de concentradores solares para a produção de electricidade, calor para indústria, o estudo e ensaio de sistemas de armazenamento de energia a alta temperatura ou a selecção de materiais para os componentes associados à utilização de diferentes fluidos de transferência térmica, com realce para a utilização de sais fundidos. Neste artigo apresenta-se o estado actual de desenvolvimento da infraestrutura, assim como um resumo das actividades de I&D nela desenvolvidas até ao presente.

## A INFRAESTRUTURA EXPERIMENTAL

A infraestrutura experimental da INIESC, apresenta como recursos infraestruturais mais relevantes as plataformas experimentais Évora Molten Salt Platform (EMSP), a Plataforma de Ensaio de Concentradores Solares (PECS) e a Solar Tower Testing Facility 100 (STTF100), a que se somam infraestruturas votadas à caracterização de materiais, aos processos de alta temperatura e à computação com ênfase na simulação de equipamentos e sistemas. Está dividida em dois pólos:

- Évora: sob a responsabilidade da UEVORA e com um maior enfoque no desenvolvimento e ensaio de tecnologias de concentração e na demonstração de aplicações a média e alta temperatura;
- Lisboa: sob a responsabilidade do LNEG e com um maior enfoque na selecção de materiais e aplicações a alta temperatura, em ensaios de durabilidade de materiais e no desenvolvimento de simulações de componentes e/ou sistemas, mas também desenvolvendo capacidades de trabalho experimental em altas temperaturas.

### INIESC – Pólo de Évora

A infraestrutura experimental disponível no Pólo de Évora da INIESC inclui quatro instalações dedicadas à geração termoeléctrica solar com base em sais fundidos, ao ensaio de concentradores solares, ao desenvolvimento e integração de sistemas fotovoltaicos com armazenamento eléctrico e ao estudo e mapeamento de recurso solar, respectivamente.

#### *EMSP – Évora Molten Salt Platform*

Votada ao estudo e demonstração de campos solares, sistemas de armazenamento térmico, *Balance of Plant* e sistemas de controlo de centrais CSP (geração termoeléctrica via Solar Térmico de Concentração) utilizando sais fundidos como fluido de transferência e armazenamento de energia, esta infraestrutura consiste, no presente, numa central CSP experimental baseada no conceito de colectores Cilindro-Parabólicos de grande abertura com circulação de sais fundidos e armazenamento térmico a dois tanques (Figura 2a).



Com uma potência de  $3,6 \text{ MW}_{\text{th}}$  e capacidade para geração de vapor em circuito fechado a uma temperatura máxima de  $560^{\circ}\text{C}$ , esta componente da INIESC está em desenvolvimento em parceria com o Consórcio alemão do Projecto HPS-2 (DLR, 2016), liderado pelo DLR – Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (German Aerospace Center) e contando com a participação de parceiros industriais de relevo no domínio do CSP: TSK Flagsol, eltherm, YARA, Steinmüller, Rioglass e Innogy. Com inauguração prevista para o último trimestre de 2020, o projecto assenta nos seguintes desenvolvimentos principais:

- desenvolvimento de colectores Cilindro-Parabólicos de grande abertura com circulação directa de sais fundidos;
- desenvolvimento de armazenamento térmico de sais fundidos a dois tanques;
- elevação da temperatura de operação dos usuais  $450^{\circ}\text{C}$  para  $560^{\circ}\text{C}$ .

A central permitirá a demonstração técnica da operação com sais fundidos a alta temperatura, visando a obtenção de experiência relevante para o estabelecimento deste conceito tecnológico em centrais CSP de cariz comercial.

#### PECS – Plataforma de Ensaio de Colectores Solares

Plataforma de ensaio de concentradores solares com seguimento a 2 eixos e área de instalação de protótipos de  $234 \text{ m}^2$ , permitindo a caracterização óptica e térmica de concentradores de acordo com a norma ISO 9806:2017 em circuito de óleo térmico até temperaturas máximas de operação de  $380^{\circ}\text{C}$  (Figura 1 b).



(a)



(b)

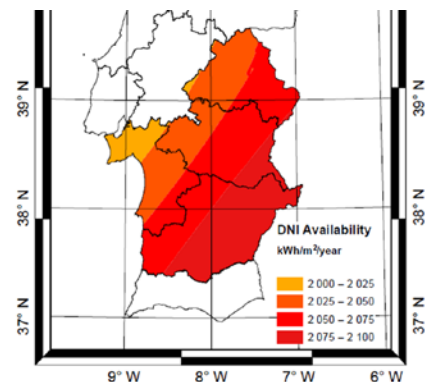
Figura 1: Plataformas de ensaio na Herdade da Mitra: (a) vista geral do campo solar, composto por duas filas de concentradores do tipo cilindro-parabólicos em ligação com um sistema de armazenamento de energia com sais fundidos (EMSP); (b) ensaio experimental de um módulo do tipo cilindro-parabólico na plataforma PECS.

#### DNI- Solar Radiation Monitoring Network

Por forma a quantificar os níveis de radiação solar directa, levou à instalação de uma rede de 13 estações essencialmente na zona sul de Portugal (região do Alentejo). Esta rede foi levada a cabo no âmbito do projecto DNI-Alentejo [11], estando esta atividade também enquadrada na INIESC. Na Figura 2 mostra-se um exemplo de uma estação e os valores de DNI esperados na região do Alentejo.



(a)



(b)

Figura 2: Medição de DNI: (a) estação instalada na Herdade da Mitra da Universidade de Évora; (b) Disponibilidade média anual de DNI na região do Alentejo.

### *PV – infraestrutura de sistemas fotovoltaicos e armazenamento eléctrico*

No domínio do controlo e armazenamento em sistemas fotovoltaicos, foram efectuados estudos e ensaios de armazenamento de energia eléctrica em baterias de diferentes tipos, com acoplamento a sistemas fotovoltaicos. A Figura 4 mostra algumas das soluções implementadas e ensaiadas até ao momento. Estes trabalhos foram efectuados também ao abrigo dos projetos PVCROPS (PVCROPS, 2012) e MASLOWATEN (MASLOWATEN, 2015).



Figura 3: Sistemas de armazenamento de energia eléctrica: (a) sistema de 3,3 kW de PV (silício-amorfo); (b) bateria de fluxo Vanádio Redox com 60 kWh de capacidade.

### INIESC – Pólo de Lisboa

A infraestrutura experimental disponível no Pólo de Lisboa da INIESC inclui uma instalação de testes em torre solar, um laboratório de materiais e revestimentos, bem como bancadas de ensaios dedicadas a estudo de materiais para produção de combustíveis solares por electrólise e à conversão termoquímica de biomassa. A infraestrutura disponível no Pólo de Lisboa inclui ainda um cluster computacional para simulação de componentes e/ou sistemas.

#### *STTF100 – Solar Tower Testing Facility 100*

Esta infraestrutura consiste num concentrador solar do tipo sistema de receptor central, composto por um campo de helióstatos que concentra a radiação solar num receptor/reactor localizado no topo de uma torre. A potência térmica nominal é da ordem dos 100 kW<sub>th</sub> e a temperatura de operação encontra-se entre os 500 e 1000 °C. Esta infraestrutura permite desenvolver actividades de I&D e serviços nas áreas de: sistemas concentradores de foco pontual; sistemas solares térmicos para aplicações termoquímicas (incluindo combustíveis sintéticos e produção de hidrogénio); e sistemas solares térmicos para síntese e estudo de materiais. O campo solar é composto por 36 helióstatos rectangulares com 6,2 m<sup>2</sup> de área bruta, dispostos num padrão do tipo *staggered field*. A torre tem uma altura de 14,5 m com 3 pisos e uma plataforma de trabalho com 9 m<sup>2</sup> de área útil.

#### *Laboratório de Materiais e Revestimentos*

O Laboratório de Materiais e Revestimentos (LMR), acreditado segundo a NP EN ISO/IEC-17025, é um centro especializado em corrosão, proteção anticorrosiva de materiais e revestimentos e na sua durabilidade, que desenvolve actividades de I&D e presta serviços avançados para a Indústria em termos de projetos, peritagens, consultoria, estudos e ensaios. As actividades do LMR estão particularmente direccionadas para a durabilidade de materiais para sistemas de energia. O financiamento da INIESC permitiu melhorar a resposta do laboratório através da aquisição de um difractómetro de Raios-X (XRD), que se verifica um instrumento crucial para executar análises qualitativas e quantitativas de materiais policristalinos através da identificação das fases químicas ou de compostos químicos e para obter conhecimento sobre os mecanismos de degradação e durabilidade de diferentes materiais.

#### *Bancada electrólise*

Bancada de teste com equipamento e componentes com o objectivo de implementar aumento progressivo de escalonamento nas células e módulos do electrolisador com abordagem a problemas de materiais e configurações num programa muito abrangente. Entre os equipamentos e componentes encontram-se células electrolíticas, circuito de oxigénio, circuito de vapor, sistema de arrefecimento, pré-aquecedor do ar, compressor, separadores e reguladores de mistura.



Figura 4: Bancada laboratorial para investigação de materiais para a produção de combustíveis solares por eletrólise de alta temperatura e ciclos termoquímicos.

#### Cluster de computação (HPC)

O LNEG encontra-se dotado de um cluster de computação de elevado desempenho (HPC). Entre outros componentes, este cluster é constituído por 96 cores de computação em 6 processadores Intel Xeon Processor E5-2683 v4, 768 Gbytes em 24 módulos de memória e 32Tbytes de armazenamento em 8 discos configurados por hardware em vector RAID-5. A comunicação interna ao cluster adopta o padrão InfiniBand FDR14, com um máximo de 56 Gbits/s.

Entre outros, os principais serviços disponibilizados encontram-se:

- Simulação de Dinâmica de Fluídos Computacional (CFD);
- Simulação de sistemas transientes (incluindo estudo de centrais CSP e de componentes);
- Simulação óptica de sistemas concentradores solares através de *ray-tracing*; e
- Tempo de computação para teste de aplicações computacionais.

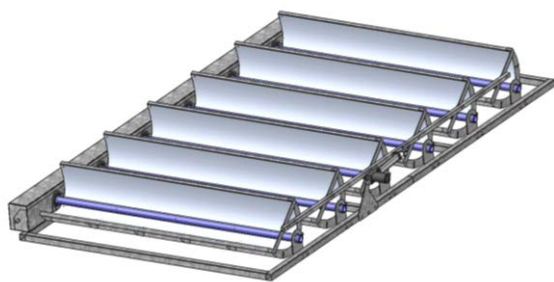
### ACTIVIDADES DE INVESTIGAÇÃO

Tendo-se iniciado actividades de investigação em todos os tópicos previstos no projecto, podem realçar-se até ao presente as actividades no domínio do desenvolvimento de concentradores solares e no domínio do armazenamento térmico com sais fundidos.

#### Desenvolvimento de concentradores solares

Com enquadramento na Actividade A1, foram desenvolvidas diferentes soluções para calor de processo industrial e produção de electricidade por via termosolar.

No âmbito do projeto SHIP (SHIP, 2019), foi desenvolvido um novo protótipo otimizado para uma instalação específica em Évora, do tipo QS-CPC (Concentrador Parabólico Composto Quase-Estacionário). Foi instalado na plataforma de ensaio PECS um módulo deste concentrador e ensaiado de acordo com a norma de ensaio (ISO 9806) para a sua caracterização óptica e térmica (Osório et al., 2019). A Figura 5 mostra alguns detalhes do coletor. Neste projeto, um campo solar constituído por 40 módulos foi instalado para o fornecimento de calor a processos industriais da empresa Kemet Electronics Portugal em Évora (Kemet Electronics, 2020). A configuração instalada em Évora tem uma área de abertura de 4,61 m<sup>2</sup> para uma concentração efectiva de 2,64X (correspondendo a um semi-ângulo de aceitação de 10°).



(a)



(b)

Figura 5: Coletor QS-CPC: (a) esquema conceptual; (b) construção pela empresa portuguesa MCG e em testes de durabilidade na estação de ensaios atmosférica de Sines (LNEG).

No âmbito do projecto ALFR-Alentejo (ALFR-ALENTEJO, 2020), foi desenvolvida uma solução inovadora Advanced Linear Fresnel Reflector (ALFR), como se mostra na Figura 6. Este concentrador foi desenvolvido para uma concentração de 45X, pretendendo-se operar até temperaturas de 560°C usando sais fundidos como fluido de transferência de calor e meio de armazenamento. Serão instalados dois protótipos: (1) protótipo de 440 m<sup>2</sup> instalado na plataforma EMSP para ensaio até 560°C e (2) protótipo de 44 m<sup>2</sup> na plataforma PECS para ensaios até 400°C.

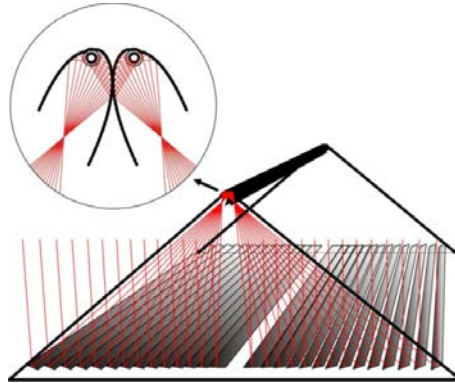
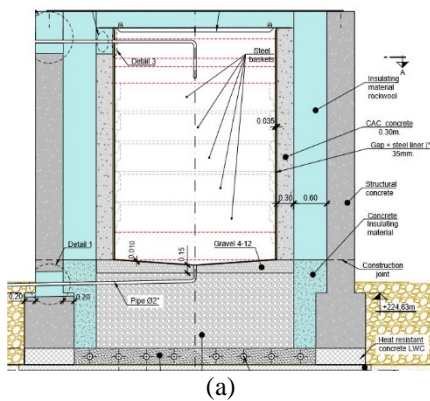


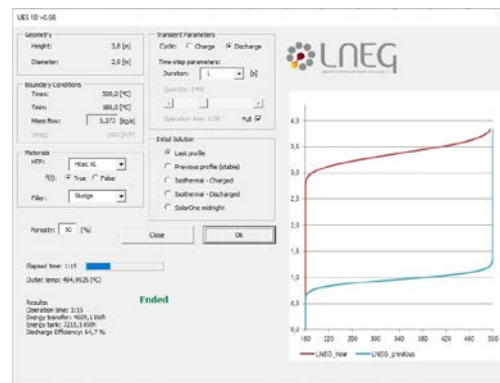
Figura 6: Concentrador Advanced Linear Fresnel Reflector.

Armazenamento térmico com sais fundidos

No âmbito do projecto H2020 NewSOL (NEWSOL, 2017) encontra-se a ser construído um sistema de armazenamento em tanque único Figura 7a) na plataforma EMSP. A modelação deste tanque foi realizada com recurso ao modelo UES\_1D do LNEG de forma a estudar o comportamento do tanque para permitir a operacionalização do mesmo (Figura 7b), bem como conhecer o decaimento temporal da estratificação tanque e, adicionalmente, através do desenvolvimento de um modelo 2D, também no LNEG, com vista ao estudo da distribuição de temperatura na distância radial do tanque (Figura 8) e à quantificação das perdas térmicas pelas envolventes do tanque, com ênfase na envolvente vertical e na horizontal de topo.



(a)



(b)

Figura 7: Tanque único de armazenamento de energia térmica em calor sensível: (a) Corte vertical pela corda máxima; (b) Modelo UES\_1D.

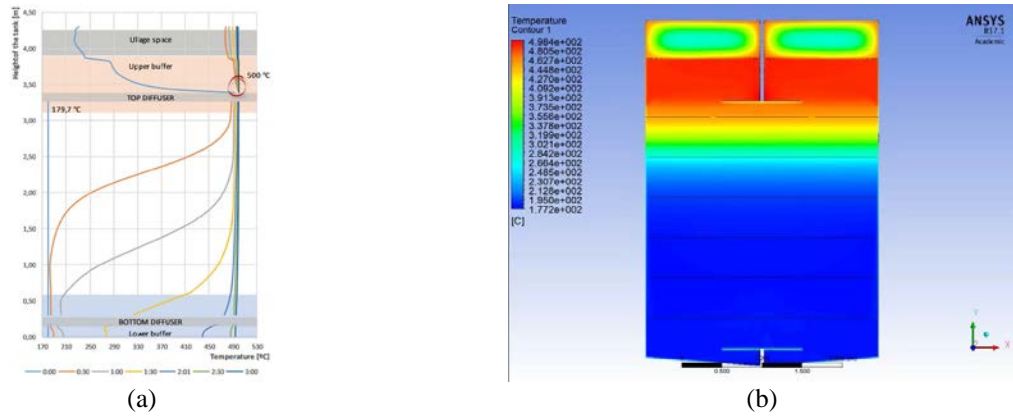


Figura 8: Tanque único de armazenamento de energia térmica em calor sensível: (a) Corte axial pela corda máxima; (b) Modelo UES\_ID.

A construção do protótipo piloto, com uma capacidade térmica total de 3,1 MW<sub>th</sub> conclui-se com o comissionamento e ensaio previstos para o início de 2021.

Combustíveis solares

No âmbito do projecto Ambition (H2020) (Ambition, 2016) foram realizados ensaios de gasificação de diferentes tipos de biomassa para estudar o efeito das condições experimentais, nomeadamente: temperatura de gasificação, tipo de agente de gasificação e respectivos caudais, presença e tipo de catalisador, para além das características da biomassa a gasificar.

Desenvolvimento de uma base de dados de publicações dedicadas à conversão termoquímica solar (ver Figura 9). Esta base de dados inclui reatores solares com utilização de radiação direta e de utilização de calor por via da conversão da radiação solar, potência térmica absorvida pelos reatores e inclui os processos de termoquímicos de gasificação, pirólise e reações de oxirredução. Entre os parâmetros analisados encontram-se a temperatura, pressão, tempos de reação ou de residência, composição química da matéria prima, composição da atmosfera reaccional, produção de combustíveis solares, nomeadamente hidrogénio, hidrocarbonetos e monóxido de carbono, eficiência de conversão, etc. Este trabalho tem vindo a ser desenvolvido no âmbito do projeto SFERA-III (H2020) (SFERA-III, 2019) e será também utilizado na concepção de reatores de gasificação para síntese de combustíveis solares.

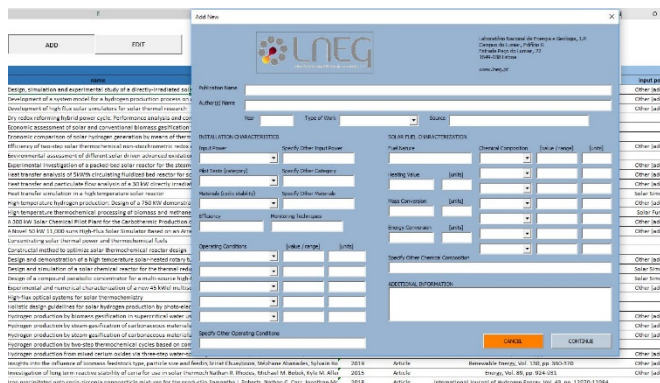


Figura 9: Interface gráfica da base de dados relativa à revisão bibliográfica.

Encontra-se, ainda, em curso um projecto nacional que visa a produção de hidrogénio pela via termoquímica solar, utilizando eco cerâmicas de céria com a estrutura de cortiça. O material redox à base de céria com grau de pureza 99,9%, desenvolvido para o efeito pela Universidade de Aveiro, foi ensaiado, com êxito, na produção de CO a partir de CO<sub>2</sub>, num forno solar do laboratório PROMES do CNRS, em Odeillo (França) utilizando a energia solar concentrada como fonte de aquecimento renovável, em 2017 (Figura 10).



Figura 10: Ensaios de produção de CO pela via termoquímica solar usando energia solar concentrada como fonte de aquecimento (a) forno MSSF do PROMES-CNRS, (b) grânulos de céria com estrutura celular da cortiça após ensaio.

**Materiais**

Foram também estudadas, durante este período e ainda no âmbito do projeto H2020 NewSOL [11], misturas de sais alternativas. Foram realizados diversos estudos a nível laboratorial para caracterizar três misturas de sais distintas: 1 sal binário (Na-K NO<sub>3</sub>) e 2 sais ternários (Na-K-Ca NO<sub>3</sub> e Na-K-Li NO<sub>3</sub>). A caracterização incidiu nos seguintes aspectos: determinação do ponto de fusão, perda de massa, variação de propriedades com a temperatura (viscosidade, densidade, condutividade térmica), estabilidade da mistura a fim de definir a temperatura máxima de operação. Na Figura 11 apresenta-se um gráfico que indica a temperatura de fusão para diferentes misturas com base nos resultados obtidos.

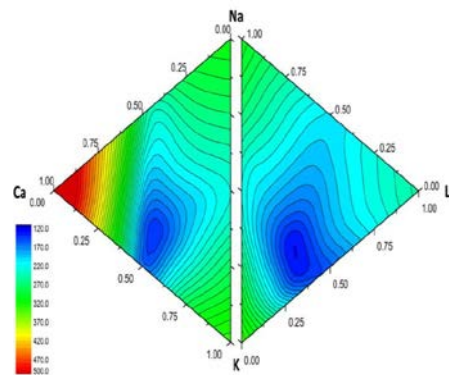


Figura 11: Representação gráfica dos pontos de fusão para diferentes misturas ternárias de sais fundidos.

Além da caracterização das misturas foi estudada a estabilidade térmica das misturas ternárias até 4000 h, tendo-se verificado que a temperatura máxima de operação se deverá situar nos 500 °C, para a mistura de cálcio, e nos 470 °C para a mistura de lítio. A essas temperaturas, as misturas são consideradas termicamente estáveis com baixa decomposição de nitratos e de óxidos, e baixa formação de carbonatos (Figura 12). Deste modo a gama de temperaturas adequadas para a utilização destes sais são de 170 °C (30 °C acima do ponto de fusão) a 500 para o Ca-K-Na NO<sub>3</sub> e de 150 (30 °C acima do ponto de fusão) a 470 °C para o Li-K-Na NO<sub>3</sub>.

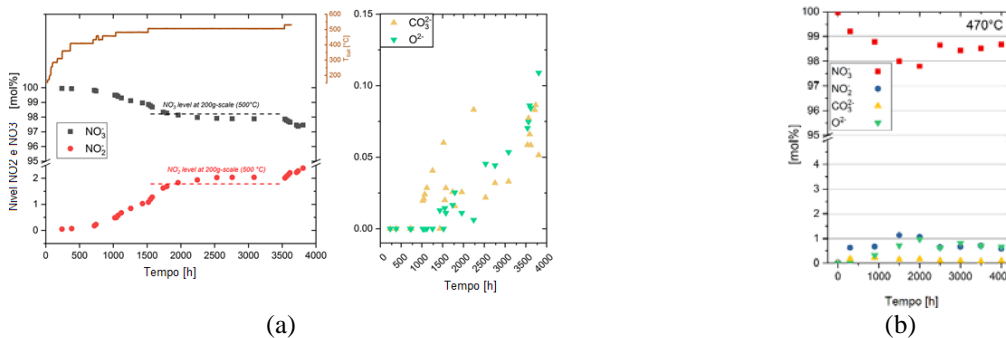


Figura 12: Estabilidade térmica da misturas ternária para tempos de ensaio até 4000 h: (a) K-Na-Ca NO<sub>3</sub>; (b) K-Na-Li NO<sub>3</sub>.

No âmbito de novos materiais, que sejam adequados, duráveis e fiáveis, para conceber e fabricar uma nova geração de componentes para tecnologias de concentração de energia solar (CSP) com custo acessível, foram seleccionados três materiais, designadamente espumas de mulite revestidas com óxido de ferro, de alumina castanha e de céria. Estes materiais foram submetidos a ciclos térmicos, em condições bem controladas, num forno solar, no âmbito do projecto europeu SFERA 2 (SFERA-II, 2014) (Figura 13). Em particular, avaliou-se o efeito da diferença de temperatura à superfície ( $\Delta T$ ), do gradiente ao longo da respectiva espessura e do número de ciclos térmicos, na integridade estrutural dos referidos materiais, através da determinação da sua resistência térmica remanescente ( $\sigma_{cs}$ ). As espumas de mulite apresentaram a melhor resistência ao choque térmico em contraste com o pior desempenho das de céria. É de realçar que o investimento efectuado, através do financiamento da INIESC, na actualização do SEM (Scanning Electron Microscope) (incluindo o novo sistema de EDS - Energy Dispersive Spectroscopy) se revelou crucial para o êxito desta investigação.



Figura 13: Ensaios de resistência ao choque térmico de espumas cerâmicas por exposição direta a radiação solar concentrada (a) forno SF40 da PSA-CIEMAT, Tabernas, Espanha e (b) materiais ensaiados.

Foram, também, realizados estudos de durabilidade de reflectores de alumínio e de vidro, quer através de ensaios de envelhecimento acelerados com diferentes contaminantes, quer da sua exposição natural em estações de ensaio atmosféricas em ambientes com diferentes corrosividades (Lumiár – Lisboa e Sines) (Figura 14). Nesta actividade, foram realizados trabalhos pré-normativos relativos ao desenvolvimento de metodologias de ensaio de envelhecimento acelerado de materiais reflectores para concentradores solares.



Figura 14: Estudos de durabilidade de reflectores em exposição natural nas estações de ensaio atmosféricas em ambientes com diferentes corrosividades (Lumiár – Lisboa e Sines)

## ACTIVIDADES DE CAPACITAÇÃO E DISSEMINAÇÃO

### Formação

A componente de formação focou-se em três tópicos fundamentais: (1) Constituição de um curso de formação sobre tecnologias CSP e outras aplicações (School, 2019); (2) supervisão de teses de mestrado/doutoramento e estágios e (3) actividade docente. A Tabela 1 apresenta uma súpula dos vários indicadores de performance.

Tabela 1: Indicadores de performance.

Descrição	2017	2018	2019	Total
Publicações científicas	4	3	4	11
Livros	1		1	2
Artigos em revistas internacionais	3	3	3	9
Relatórios	3	4	3	10
Formação avançada	5	2	3	10
Teses de doutoramento	3		1	4
Teses de mestrado	2	2	2	6
Aplicações computacionais			1	1
Instalações piloto	1	1	1	3
Investigadores a trabalhar em infra-estruturas de investigação melhoradas	28	32	32	77

Em colaboração com o Instituto Português de Energia Solar (IPES) (IPES, 2010), foram realizados vários simpósios nos quais a INIESC (e os temas por ela abordados) esteve representada (IPES, 2016). Nestes simpósios o tema central foi a concentração solar, com várias apresentações sobre os mais recentes desenvolvimentos tecnológicos e discussão sobre o futuro do sector.

#### COMENTÁRIOS FINAIS

A exploração do verdadeiro potencial de utilização do recurso solar na descarbonização da economia implica o desenvolvimento de tecnologias assentes na conversão de fluxos radiativos de maior densidade energética que a apresentada directamente pela radiação solar incidente na superfície terrestre. A integração destas soluções em aplicações e no sistema energético implica o desenvolvimento de sistemas de controlo e gestão de despachabilidade. A INIESC foca os seus objectivos no desenvolvimento de sistemas de concentração solar, de armazenamento energético e de aplicações que constituem soluções para a descarbonização do sistema electroprodutor, da Indústria e dos Transportes, estendendo o potencial contributo do recurso solar na descarbonização da economia muito para além do sector Residencial.

#### AGRADECIMENTOS

A infraestrutura INIESC foi desenvolvida e encontra-se em operação no âmbito do Projecto “INIESC – Infraestrutura Nacional de Investigação em Energia Solar de Concentração” (ALT20-03-0145-FEDER-022113) com um orçamento global de 3.096.701,90 €co-financiado por fundos nacionais por via da FCT-MCTES (PIDDAC, 867.505,44 €) e dos Programas Operacionais Regionais do Alentejo (PORA, 1.870.974,10 €) e de Lisboa e Vale do Tejo (PORLVT, 358.222,36) das respectivas Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Alentejo (CCDR-A) e de Lisboa e Vale do Tejo (CCDR-LVT) .

#### REFERÊNCIAS

- ALFR-ALENTEJO, 2020. ALFR-ALENTEJO [WWW Document]. URL [www.alfr-alentejo.uevora.pt](http://www.alfr-alentejo.uevora.pt)
- Ambition, H., 2016. Ambition Project [WWW Document]. URL <https://cordis.europa.eu/project/id/731263>
- DLR, 2016. HPS-2 Project [WWW Document]. URL [http://elib.dlr.de/110746/1/160201\\_HPS2\\_EMSP\\_KH .pdf](http://elib.dlr.de/110746/1/160201_HPS2_EMSP_KH.pdf)
- FCT, 2014. Roteiro Infraestruturas [WWW Document]. URL <https://www.fct.pt/apoios/equipamento/roteiro/index.phtml.pt>
- IPES, 2016. Simpósio IPES [WWW Document].



- IPES, 2010. IPES [WWW Document]. URL <http://www.ipes.pt/ipes/>
- Kemet Electronics, 2020. Kemet webpage [WWW Document]. URL <https://www.kemet.com/en/us.html>
- LNEG, 2014. LNEG, I.P. [WWW Document]. URL <https://dre.pt/pesquisa/-/search/56384881/details/maximized>
- MASLOWATEN, 2015. MASLOWATEN PROJECT [WWW Document]. URL [www.maslowaten.eu%0A](http://www.maslowaten.eu%0A)
- NEWSOL, 2017. NEWSOL Project [WWW Document]. URL [www.newsol.uevora.pt](http://www.newsol.uevora.pt)
- Osório, T., Horta, P., Collares-Pereira, M., 2019. Method for customized design of a quasi-stationary CPC-type solar collector to minimize the energy cost. *Renew. Energy* 133, 1086–1098. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.110>
- PVCROPS, 2012. PVCROPS Project [WWW Document]. URL <https://cordis.europa.eu/project/id/308468>
- School, S., 2019. Summer School [WWW Document].
- SFERA-II, 2014. SFERA-II project website [WWW Document]. URL <https://sfera2.sollab.eu>
- SFERA-III, 2019. SFERA-III Project [WWW Document]. URL <https://sfera3.sollab.eu/>
- SHIP, 2019. SHIP Project [WWW Document]. URL <https://www.solarheatindustrial.com>
- Universidade de Évora, 2010. Cátedra Energias Renováveis [WWW Document]. URL [www.catedraer.uevora.pt](http://www.catedraer.uevora.pt)



## DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE PLANTAS SOLARES FV EN DIFERENTES LATITUDES DE MÉXICO

**Zeaiter Z.H.\*, Cagigas M.H.\*, Amador G.J.\*\***

\* HMH SOLAR S.A. de C.V. Departamento de Ingeniería, Av. Insurgentes Sur 1647, 03900 San José Insurgentes, Benito Juárez, Ciudad de México – México, e-mail: [hzeaiter@hmsolar.com](mailto:hzeaiter@hmsolar.com), [hcagigas@hmsolar.com](mailto:hcagigas@hmsolar.com)

\*\* Universidad Politécnica de Madrid. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Automática y Física Aplicada, Ronda de Valencia, 3, 28012, Madrid - España, e-mail: [julio.amador@upm.es](mailto:julio.amador@upm.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2027>

### RESUMEN

En este estudio se compara el rendimiento de tres configuraciones geométricas: Estructura Fija y Seguidores de un eje "1X" y de dos ejes "2X" para 12 sitios de distintas latitudes en los Estados Unidos Mexicanos, desde 16.85°N a 31.66°N.

Para cada configuración geométrica y latitud se obtiene la producción específica final  $Y_f$  en función del Ratio de Ocupación GCR (Ground Cover Ratio). A su vez, para cualquier GCR, se optimiza el ángulo de inclinación " $\beta$ " en Estructura Fija y el  $GCR_{NS}$  direccional (en dirección Norte-Sur) en el caso del seguidor de dos ejes.

Con respecto a la Estructura Fija y para sitios con baja fracción difusa, se observa que el Seguidor 1X tiene una ganancia que oscila entre el 23,03% y el 24,04% con la latitud, mientras que el Seguidor 2X tiene ganancia más pronunciada, desde el 30,96% hasta el 36,04%. En los sitios con una fracción de difusa similar, la ganancia del Seguidor 2X con respecto al Seguidor 1X aumenta con la latitud, de 5,58% (latitudes bajas) a 10,33% (latitudes altas). Cuanto menor sea la fracción de difusa, más adecuado será apuntar al sol; cuanto mayor es la fracción de difusa, más apropiado apuntar al cenit.

**PALABRAS CLAVES:** Plantas FV, Producción específica  $Y_f$ , Ratio de ocupación GCR, Fracción de Difusa

### ABSTRACT

This study compares the performance of three geometric configurations: Fixed Structure, one-axis and two-axis trackers for 12 sites at different latitudes in Mexican United States, ranging from 16.85°N to 31.66°N.

For each geometric configuration and latitude, the final specific production  $Y_f$  is obtained as a function of Ground Cover Ratio GCR. In turn, for any GCR, the inclination angle " $\beta$ " is optimized for Fixed Structure, and the directional  $GCR_{NS}$  (in the North-South direction) for two-axis tracker.

Compared to Fixed Structure, and for sites with low diffuse fraction, it is observed that one-axis tracker has a little gain change with latitude, between 23.03% and 24.04%, while two-axes tracker has more noticeable gain change, ranging from 30.96% to 36.04%.

At sites with a similar diffuse fraction, the gain of two-axis tracker relative to one-axis increases with latitude, from 5.58% (low latitudes) to 10.33% (high latitudes).

The smaller the diffuse fraction, the more suitable will be pointing at the sun, the greater the diffuse fraction, the more appropriate pointing at the zenith.

**KEYWORDS:** PV Plant, Final Yield  $Y_f$ , Ground Cover Ratio GCR, Diffuse Fraction.

## INTRODUCCIÓN

La implementación creciente de las energías renovables en México durante los últimos años ha sido impulsada por la reforma energética. Las metas nacionales de energía limpia, que establecen un incremento en la participación de energías limpias en el mix eléctrico desde el 20% en 2015 hasta el 35% en 2024, además de los compromisos internacionales en la COP21, han empujado a empresas nacionales e internacionales, fabricantes de módulos fotovoltaicos, así como fondos de inversión, a implicarse en el desarrollo de plantas solares fotovoltaicas a gran escala. De hecho, en los últimos cinco años se han adjudicado proyectos fotovoltaicos de 6,4 GW mediante tres subastas de energía [1]. Por otro lado, México, debido a su gran extensión, abarca un amplio intervalo de latitudes: desde 14°N hasta 32°N. Todo ello fue el motivo para llevar a cabo este trabajo con el objetivo de proporcionar un diseño de plantas solares fotovoltaicas optimizado en cualquier latitud de México.

El rendimiento, la eficiencia y la rentabilidad de una planta fotovoltaica conectada a red depende en gran medida del diseño en la etapa inicial y abarca un amplio espectro de variables como:

- El recurso solar del sitio
- La selección de los componentes principales: módulo, inversor y sistema soporte
- El sobredimensionamiento del campo fotovoltaico con respecto a la potencia nominal del inversor
- La optimización de los parámetros geométricos (inclinación del módulo, distancia entre filas en función de la latitud y condiciones climáticas locales)
- La elección de la configuración del seguimiento solar en caso de seleccionarse como opción
- La optimización de los parámetros económicos en función de los geométricos
- La ejecución de la ingeniería de detalle de la planta

Son muchos los trabajos publicados en la literatura que hacen referencia a las variables antes mencionadas, especialmente a la optimización de parámetros geométricos, sin embargo muy escasos son los trabajos que combinan la optimización de parámetros geométricos y económicos [2], [3], [4], [5], [6], [7],[8], [9], [10], [11], [12], [13].

Debido al alto grado de detalle técnico-económico requerido para este estudio, se ha desarrollado una herramienta de dimensionado y optimización propia (HMH-SPV) que se encuentra en proceso de publicación [14]. Esta herramienta ha sido contrastada con la herramienta PVsyst extensamente empleada y aceptada en el diseño y cálculo de las plantas solares fotovoltaicas. Los cálculos solares llevados a cabo por HMH-SPV se realizan en base horaria y se integran en forma anual, teniendo en cuenta:

- **Datos meteorológicos:** datos horarios de irradiación horizontal global, difusa y temperatura ambiente.
- **Transposición:** la irradiación horizontal horaria se transpone a la irradiación en el plano del módulo solar aplicando el modelo anisotrópico de Hay [15], en el que la irradiación difusa se divide en dos componentes: circunsolar e isotrópica.
- **Implementación de la estrategia de back-tracking en los sistemas de seguimiento [16].**
- **Las pérdidas por:** sombras geométricas de irradiancia directa y difusa, efecto eléctrico [17], suciedad y ángulo de incidencia [18], tolerancia de potencia del módulo, degradación de potencia inicial producida por luz (Light Induced Degradation LID), degradación de potencia a largo plazo, pérdida de potencia por dispersión de parámetros (mismatch), pérdida de potencia por temperatura, pérdida por limitación de potencia del inversor y por el control de potencia de la planta en el punto de interconexión, pérdida por inyección de reactiva en respuesta a las consignas del operador del sistema, pérdida de conversión de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) de potencia, pérdida de cableado (DC, baja tensión de AC, media tensión de AC y alta tensión de AC), pérdida por el efecto corona), pérdida de potencia en transformadores (hierro y cobre) de media y alta tensión, consumo auxiliar e indisponibilidad de la planta.

## METODOLOGÍA

Para llevar a cabo el análisis de sensibilidad y, por tanto, el estudio comparativo en diferentes latitudes de las tres configuraciones geométricas (Estructura Fija, Seguidor 1X horizontal Norte-Sur y Seguidor 2X donde el eje principal es horizontal Norte-Sur), así como la optimización, se propone un criterio homogéneo relacionado con la pérdida de la producción específica que nos permite realizar una comparación válida.

Se han seleccionado 12 emplazamientos con el propósito de representar una amplia gama de latitudes y climas en México. La Tabla 1 contiene datos meteorológicos para cada sitio, agrupados en cuatro franjas de latitud. Las columnas 4 a 7 muestran respectivamente datos anuales de la irradiación horizontal global (H), irradiación horizontal difusa ( $H_d$ ), fracción de difusa ( $D_f$ ) y temperatura media del aire ( $T_a$ ).

Tabla 1. Datos meteorológicos de los emplazamientos analizados

Emplazamiento	Latitud[°]	Longitud[°]	H [kWh/m <sup>2</sup> ]	H <sub>d</sub> [kWh/m <sup>2</sup> ]	D <sub>f</sub>	T <sub>a</sub> [°C]
Acapulco	16.85	-99.81	2,058	789	38.3%	26.7
Chontalpa	17.66	-93.44	1,742	857	49.2%	27.1
Tehuiztzingo	18.33	-98.26	2,230	678	30.4%	20.1
Playa del Carmen	20.64	-87.07	1,750	839	47.9%	26.8
Aguascalientes	21.89	-102.28	2,083	719	34.5%	19.5
Cabo San Lucas	22.91	-109.91	2,197	677	30.8%	26.8
Torreón	25.55	-103.41	1,995	705	35.3%	23.7
Monterrey	25.69	-100.26	1,864	740	39.7%	23.3
Reynosa	26.04	-98.30	1,761	805	45.7%	24.9
Piedras Negras	28.69	-100.52	1,840	727	39.5%	23.6
Hermosillo	29.06	-110.95	2,124	600	28.2%	25.1
Ciudad Juárez	31.66	-106.52	2,065	559	27.1%	18.9

Fuente: Meteonorm 7.2 [14]

La Figura 1 muestra los sitios en el mapa de México con el color correspondiente para cada uno.

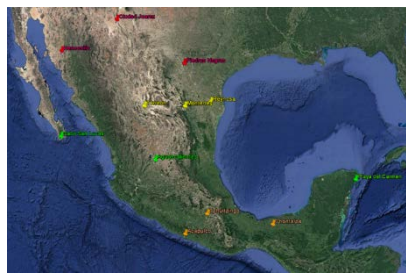


Figura 1. Localización geográfica de los emplazamientos estudiados. Fuente: Google Earth

La

Figura 2 muestra los datos anuales de la irradiación horizontal global y de la difusa para todos los sitios estudiados. Se puede observar que, dentro de cada uno de los cuatro intervalos de latitudes, hay un sitio que tiene la componente de difusa más alta que el resto, Chontalpa (latitud < 20°), Playa del Carmen (20° < latitud < 25°), Reynosa (25° < latitud < 28°) y Piedras Negras (latitud > 28°). Una componente de difusa más alta implica menor irradiación horizontal global.

El efecto de la latitud sobre la irradiación global horizontal anual, H, se puede observar tomando los tres emplazamientos: Tehuiztzingo (18.33°N), Cabo San Lucas (22.91°N) y Hermosillo (29.06°N) con una componente de difusa similar y cercana al 30%. H disminuye conforme aumenta la latitud: Tehuiztzingo: 2,230 kWh/m<sup>2</sup>, Cabo San Lucas 2,197 kWh/m<sup>2</sup> y Hermosillo 2,124 kWh/m<sup>2</sup>. Esto es debido al peor ángulo de incidencia del vector sol sobre el plano horizontal.

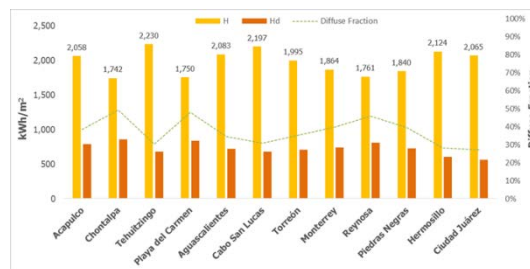


Figura 2. Datos de irradiación anual horizontal global y difusa de los 12 sitios estudiados

Se ha realizado un conjunto de simulaciones con paso horario variando los parámetros geométricos según el rango y paso que se muestra en la Tabla 2. En estas simulaciones se considera el resto de parámetros constantes, por ejemplo, el efecto eléctrico, la suciedad, etc.

Tabla 2. Los parámetros de entrada para todo el conjunto de simulaciones realizadas

Configuración	Parámetro de entrada	Rango	Paso
Estructura Fija	GCR, $\beta$	GCR [0.30 a 1.00] y $\beta$ [0 a 30]	GCR = 0.01 y $\beta$ = 5
Seguidor 1X	GCR	GCR [0.20 a 0.60]	GCR = 0.01
Seguidor 2X	GCR <sub>NS</sub> , GCR <sub>EW</sub>	GCR <sub>NS</sub> : [0.2, 1.0], GCR <sub>EW</sub> : [0.20, 0.60]	GCR <sub>NS</sub> : 0.1, GCR <sub>EW</sub> : 0.01

Se han realizado un total de 907 simulaciones. Como dato de salida, se tiene la producción específica anual ( $Y_f$ ) en función de GCR (Ground Cover Ratio, que es el cociente entre Área de módulo y Área de terreno). En el caso de un seguidor 1X, hay una relación directa entre  $Y_f$  y GCR y no hay otro parámetro geométrico que interviene, es decir obtenemos una única curva que los relaciona, mientras que en los casos de Estructura Fija interviene el ángulo de inclinación  $\beta$  y en el caso del Seguidor 2X interviene GCR<sub>NS</sub>, por lo que obtenemos una familia de curvas para cada una. Para las tres configuraciones, y para un GCR dado, solo se considera la máxima producción específica final anual  $Y_f$ , es decir, la curva envolvente. Por lo tanto, el ángulo de inclinación  $\beta$  y GCR<sub>NS</sub> son óptimos para cada GCR.

Una vez se obtiene la curva envolvente, el paso final de la optimización es encontrar un compromiso entre  $Y_f$  y GCR. Dado que un mayor GCR conduce a un menor  $Y_f$  debido a un mayor sombreado en la Estructura Fija y una menor ganancia en los seguidores dotados de la estrategia de back-tracking.

Para establecer un criterio de diseño homogéneo independiente de la latitud para las tres configuraciones geométricas, se define un parámetro llamado pérdida en la producción específica final anual ( $Y_{fL}$ ) como:

$$Y_{fL} = 1 - \frac{Y_f}{Y_{fM}} \quad (1)$$

Siendo  $Y_f$  la producción específica final anual y  $Y_{fM}$  es la máxima producción específica final anual que se obtiene por una única fila de módulos (sin filas adyacentes).

En la Tabla 3 se muestra la máxima producción específica final anual para las tres configuraciones geométricas: Estructura Fija, Seguidor 1X y Seguidor 2X correspondientes a los 12 emplazamientos estudiados.

 Tabla 3. Producción específica máxima ( $Y_{fM}$ ) para las tres configuraciones geométricas y todos los sitios estudiados

Sitio	Latitud (°)	Estructura Fija	Seguidor 1X	Seguidor 2X
Acapulco	16.85	1,727	2,161	2,266
Chontalpa	17.66	1,440	1,739	1,795
Tehuiztingo	18.33	1,912	2,440	2,576
Playa del Carmen	20.64	1,477	1,781	1,863
Aguascalientes	21.89	1,807	2,304	2,451
Cabo San Lucas	22.91	1,866	2,365	2,520
Torreón	25.55	1,717	2,148	2,293
Monterrey	25.69	1,597	1,970	2,089
Reynosa	26.04	1,496	1,819	1,919
Piedras Negras	28.69	1,596	1,962	2,106
Hermosillo	29.06	1,872	2,354	2,572
Ciudad Juárez	31.66	1,887	2,378	2,619

Para elegir un criterio de optimización, partimos del hecho que la función  $Y_f - GCR$  no tiene un máximo, y que la producción específica máxima  $Y_{fM}$  no se puede alcanzar (ya que eso implicaría un GCR cercano a cero, lo que llevaría a una separación de filas muy grande). Por lo tanto, la elección de un  $Y_{fM}$  razonable llevaría a la determinación de un par ( $Y_f$ , GCR) que cae en la envolvente de la familia de curvas y que cumpla que un pequeño cambio en GCR conduzca a un cambio muy pequeño en  $Y_f$ . Por otro lado, el criterio de la pérdida en la producción específica final anual  $Y_{fL}$  exigida se establece para cada una de las configuraciones geométricas independientemente de la latitud, esta se detalla en la Tabla 4.

 Tabla 4. Los criterios de  $Y_{fL}$  para las tres configuraciones geométricas

Configuración	$Y_{fL}$
Estructura Fija	2.0 %
Seguidor 1X	4.0 %
Seguidor 2X	4.0 %

RESULTADOS

En esta sección se obtienen los resultados de optimización para las tres configuraciones geométricas: Estructura fija, Seguidor 1X, Seguidor 2X /ver Figuras 3, 4 y 5) en los 12 emplazamientos.

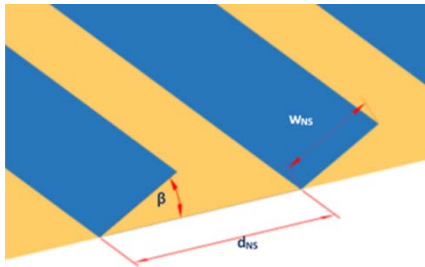


Figura 3. Estructura fija

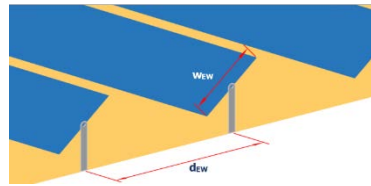


Figura 4. Seguidor 1X

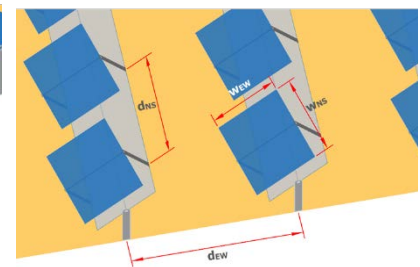


Figura 5. Seguidor 2X

Estructura Fija

El ratio de ocupación GCR (Ground Cover Ratio) [19] se define como sigue:  $GCR = \frac{W_{NS}}{d_{NS}}$  (2)

Siendo:  $W_{NS}$  el ancho de fila en dirección Norte-Sur y  $d_{NS}$  la separación entre filas en la misma dirección.

La optimización geométrica para cada sitio consiste en determinar el par (GCR,  $\beta$ ) óptimo. El método para calcular estos parámetros se basa en las siguientes consideraciones:

- Maximizar  $Y_f$  bajo las siguientes restricciones:
  - $Y_{fL}$  sea lo más cercano posible al 2,0%
  - Mínima distancia entre filas para la transitabilidad:  $GCR \leq 0.80$

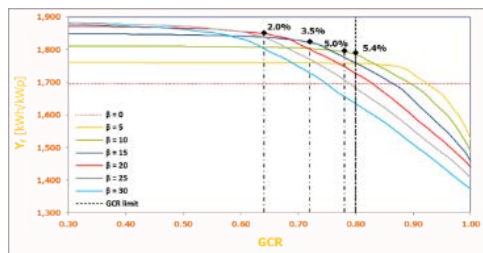


Figura 6. Ejemplo de optimización aplicando diferentes criterios de  $Y_{fL}$  (latitud 31.66°)

Tabla 5. Parámetros optimizados. Estructura fija

Site	Latitud(°)	Longitud(°)	GCR	$\beta$	$Y_n$	$Y_f$ [kWh/kW <sub>p</sub> ]
Acapulco	16.85	-99.81	0.80	10	1.2%	1,707
Chontalpa	17.66	-93.44	0.80	5	0.7%	1,430
Tehuiztingo	18.33	-98.26	0.80	10	1.2%	1,888
P. del Carmen	20.64	-87.07	0.80	10	1.5%	1,454
Aguascalientes	21.89	-102.28	0.78	10	2.0%	1,771
Cabo San Lucas	22.91	-109.91	0.80	10	1.8%	1,833
Torreón	25.55	-103.41	0.75	15	2.0%	1,683
Monterrey	25.69	-100.26	0.80	10	2.0%	1,566
Reynosa	26.04	-98.30	0.80	10	1.8%	1,469
Pied. Negras	28.69	-100.52	0.72	15	2.0%	1,564
Hermosillo	29.06	-110.95	0.67	20	2.0%	1,835
Ciudad Juárez	31.66	-106.52	0.64	20	2.0%	1,849

La Figura 6 muestra un ejemplo de cómo se obtienen los diferentes parámetros geométricos en función del criterio  $Y_{fL}$  elegido. Considerando cuatro valores de  $Y_{fL}$  diferentes, 2.0%, 3.5%, 5.0% y 5.4%, se obtienen los pares óptimos (GCR,  $\beta$ ) respectivamente: (0.64, 20°), (0.72, 15°), (0.78, 10°), (0.8, 10°). El parámetro GCR para  $Y_{fL} = 5.4\%$  está determinado por la restricción del criterio de transitabilidad, mientras que el resto están determinados por el criterio de  $Y_{fL}$ . El par óptimo (GCR,  $\beta$ ) en la latitud 31.66° es el que cae en la envolvente de la familia de curvas y que cumpla el criterio de  $Y_{fL}$  cercano al 2.0% y al de  $GCR \leq 0.8$ , esto es:  $GCR = 0.64$  y  $\beta = 20^\circ$ .

La Tabla 5 muestra los resultados de la optimización geométrica para cada sitio. Se puede observar que algunos resultados están determinados por el criterio de transitabilidad, es decir  $GCR = 0.8$ , en esos casos, suele ser  $Y_{fL} \sim 2.0\%$ , mientras los que están con  $GCR < 0.8$  son determinados por el criterio de  $Y_{fL} \sim 2.0\%$ .

Con la latitud, el ángulo de inclinación  $\beta$  tiende a aumentar mientras GCR disminuye.

Además, es importante resaltar que la influencia de los datos meteorológicos puede contrarrestar la influencia de la latitud. En sitios con mayor fracción de difusa (menor H y menor  $Y_f$ ), el ángulo de inclinación tiende a ser menor que en sitios con menor fracción de difusa (mayor H y mayor  $Y_f$ ) en latitudes próximas. Por ejemplo, se puede considerar:

- Chontalpa le corresponde  $\beta = 5^\circ$ , mientras que Acapulco  $\beta = 10^\circ$  o Tehuiztingo con  $\beta = 10^\circ$
- Reynosa le corresponde  $\beta = 10^\circ$ , mientras que Torreón  $\beta = 15^\circ$ . Debido al mayor componente de difusa de la primera, el ángulo de inclinación óptimo es menor.

Seguidor 1X

El ratio de ocupación GCR (Ground Cover Ratio) se define como:  $GCR = \frac{W_{EW}}{d_{EW}}$  (3)

Siendo:  $W_{EW}$  el ancho de fila en dirección Este-Oeste y  $d_{EW}$  la separación entre filas en la misma dirección. La optimización geométrica para cada ubicación consiste en determinar el parámetro GCR. El método para calcular este parámetro se basa en las siguientes consideraciones:

- Maximizar  $Y_f$  bajo las siguientes restricciones:
  - $Y_{fL}$  sea lo más próximo al 4.0% (puede no ser exactamente 4.0% debido a la precisión numérica del paso de simulación finita).

Tabla 6. Parámetros optimizados. Seguidor 1X

Sitio	Latitud (°)	Longitud (°)	GCR	$Y_{fL}$	$Y_f$ [kWh/kWp]
Acapulco	16.85	-99.81	0.38	3.9%	2,076
Chontalpa	17.66	-93.44	0.39	3.9%	1,670
Tehuiztingo	18.33	-98.26	0.39	4.0%	2,342
P. del Carmen	20.64	-87.07	0.37	3.9%	1,711
Aguascalientes	21.89	-102.28	0.34	4.0%	2,212
Cabo San Lucas	22.91	-109.91	0.38	4.0%	2,271
Torreón	25.55	-103.41	0.36	4.0%	2,062
Monterrey	25.69	-100.26	0.37	4.0%	1,892
Reynosa	26.04	-98.30	0.37	3.9%	1,747
Pied. Negras	28.69	-100.52	0.36	4.0%	1,884
Hermosillo	29.06	-110.95	0.35	3.9%	2,261
Ciudad Juárez	31.66	-106.52	0.34	4.1%	2,280

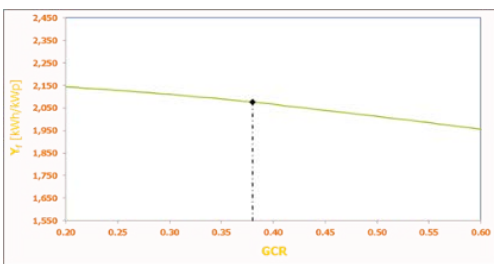


Figura 7. Acapulco. Lat: 16.85°; Lon: -99.81°

Para el criterio  $Y_{fL}$  establecido se ha obtenido un GCR que oscila entre 0,34 y 0,39, que tiende a disminuir levemente con la latitud.

Dentro de los sitios analizados se puede afirmar que dondequiera que se encuentre un lugar de alta irradiación en todo México, se puede llegar fácilmente a  $Y_f$  por encima de los 2,000 kWh / kWp mediante un seguidor de un eje. Además, el GCR para un criterio de  $Y_{fL}$  dado es similar en todos los sitios (la variación máxima es del 15%).



Seguidor 2X

El ratio de ocupación GCR (Ground Cover Ratio) se define como:

$$GCR_{NS} = \frac{W_{NS}}{d_{NS}} \quad GCR_{EW} = \frac{W_{EW}}{d_{EW}} \quad GCR = GCR_{NS} \cdot GCR_{EW} \quad (4) \text{ Siendo: } W_{NS} \text{ y } W_{EW} \text{ el ancho de fila en la dirección N-S y E-W respectivamente, y } d_{NS} \text{ y } d_{EW} \text{ la distancia entre filas en la dirección N-S y E-W respectivamente.}$$

La optimización geométrica para cada ubicación consiste en determinar los siguientes parámetros:

- GCR<sub>NS</sub>
- GCR

El método para calcular estos parámetros se basa en las siguientes consideraciones:

- Maximizar Y<sub>f</sub> bajo las restricciones:
  - Y<sub>fl</sub> lo más cercano posible al 4.0% (puede no ser exactamente 4.0% debido a la precisión numérica del paso de simulación finito)

La Figura 8 muestra un ejemplo de cómo se obtienen diferentes parámetros geométricos dependiendo del criterio Y<sub>fl</sub> elegido. Considerando tres valores de Y<sub>fl</sub> diferentes, 2.0%, 4.0% y 6.0%, se obtienen los pares óptimos (GCR, GCR<sub>NS</sub>) respectivamente: (0.19, 0.70), (0.26, 0.70), (0.33, 0.80). Se puede observar que la curva GCR<sub>NS</sub> = 1.0 (filas sin espacio en dirección norte-sur y por lo tanto el seguidor no puede moverse en el eje secundario) coincide con la curva del seguidor de un eje.

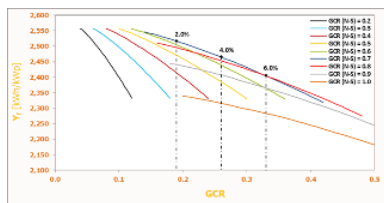


Figura 8. Ejemplo de optimización aplicando diferentes criterios de Y<sub>fl</sub> (latitud 29.06°)

Tabla 7. Parámetros optimizados. Seguidor 2X

En la

Sitio	Lat. (°)	Long. (°)	GCR <sub>NS</sub>	GCR <sub>EW</sub>	GCR	Y <sub>fl</sub>	Y <sub>f</sub> [kWh/kWp]
Acapulco	16.85	-99.81	0.80	0.40	0.32	4.1%	2,174
Chontalpa	17.66	-93.44	0.90	0.35	0.32	3.9%	1,726
Tehuiztingo	18.33	-98.26	0.80	0.40	0.32	4.0%	2,473
P. del Carmen	20.64	-87.07	0.80	0.37	0.30	4.0%	1,789
Aguascalientes	21.89	-102.28	0.80	0.34	0.27	4.0%	2,352
Cabo San	22.91	-109.91	0.80	0.37	0.30	3.9%	2,422
Torreón	25.55	-103.41	0.80	0.34	0.27	4.0%	2,201
Monterrey	25.69	-100.26	0.80	0.35	0.28	4.0%	2,005
Reynosa	26.04	-98.30	0.80	0.35	0.28	4.0%	1,843
Pied. Negras	28.69	-100.52	0.80	0.32	0.26	4.0%	2,021
Hermosillo	29.06	-110.95	0.70	0.37	0.26	4.1%	2,465
Ciudad Juárez	31.66	-106.52	0.70	0.33	0.23	4.0%	2,516

Tabla 7 se observa que GCR<sub>NS</sub>, GCR<sub>EW</sub> y por tanto GCR disminuye ligeramente con la latitud

COMPARATIVA

Tabla 8. Y<sub>f</sub> anual para las tres configuraciones geométricas en los puntos óptimos, así como las ganancias relativas.

Site	Lat (°)	Lon (°)	H (kWh/m²)	D <sub>r</sub>	Y <sub>f</sub> Estructura Fija (EF)	Y <sub>f</sub> Seguidor 1X	Y <sub>f</sub> Seguidor 2X	Ganancia 1X vs EF	Ganancia 2X vs EF	Ganancia 2X vs 1X
Acapulco	16.85	-99.81	2,058	38.3%	1,707	2,076	2,174	21.60%	27.33%	4.71%
Chontalpa	17.66	-93.44	1,742	49.2%	1,430	1,670	1,726	16.77%	20.65%	3.32%
Tehuiztingo	18.33	-98.26	2,230	30.4%	1,888	2,342	2,473	24.04%	30.96%	5.58%
Playa del Carmen	20.64	-87.07	1,750	47.9%	1,454	1,711	1,789	17.63%	22.98%	4.54%
Aguascalientes	21.89	-102.28	2,083	34.5%	1,771	2,212	2,352	24.89%	32.79%	6.32%
Cabo San Lucas	22.91	-109.91	2,197	30.8%	1,833	2,271	2,422	23.90%	32.11%	6.63%
Torreón	25.55	-103.41	1,995	35.3%	1,683	2,062	2,201	22.55%	30.81%	6.74%
Monterrey	25.69	-100.26	1,864	39.7%	1,566	1,892	2,005	20.82%	28.08%	6.01%
Reynosa	26.04	-98.30	1,761	45.7%	1,469	1,747	1,843	18.95%	25.47%	5.48%
Piedras Negras	28.69	-100.52	1,840	39.5%	1,564	1,884	2,021	20.46%	29.24%	7.29%
Hermosillo	29.06	-110.95	2,124	28.2%	1,835	2,261	2,465	23.22%	34.34%	9.03%
Ciudad Juárez	31.66	-106.52	2,065	27.1%	1,849	2,280	2,516	23.30%	36.04%	10.33%

La Tabla 8 muestra los resultados de todos los sitios analizados. Las columnas 2 a 4 muestran las características del sitio, las columnas 5 a 7 muestran Y<sub>f</sub> para cada configuración geométrica con los parámetros previamente optimizados, las columnas 8 y 9 muestran respectivamente la ganancia relativa de los seguidores con respecto a la estructura fija y la columna 10 muestra la ganancia relativa de 2X a 1X.

## CONCLUSIONES

Realizado el estudio se puede concluir que:

- El efecto de los datos meteorológicos puede contrarrestar el efecto de la latitud.
- En cada franja de latitud se observa que el sitio con la fracción de difusa más alta conduce a una ganancia menor de los sistemas con seguimiento.
- Considerando los sitios con la fracción de difusa más baja en las diferentes franjas de latitud, se observa que el Seguidor 1X no muestra cambios notorios con la latitud en comparación con una Estructura Fija.
- La ganancia del Seguidor 2X con respecto al Seguidor 1X aumenta significativamente en las latitudes altas (desde 26°N a 31°N).
- Con respecto al parámetro GCR, el Seguidor 1X ocupa entre 88% y 129% más terreno que la Estructura Fija, dependiendo de la ubicación.

## REFERENCIAS

1. CENACE. <https://www.cenace.gob.mx>.
2. S. Sánchez-Carbajal and P. Rodrigo. (2019) "Optimum Array Spacing in Grid-Connected Photovoltaic Systems considering Technical and Economic Factors," Hindawi, International Journal of Photoenergy, p. URL: <https://doi.org/10.1155/2019/1486749>.
3. Adrada, T., Amador, J., Orfao, B., De la Cruz, G. (2017), Comparative energy performance analysis of six primary photovoltaic technologies in Madrid (Spain). *Energies*, 10, 772. doi:3390/en10060772.
4. H. Awad, M. Gul and R. e. al. (2016) "Solar photovoltaic optimization for commercial flat rooftops in cold regions," in IEEE Conference on technologies for Sustainability, Phoenix, AZ.
5. J. Copper, A. Sproul and A. Bruce. (2016) "A method to calculate array spacing and potential system sizing of photovoltaic arrays in the urban using vector analysis," *Applied Energy*, pp. Vol. 161, nº 1, pp 11-23.
6. N. Castellano, J. Gázquez Parra, Valls-Guirado, J. and F. Manzano-Agugliaro. (2015) "Optimal displacement of photovoltaic array's rows using a novel shading model," *Applied Energy*, pp. Vol. 144, pp 1-9.
7. García, M., Vera, J., Marroyo, L., Lorenzo, E., & Pérez, E. (2009 (17)). Solar-tracking PV plants in Navarra: A 10 MW assessment. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 337-346.
8. D. Weinstock and J. Appelbaum. (2009) "Optimization of solar photovoltaic fields," *Solar Energy Engineering*, pp. Vol. 131, nº 3, Article number: 031003, 2009.
9. Baumgartner, F., Büchel, A., & Bartcholet, R. (2008). Solar Wings: A new Lightweight PV Tracking System. *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, (pp. 2790-2794).
10. Kimber, A., & Mitchell, L. (2005). Performance evaluation standards for large grid-connected PV systems in the United States and Germany. *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, (pp. 3229-3232).
11. Martín, N., & Ruiz, J. (2001 (70)). Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 25-38.
12. Marion, B., & Anderberg, M. (2000). PVWATTS-An online performance calculator for grid-connected PV systems. *ASES Solar 2000 Conference*, (pp. 119-121). Madison.
13. Menicucci, D., & Fernandez, J. (1988). *User's manual for PVFORM*. Albuquerque: Sandia National Laboratories.
14. Hussein Zeaiter Zeaiter, Hugo Cagigas Matanzas and Julio Amador Guerra. (2020). "HMH-SPV a new tool for Sizing and Optimizing PV System based on Excel and VBA Code". En proceso de publicación.
15. Hay, J., & Mickay, D. (1985 (3)). Estimating Solar Irradiance on Inclined Surface: A Review and Assessment of Methodologies. *Int. J. Solar Energy*, 203.
16. Lorenzo, E., Narvarte, L., & Muñoz, J. (2011 (19)). Tracking and Backtracking. *Progress in Photovoltaics*, 747-753.
17. Lorenzo, E. (2014). *Ingeniería Fotovoltaica, Vol III*. Madrid: ISBN 978-84-95693-32-7.
18. Óscar Perpiñán Lamigueiro, A. C. (2012). *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. España: PROGNSA.
19. Narvarte, L., & Lorenzo, E. (2008 (16)). Tracking and Ground Cover Ratio. *Progress in Photovoltaics*, 703-714.

**CARACTERIZACIÓN MEDIANTE SIMULACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA RIEGOS AGRICOLAS Y ANÁLISIS DE SU RENTABILIDAD ECONÓMICA.****Illanes R.\*, Barbero A.\*, Ramírez J.J.\*, de Blas M.A.\*\*\*, Torres J.L.\*\***

\*Departamento de Ingeniería y Gestión Forestal y Ambiental de la Universidad Politécnica de Madrid.  
E.T.S. de Ingeniería de Montes, Forestal y del Medio Natural. Ciudad Universitaria, s/n.

Tel/Fax: +34 910671576 E-mail: [rafael.illanes@upm.es](mailto:rafael.illanes@upm.es)

\*\* Departamento de Ingeniería. Universidad Pública de Navarra.  
Campus de Arrosadía, s/n. 31006. Pamplona.

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2029>

**RESUMEN**

Este trabajo presenta un modelo desarrollado con la herramienta Simulink de Matlab de un sistema fotovoltaico de bombeo para riego agrícola. El modelo se ha aplicado en la simulación de los sistemas de riego de una finca típica de 20 ha en varios lugares. A partir de los resultados de la simulación se ha realizado el análisis económico de los sistemas fotovoltaicos necesarios. Se puede concluir que el modelo desarrollado caracteriza con éxito el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos. Los resultados del análisis económico muestran que la energía fotovoltaica permite una reducción de costes de la energía eléctrica utilizada por los agricultores.

**PALABRAS CLAVE:** Simulación, Fotovoltaica, Riego

**ABSTRACT**

A photovoltaic pumping system for irrigation in agriculture has been modelled using Matlab's Simulink. The model has been applied to simulate the irrigation systems of a typical 20 ha farm in various locations. From the results of the simulation, the economic analysis of the required photovoltaic systems has been carried out. It can be concluded that the developed model successfully characterizes the operation of the photovoltaic systems. The results of the economic analysis show that photovoltaic energy lets a cost reduction of the electric power used by farmers.

**KEYWORDS:** Simulation, Photovoltaic, Irrigation.

## INTRODUCCIÓN

Desde la desaparición de las tarifas especiales para riegos agrícolas en 2008, los costes de energía eléctrica para los agricultores de regadío no han dejado de subir. En especial, a partir de agosto de 2013, cuando se publica la orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica, y en la que se establece una subida de la tarifa de potencia que duplica, cuando no triplica, la establecida el año anterior. Estas tarifas no tienen en cuenta el carácter estacional de la demanda de riego, por lo que las organizaciones de agricultores no han cesado de pedir que se permita una contratación estacional de la potencia eléctrica, algo que no termina de llegar. Entre tanto, las tarifas de alta tensión más utilizadas en los suministros para regadío desde la desaparición de las tarifas especiales, han sido la tarifa 3.1 para potencias contratadas inferiores a 450 kW y la tarifa 6.1 para potencias iguales o superiores a este valor.

Según la estimación del PNR-H2008 (Plan Nacional de Regadíos - Horizonte 2008) (apdo. 4.2) en el territorio nacional existían 2.596.731 ha de superficie regable gestionadas por 7.196 comunidades de regantes y otros tipos de colectivos de riego y 1.164.303 ha de regadíos gestionados por agricultores de forma individual. También se mencionaba que las deficiencias existentes en una gran parte de las infraestructuras, dada su antigüedad, justificaban la puesta en marcha de un programa de consolidación y mejora de los regadíos, con el fin de una utilización más racional del agua y un incremento de la rentabilidad de las explotaciones y del nivel de vida de los agricultores. En la actualidad se habla de regadíos modernizados cuando se encuentran en zonas en las que se han llevado a cabo la renovación de las infraestructuras con la sustitución de las conducciones, constituidas antiguamente por canales abiertos, por redes a presión, y por la utilización de sistemas de riego que hacen un mejor aprovechamiento del agua, como son los sistemas de riego localizado. Por otra parte, podemos clasificar las instalaciones de riego dependiendo de la procedencia del agua. De los 3.761.034 ha regables, sólo 3.344.637 se consideraba superficie efectivamente regada, de los cuales 2.262.893 ha se abastecían con aguas superficiales, 942.244 ha con aguas subterráneas y el resto de otras fuentes. En Madrid 25.650 ha se abastecían a partir de aguas superficiales, frente a 1.789 ha que lo hacían con agua procedente de acuíferos y en Navarra, 79.941 ha frente a 1.682 ha, respectivamente (PNR-H2008, 2002). La superficie regada en España, en 2019, ascendió a 3.828.747 ha (ESYRCE, 2019). En relación con el tamaño medio de las explotaciones de regadío, el promedio nacional era de 21,2 ha (PNR-H2008, apdo. 3.4). En resumen, podemos decir que nos encontramos, por un lado, con explotaciones donde los sistemas de bombeo los gestionan las comunidades de regantes que contratan potencias, por lo general, superiores a 450 kW, siendo la tarifa preferente, la 6.1, como en el caso de la comunidad de regantes de Almudevar (Stambouli et al., 2012) y, por otro, instalaciones individuales donde son más habituales potencias menores de 450 kW, siendo la tarifa habitual la tarifa 3.1A.

En el caso de la tarifa 6.1, con 6 periodos tarifarios y 6 potencias contratadas, el consumo se concentra en el periodo P6 que incluiría las horas valle habituales de lunes a viernes, de 12 de la noche a 8 de la mañana, las 24 horas de los sábados, domingos y festivos de ámbito nacional y durante todo el mes de agosto, cuando los peajes de acceso son bastante más bajos y, consecuentemente, los precios pagados por los agricultores, también, son más bajos. Algo similar sucede en la tarifa 3.1A, donde las horas valle son de 12 de la noche a 8 de la mañana de lunes a viernes y de 12 de la noche hasta las 18 horas en sábados, domingos y festivos. Fuera del periodo valle, o del periodo P6, en su caso, la energía eléctrica resulta cara, especialmente, en las situaciones en las que los consumos de energía son mayores por requerirse alturas de impulsión elevadas. Normalmente, las instalaciones individuales de riego no se encuentran sobredimensionadas y son incapaces de atender, funcionando exclusivamente durante los periodos valle, la demanda de agua para regar toda la superficie de la explotación, por lo que muchos agricultores optan por adaptar la rotación de cultivos con objeto de tener una menor demanda de riego.

La circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, publicada en el BOE el 24 de enero del 2020, ha venido a modificar las modalidades y los horarios de la discriminación horaria aplicada a los peajes de transporte y distribución. La discriminación horaria de seis periodos será de aplicación a los términos de potencia y energía de todos los peajes, con la excepción del peaje 2.0TD. El periodo P6 (las horas valle) incluye las 8 horas, de 12 de la noche a 8 de la mañana, de lunes a viernes y todas las horas de sábados, domingos, festivos de ámbito nacional y el 6 de enero. Estos cambios supondrán un encarecimiento de la energía eléctrica para los usuarios de la tarifa 6.1, donde el mes de agosto pasa a considerarse temporada media reduciendo el número de horas dentro del periodo P6. Esta circular, en la disposición transitoria primera, apartado 1, indica que las empresas distribuidoras y comercializadoras adaptarán los equipos de medida, los sistemas de facturación y los contratos a lo dispuesto en esta circular antes del 1 de noviembre de 2020. Debido a los retrasos producidos en la adaptación necesaria, antes mencionada, como consecuencia, en parte, de la situación sanitaria, se ha publicado la circular 7/2020, de 22 de julio, de la CNMC donde se modifica la fecha antes indicada que pasa a ser el 1 de abril de 2021. En tanto en cuanto no se disponga de las nuevas modalidades de contratos, no es posible utilizarlas en la comparación de costes de la energía fotovoltaica, por lo que tendremos en cuenta las tarifas actualmente en vigor.

Desde los orígenes del desarrollo de la tecnología fotovoltaica se contempló su aplicación al bombeo de agua, habiéndose utilizado desde hace años para suministrar agua potable a comunidades rurales de zonas sin acceso a la

red eléctrica. Igualmente, se planteó su aplicación al suministro de agua para riego agrícola aunque por lo general no resultaba rentable, salvo en situaciones excepcionales (Van Campen, 2000), como en aquellos casos en los que se utilizaba el agua sobrante de una instalación destinada al abastecimiento de agua potable, o para pequeñas superficies y alturas manométricas (Hamidat et al., 2003). Desde esa fecha, la tecnología fotovoltaica se ha expandido y ha reducido sus costes de forma considerable. En un estudio realizado hace algunos años sobre la aplicación de la energía fotovoltaica al riego del olivar (Illanes et al, 2009), se concluyó que con una bajada del precio del vatio-pico por debajo de 2€y buscando una utilidad alternativa a la energía excedentaria, su coste por kWh estaría próximo al precio que en esas fechas, pagaban los agricultores por los suministros de baja tensión para riegos agrícolas. Desde entonces, el coste de los sistemas fotovoltaicos ha descendido por debajo de la cifra indicada, lo que nos hizo suponer que la energía fotovoltaica podría ser la mejor opción para los agricultores, incluso considerando que la energía excedentaria no pudiera ser utilizada, y, en tanto en cuanto, las compañías suministradoras no aplicasen unos precios más favorables a la energía eléctrica destinada a riegos agrícolas, como han sugerido diversos autores (Langarita et al. 2016).

A partir de los modelos desarrollados para las simulación de sistemas fotovoltaicos en trabajos previos (Illanes et al, 2014, Barbero, 2016), se desarrolló un nuevo modelo para la simulación con Simulink-Matlab de sistemas fotovoltaicos para riego. Posteriormente, se simuló la instalación durante un periodo de 10 años, en cada uno de los emplazamientos elegidos, evaluando las energías puestas en juego: fotovoltaica, eléctrica en corriente alterna, mecánica e hidráulica, y estimando los costes correspondientes. A continuación, se describe el modelo desarrollado, con la descripción de los distintos subsistemas que lo constituyen. Se sigue con la exposición y el análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas utilizando dicho modelo y, para terminar, se presentan las conclusiones finales.

### METODOLOGÍA

En este trabajo se caracteriza mediante simulación el comportamiento de un sistema fotovoltaico para riego, analizando tanto los consumos energéticos como el balance de agua en el suelo, a partir de las aportaciones de riego, la precipitación efectiva y la evapotranspiración del cultivo. También se estudia la rentabilidad económica de la instalación fotovoltaica, comparando su coste con el que tendría la energía demanda por un sistema de riego equivalente, alimentado por la red eléctrica. Para la simulación, partimos de una explotación tipo de 20 ha, en la que se cultivan superficies iguales de maíz, de cereal de invierno y de alfalfa, que son los cultivos herbáceos con mayor superficie de regadío en España. Se ha elegido el trigo entre los distintos cereales de invierno por tener una demanda hídrica más adelantada, permitiendo una mejor distribución de la demanda y un mayor aprovechamiento de la energía solar disponible. Para la simulación se han utilizado los datos obtenidos de dos estaciones de la red de estaciones agroclimáticas del SIAR (Sistema de Información Agroclimática para el Regadío) correspondientes a las localidades de Aranjuez en la Comunidad de Madrid y de Corella en Navarra.

Se ha supuesto que la altura manométrica total sigue la Ec. (1), donde Q es el caudal en m<sup>3</sup>/s. De esta forma, para un caudal de 140 m<sup>3</sup>/h, tendremos una altura total de 99,8 m.

$$H_T(m) = 90 + 6480 \cdot Q^2 \quad (1)$$

Las necesidades de riego se han estimado igualmente en función de los datos obtenidos de la red de estaciones agroclimáticas. Para estimar la demanda máxima y así poder hacer un predimensionado de la instalación, se ha considerado el mes de julio (mayo o junio, dependiendo de la meteorología, podrían tener mayor demanda). En dicho mes los cultivos que tienen demanda son la alfalfa y el maíz. La demanda de riego mensual se puede estimar descontando de la evapotranspiración mensual del cultivo, la precipitación efectiva producida y suponiendo una eficiencia global del riego del 80%. Los valores máximos consultados para la estación de Aranjuez de esta demanda de riego mensual han sido 214 mm para el maíz y 176 mm para la alfalfa. A partir de esta información y considerando la una superficie 6,66 ha para cada cultivo, podemos calcular el caudal diario máximo requerido por la explotación de la siguiente forma:

$$\frac{(6,66 \text{ ha} \cdot 214 \text{ mm} + 6,66 \text{ ha} \cdot 176 \text{ mm}) \cdot 10000 \left(\frac{\text{m}^2}{\text{ha}}\right) \cdot 10^{-3} \left(\frac{\text{m}}{\text{mm}}\right)}{0,8 \cdot 31} = 1047,339 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} = 1047339 \frac{\text{litros}}{\text{día}}$$

Suponiendo una altura total de 100 m, la energía hidráulica diaria será:

$$E_h = 1047339 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 100 = 1027439274 \text{ J} = 285,4 \text{ kWh}$$

Si tenemos en cuenta un rendimiento de la bomba de 0,75 y un rendimiento del motor de 0,84, la energía eléctrica requerida diariamente será:  $E_e = 285,4 / (0,75 \cdot 0,84) = 453,02 \text{ kWh}$ . Si consideramos que durante el mes de julio la

irradiación diaria media en Aranjuez es de 7,5 kWh/m<sup>2</sup> y considerando un rendimiento del generador fotovoltaico (PR) de 0,8, resulta una potencia pico de generador fotovoltaico de: 453,02/(0,8·7,5)=75,5 kWp y una potencia eléctrica media, suministrada a los motores bajo condiciones estándar, de: 75,5·0,8=60,4 kW. Los motores proporcionarían una potencia mecánica de: 60,4·0,84=50,74 kW. Con objeto de adecuarse mejor a la oferta de radiación solar y permitir que las bombas trabajen con eficiencias más adecuadas, se ha considerado conveniente dividir la potencia requerida, utilizando para ello, dos grupos de bombeo del tipo SP 60-14 de la marca Grundfos, accionados cada uno con un motor de 26 kW.

El modelo se ha subdividido en diversos subsistemas, estando varios de ellos duplicados para considerar los dos grupos de bombeo con sus correspondientes motores y convertidores (Figura 1). Un primer bloque permite obtener los valores horarios de la radiación sobre plano inclinado y de temperatura a partir de datos diarios proporcionados por la red SIAR. Para ello, se ha hecho un pequeño programa en lenguaje C++ que se ha incluido en un bloque S-Function de Simulink. Este programa aplica el método autorregresivo de Aguiar y Collares-Pereira (1992) para generar datos horarios a partir de datos diarios. Los valores de temperatura horaria ambiente se han estimado a partir de los valores máximos y mínimos, suponiendo una variación lineal.

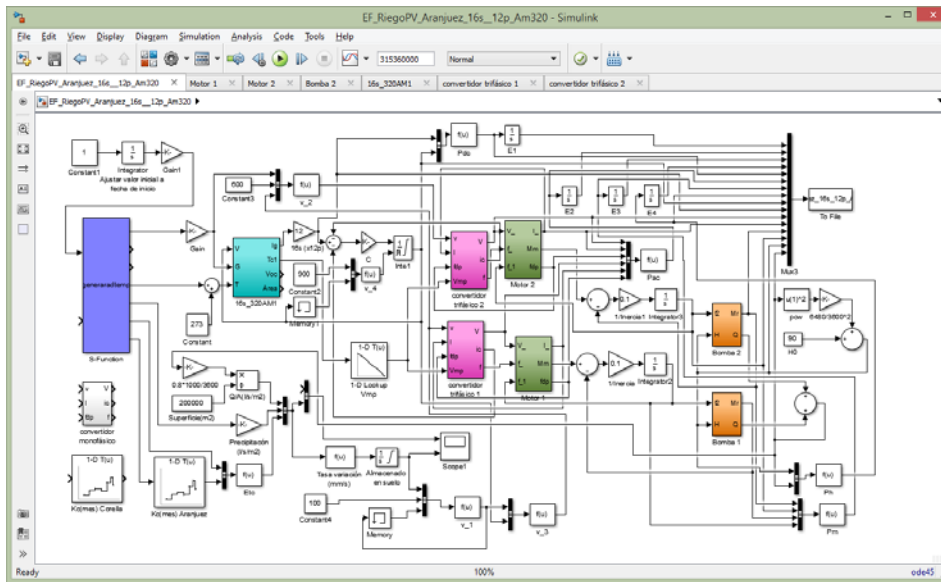


Figura 1. Diagrama del sistema completo de simulink.

Con el subsistema denominado “Generador FV” (figura 2, a) se calcula la intensidad suministrada por el generador fotovoltaico, la temperatura de célula y la tensión de circuito abierto. Para calcular la intensidad de corriente suministrada por el generador fotovoltaico, al igual que la tensión de circuito abierto, se emplea un modelo de doble exponencial que se describe en trabajos previos (Illanes et al., 2014). En la tabla 1, se indican los valores que definen el modelo correspondiente al generador fotovoltaico constituido por ramas de 16 módulos de 320Wp que suponemos idénticos, conectados en serie. Este número de módulos en serie se ha elegido de manera que las tensiones permanezcan, en todo momento, dentro del rango permitido por el inversor y la tensión de máxima potencia se encuentre en el rango recomendado para máxima eficiencia.

Tabla 1. Parámetros del generador fotovoltaico.

Valores característicos del módulo utilizado (CEM)		Parámetros que definen el modelo de generador fotovoltaico (16 módulos en serie)			
Voc (V)	45,7	R <sub>s</sub> (Ω)	5,12	α (V/°C)	0,006294
Isc (A)	9,04	β (V/°C)	-2,24	R <sub>p</sub> (Ω)	31934
Vmp (V)	37,1	K <sub>1</sub> (Ω/°C)	0,036	I <sub>01</sub> (A)	9,63978 · 10 <sup>-11</sup>
Imp (A)	8,63	I <sub>s</sub>	9,07564	I <sub>02</sub> (A)	9,01681 · 10 <sup>-6</sup>
Pm(Wp)	320	n (células en serie)	1152		
				Coefficiente de determinación R <sup>2</sup> :	0,989789

Una vez definidos los distintos parámetros, la ecuación característica correspondiente al modelo se resuelve mediante el método de bisección. Este método numérico es muy fiable cuando se conoce el rango en el que se encuentra la solución, ya que converge de forma relativamente rápida, siendo más eficiente que el empleo de la herramienta iterativa “solve” de Simulink. Este método de bipartición o bisección, se utiliza para determinar la tensión de circuito

abierto y la intensidad de corriente correspondiente al punto de trabajo del generador fotovoltaico para lo cual se han programado dos bloques S-Function de Simulink, con el correspondiente algoritmo en lenguaje c++.

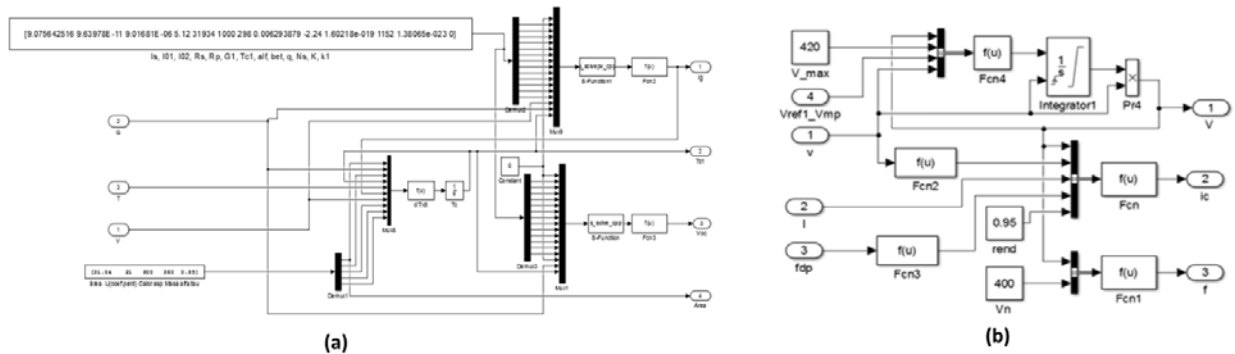


Figura 2. Subsistema generador fotovoltaico (a) y subsistema inversor (b).

En la figura 2(b), se representa el diagrama de bloques del modelo de inversor dc/ac. En este caso, como inversor, se ha propuesto la utilización de un variador de frecuencia para motores de inducción. Estos equipos pueden ser alimentados con corriente continua, siempre que no lo impida la programación con la que lo haya configurado el fabricante (conviene asegurarse antes de adquirirlos que no han limitado esta capacidad), ya sea delante del rectificador, en cuyo caso, siempre conducirían los mismo diodos del puente, o a través de una conexión en la zona de corriente continua, a la salida del puente rectificador. Este subsistema, partiendo de la tensión de alimentación en corriente continua ( $v$ ), de la intensidad de línea en corriente alterna ( $I$ ) y del factor de potencia ( $\cos\phi$ ), suponiendo una eficiencia del 95%, permite obtener la tensión de línea de la salida en alterna ( $V$ ), la intensidad de corriente continua ( $i_c$ ) y la frecuencia ( $f$ ). Para optimizar el funcionamiento de la bomba centrífuga accionada por un motor de inducción, se ajusta la frecuencia de salida de forma que sea proporcional a la raíz cuadrada del valor eficaz de la tensión de línea generada, teniendo como referencia la frecuencia de 50 Hz asignada a una tensión de línea de 400V. La intensidad de corriente continua que proporciona como salida el subsistema de Simulink, se obtiene aplicando la Ec. (2).

$$i_c = \frac{\sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos\phi}{0,9 \cdot v} \quad (2)$$

Este tipo de convertidores no realizan necesariamente el seguimiento del punto de máxima potencia, aunque con un ajuste adecuado de la relación entre las tensiones de salida y de entrada, se consigue que el punto de trabajo no se aleje demasiado del de máxima potencia. La tensión de entrada de estos convertidores debe ajustarse para que esté próxima a la tensión de máxima potencia. En los convertidores que poseen un controlador PID se puede forzar que la tensión de entrada tome un determinado valor ajustándolo mediante una referencia externa. Para mejorar el seguimiento del punto de máxima potencia, esta tensión de referencia se puede hacer variar en función de la temperatura medida por un sensor instalado en la cara posterior de uno de los módulos fotovoltaicos. (Alonso-Abella et al., 2003)

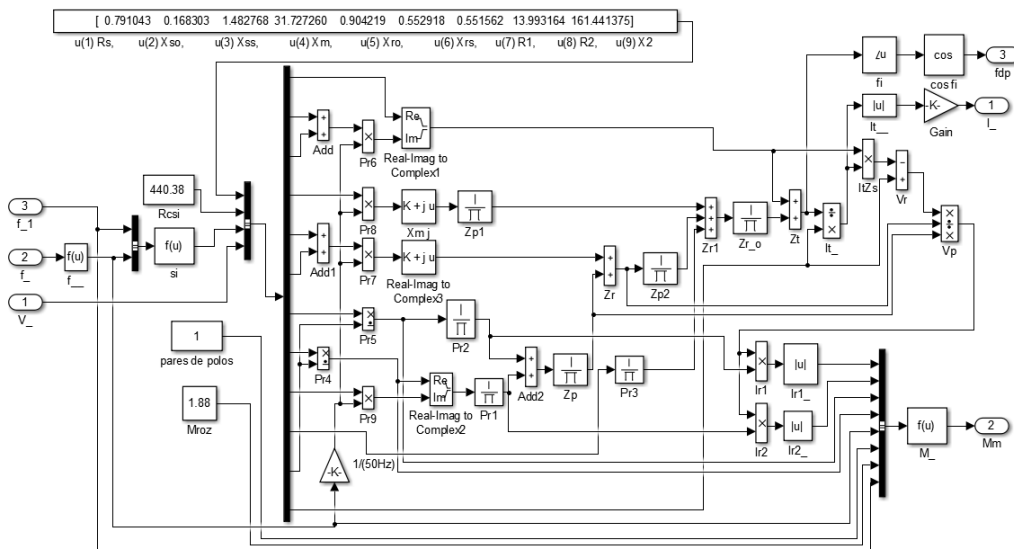


Figura 3. Subsistema motor de inducción trifásico.

En la figura 3 se representa el subsistema del motor de inducción. En él se obtiene la intensidad de corriente, el factor de potencia y el par motor, resolviendo para ello un circuito equivalente cuyos parámetros se han estimado a partir de los datos de catálogo proporcionados por los fabricantes.

En la figura 4 se representa el subsistema correspondiente a la bomba centrífuga utilizada, del tipo SP60-14 de Grundfos, cuyas curvas características a velocidad de régimen nominal de 2870 rpm,  $Q=f(H)$  (caudal en función de la altura) y  $P=f(Q)$  (potencia mecánica de entrada en función del caudal) se han incluido en los bloques “1-D Lookup Table” 1 y 2, respectivamente. Para obtener los valores correspondiente a otros regímenes de funcionamiento, se aplican las relaciones de semejanza que tienen en cuenta que la altura manométrica es proporcional al cuadrado de la velocidad, el caudal es proporcional a la velocidad y la potencia mecánica es proporcional al cubo de la velocidad. Aunque a bajas velocidades el rendimiento se reduce considerablemente y no serían aplicables las leyes de semejanza, hay que tener en cuenta que para proporcionar la altura manométrica superior a 90 m, que es la mínima altura estática requerida, la bomba elegida requiere velocidades de rotación superiores a 1900 rpm, por lo que en el rango de funcionamiento de interés práctico, sí pueden aplicarse estas leyes sin cometer mucho error y por debajo de ese umbral, el caudal sería nulo.

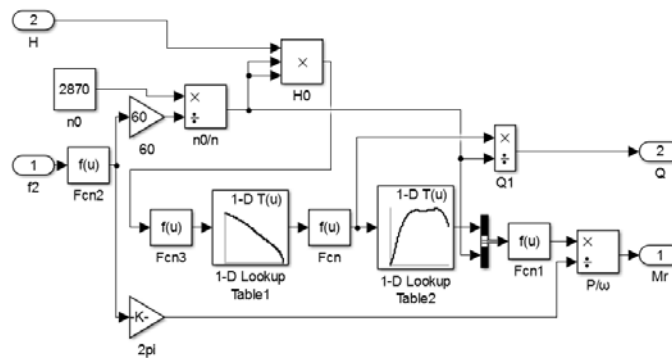


Figura 4. Subsistema bomba centrífuga.

También se ha modelado el suelo, para lo cual se ha supuesto un suelo del tipo franco-arcilloso, con una capacidad de campo del 30%, situando el punto de marchitamiento en el 16% de humedad, lo que deja una humedad disponible del 14%. En los primeros 0,3 m de profundidad, considerando una densidad seca de  $1200 \text{ kg/m}^3$  tendremos:  $0.14 \cdot 0,3 \text{ m}^3/\text{m}^2 \cdot 1200 \text{ kg/m}^3 = 50,4 \text{ kg/m}^2$  de agua o lo que es lo mismo 50,4 mm de humedad disponible, partiendo del suelo con la capacidad de campo. Redondeando, en el modelo se considera una capacidad de campo de 100 mm de agua, de los cuales, 50 mm corresponden al agua disponible y 50 mm al punto de marchitamiento. La simulación se inicia con una humedad correspondiente a 60 mm de agua.

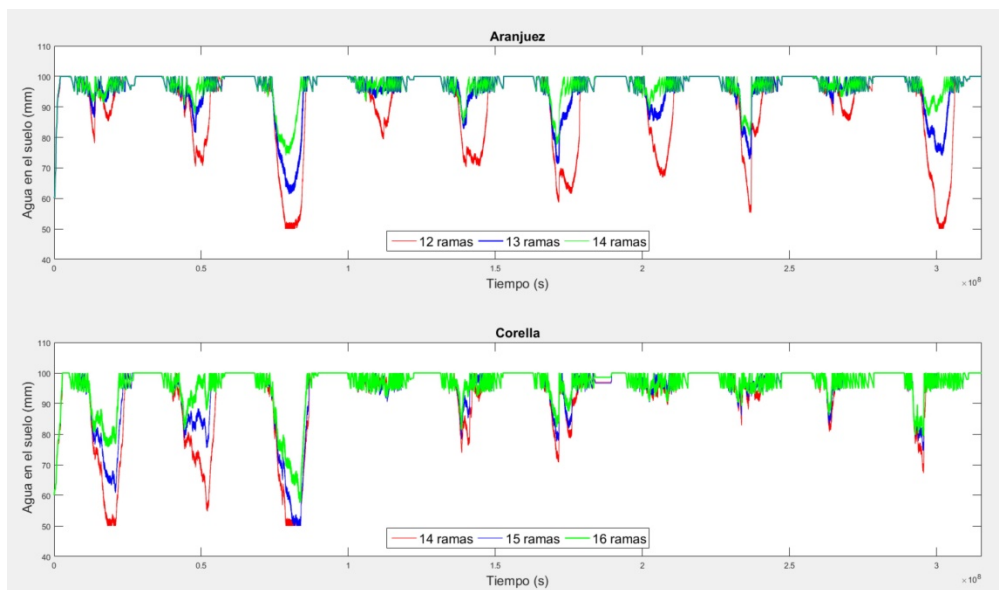


Figura 5. Variación del agua acumulada en el suelo durante los 10 años simulados en los casos estudiados.

Para cada localidad elegida se han simulado a lo largo de diez años, desde el 1 de enero de 2010 al 31 de diciembre de 2019, tres configuraciones de generador fotovoltaico con distinto número de ramas en paralelo. Finalmente, para



la configuración que resulta más adecuada, se estima el coste de inversión y se realiza un estudio económico comparando el coste de la energía resultante con el que se paga actualmente con la tarifa 3.1A, en periodos valle que es el que adoptan la mayoría de los regantes no incluidos en comunidades de regantes.

**RESULTADOS**

En la figura 5 se muestran los resultados de la simulación efectuada relativos al agua acumulada en mm en el suelo, como promedio de toda la superficie, para las configuraciones de generador fotovoltaico con 12, 13 y 14 ramas en paralelo, en la localidad de Aranjuez y de 14, 15 y 16 ramas en paralelo, en Corella. Se observa que la configuración de 13 ramas en paralelo, es suficiente para abastecer la demanda de los cultivos durante los 10 años estudiados en la localidad de Aranjuez, en tanto que en la localidad de Corella, serían necesarias 16 ramas. En Aranjuez la configuración de 12 ramas alcanza durante el tercer año el punto de marchitamiento de 50 mm, situación que se alcanza en Corella, con la configuración de 14 y 15 ramas.

En la tabla 2 se muestran los resultados de energías acumuladas de los 10 años de la simulación en las distintas localidades y casos analizados.

Tabla 2. Energías acumuladas durante 10 años simulados.

(kWh)	Aranjuez			Corella		
	12 ramas	13 ramas	14 ramas	14 ramas	15 ramas	16 ramas
<b>Energía Fotovoltaica</b>	601365	610950	617371	654730	665308	672731
<b>Energía de corriente alterna</b>	571277	580382	586482	621992	632042	639094
<b>Energía mecánica</b>	480149	489175	495470	524990	534460	541117
<b>Energía hidráulica</b>	355457	361723	364467	383798	389051	392506

Para efectuar el análisis económico, se han considerado los precios y el valor de las inversiones de los sistemas fotovoltaicos que se incluyen en la tabla 3. Tanto los precios como los importes se consideran con el IVA incluido.

Tabla 3. Precios y valor de las inversiones en los sistemas fotovoltaicos.

	Precio unitario	Aranjuez (13 ramas)		Corella (16 ramas)	
		Potencia	Importe (€)	Potencia	Importe (€)
<b>Módulos</b>	0,35 (€/Wp)	66560 Wp	23296	81920 Wp	28672
<b>Estructuras y Soportes</b>	0,15 (€/Wp)	66560 Wp	9984	81920 Wp	12288
<b>Convertidores</b>	100 (€/kW)	60 kW	6000	74 kW	7400
<b>Instalación</b>	0,15 (€/Wp)	66560Wp	9984	81920 Wp	12288
<b>Total</b>			49264		60648

Actualmente, algunas compañías eléctricas ofrecen tarifas de temporada pensadas para los suministros para riegos agrícolas. Entre ellas, nos encontramos las que ofrece ENDESA cuyos precios en septiembre del 2020 se incluyen en la tabla 4.

Tabla 4. Tarifa 3.1A de temporada para la agricultura (ENDESA).

Tarifa de acceso 3.1A	Término de Energía €/kWh	Término de potencia €/kW y año	Descuento Abril a Septiembre
<b>punta</b>	0,076668	59,475288	5%
<b>llano</b>	0,070533	36,676812	5%
<b>valle</b>	0,053513	8,410404	Hasta un máximo del 15% ¿?

Con esta tarifa, si suponemos que conseguimos un descuento del 10% del término de energía, añadiendo el coste de la potencia contratada adicional, que suponemos son 50 kW en periodo valle, y considerando el impuesto especial de la electricidad y el IVA, resulta un coste total aproximado de 0,070471 €/ kWh.

La instalación fotovoltaica, en el caso de Aranjuez, supone un ahorro de 58.038 kWh anuales en periodo valle que equivalen a 4.090,0 €. Si consideramos unos gastos por seguros y mantenimiento del 2% del valor de la inversión anual, resulta un flujo de caja neto anual de 3.104,7 €. Calculando los flujos de caja con una tasa de inflación del 2% y un tipo de interés de la inversión alternativa del 2%, resulta que el retorno de la inversión se produce en el año 16.

Para el caso de la instalación fotovoltaica en Corella el ahorro anual en la factura eléctrica sería de 4.492,4 € considerando los gastos de seguros y mantenimiento, se reduce a un flujo anual neto de 3.279,4 €. En este caso, el retorno de la inversión se produciría el año 19.

Si fijamos la vida útil de la instalación fotovoltaica de 25 años y variamos el precio del kWh ahorrado de forma que el retorno de la inversión coincida con el final de la vida útil, el coste del kWh obtenido sería de 0,05093 €/kWh en la instalación situada en Aranjuez y de 0,05694 €/kWh para la localizada en Corella. Estos costes suponen un ahorro del 27,73% en Aranjuez y del 19,2% en Corella respecto al precio de 0,070471 correspondiente a la tarifa que se ha considerado.

## CONCLUSIONES

Como conclusión, podemos decir que el uso de la energía solar fotovoltaica para suministrar energía a las instalaciones de riego resulta suficientemente rentable para recomendar a los agricultores su utilización sin necesidad de acudir a usos alternativos que permitan un mejor aprovechamiento de la instalación fotovoltaica.

De los cálculos efectuados, teniendo en cuenta los distintos precios considerados, se concluye que la utilización de la energía solar fotovoltaica permite ahorros entre el 19% y el 28% respecto a la factura que pagan actualmente los agricultores que utilizan la tarifa 3.1A de temporada. Si consideramos otras tarifas que han venido utilizando los agricultores en los últimos años, los ahorros son algo mayores.

En cualquier caso, la rentabilidad para los agricultores y la consecución de los niveles de ahorro indicados estarán condicionadas por el cumplimiento de las previsiones de producción energética y por el coste de la inversión necesaria que habría que analizar en cada caso.

## REFERENCIAS

Aguiar R. y Collares-Pereira M. 1992. TAG: a time-dependent, autoregressive, gaussian model for generating synthetic hourly radiation. *Sol. Energy*. 1992;49(3):167-74.

Alonso Abella M., Lorenzo E. y Chenlo F. 2003. PV Water Pumping Systems Based on Standard Frequency Converters. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 2003; 11:179-191 (DOI: 10.1002/pip.475)

Barbero A. 2016. Sistema autónomo para carga de baterías mediante una instalación fotovoltaica con aplicación directa al vehículo eléctrico y otros usos. *Tesis Doctoral*. Universidad Politécnica de Madrid.

ESYRCE 2019. Encuesta sobre superficies y rendimientos de cultivos. Resultados nacionales y autonómicos. Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. <https://cpage.mpr.gob.es> N.I.P.O.: 003-19-051-9

Hamidat A., Benyoucer B. y Hartani T. 2003. Small-scale irrigation with photovoltaic water pumping system in Sahara regions. *Renew. Energ.* Vol.28, pp.1081-1096.

Illanes R., de Francisco A., Torres J.L., García A., de Blas M.A. y Gracia A.M. 2009. Simulación de un sistema fotovoltaico de bombeo de agua para riegos agrícolas y análisis de su viabilidad económica. V Congreso Nacional y II Congreso Ibérico Agroingeniería 2009. Lugo.

Illanes R., de Francisco A., Núñez F., de Blas, M.A., García A. y Torres J.L. 2014. Dynamic simulation and modelling of stand-alone pv systems by using state equations and numerical integration methods. *Appl. Energ.* 135 (2014) 440-449

Langarita R., Sarasa C. y Jiménez S. 2016. Los costes energéticos en la agricultura de regadío. Alternativas para su reducción y efectos de la implantación de una tarifa verde en España. *Regional and Sectoral Economic Studies* Vol. 16-1.

Plan Nacional de Regadíos - Horizonte 2008. 2002. Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.

Stambouli T., Zapata N. y Faci J.M., 2012. Análisis de la eficiencia energética en una comunidad de regantes modernizada. *Tierras* nº 192 2012. Tierras de Castilla y León: Agricultura, ISSN 1889-0776, Nº. 192, 2012, págs. 110-117.

Van Campen B., Guidi D. y Best G. 2000. Energía solar fotovoltaica para la agricultura y el desarrollo rural sostenibles. Documento de trabajo sobre medio ambiente y recursos naturales, núm. 3. FAO. Roma.

## ASPECTOS DE LA NO UNIFORMIDAD DE LA IRRADIANCIA TRASERA EN GENERADORES FOTVOLTAICOS BIFACIALES

**Martínez-Moreno F., Rossa C.H., Ledesma J.R., Merodio P.**

Grupo de Sistemas Fotovoltaicos. Instituto de Energía Solar - Universidad Politécnica de Madrid.  
Campus Sur UPM, Ctra. Valencia km 7, Madrid, 28031, España. [francisco.martinez@ies.upm.es](mailto:francisco.martinez@ies.upm.es)

<https://doi.org/10.34637/cies20201.2030>

### RESUMEN

Desde hace algo más de un año se está monitorizando el funcionamiento de un generador fotovoltaico bifacial de 6.6 kWp conectado a la red. Durante este tiempo se ha analizado la irradiancia que el generador recibe en diferentes puntos de su parte trasera. Se ha observado que existen grandes diferencias en función de la posición de cada sensor, con valores de no uniformidad próximos al 50%. Con este estudio se pretende avanzar en el conocimiento del número mínimo de sensores que es recomendable instalar en la parte trasera de un generador y su ubicación más adecuada para que la medida de la irradiancia en esta parte posterior sea representativa y pueda ser correctamente utilizada en controles de calidad de sistemas fotovoltaicos bifaciales.

**PALABRAS CLAVE:** bifacial, no uniformidad, irradiancia posterior, producción de energía.

### ABSTRACT

For just over a year the operation of a 6.6 kWp bifacial PV generator grid-connected is being monitored. During this time, the irradiance that the generator receives at different points on its back has been analyzed. It has been observed that there are large differences depending on the position of each sensor, with non-uniformity values close to 50%. This study aims to advance in the knowledge of the minimum number of sensors that it is advisable to install at the back of a generator and their most suitable location so that the irradiance measured at their back is representative and can be correctly used in quality control of bifacial PV systems.

**KEYWORDS:** bifacial, non-uniformity, rear irradiance, energy production.

## INTRODUCCIÓN

En la década de los años 60 comenzó la investigación de la tecnología fotovoltaica bifacial (Hiroshi, 1966), que tuvo un auge a finales de los años 70 y principios de los años 80 (Luque *et al.* 1977; Cuevas *et al.* 1982). En estos años se realizaron numerosos estudios para analizar la radiación que, tras ser reflejada en el suelo y en los alrededores (albedo), alcanza la parte posterior de los módulos (Egido and Lorenzo, 1986; Krezinger and Lorenzo, 1986). También se realizaron numerosas instalaciones aisladas para electrificación rural de pequeño tamaño, típicamente con dos módulos (Ledesma *et al.* 2020), y algunos generadores de varios kW con este tipo de módulos bifaciales (Pantoja-López and García 1987; Lorenzo *et al.* 1988). No obstante, hasta la década del 2010 no se ha desarrollado un mercado de módulos bifaciales capaz de suministrar la cantidad de módulos requerida para la construcción de grandes centrales fotovoltaicas (Kenning 2015; Sunpreme 2016). Actualmente se estima que la demanda de este tipo de módulos va a aumentar drásticamente en los próximos 10 años, superando el 35% de la cuota del mercado (Liang *et al.* 2019).

En la actualidad existen procedimientos fiables de evaluación de calidad de sistemas fotovoltaicos con módulos monofaciales. Estos procedimientos de evaluación suelen comparar la producción energética de una instalación con su capacidad teórica de generación eléctrica en función de la irradiación que alcanza a los módulos fotovoltaicos. Un procedimiento muy extendido es el cálculo del performance ratio,  $PR$  (IEC 2017). Una mejora de este índice de calidad incluye el efecto de la temperatura para independizar esta evaluación de la localización del sistema y de la época del año en que se realice (es decir, calculan el performance ratio a  $25^{\circ}\text{C}$ ,  $PR_{25}$ ) (Martínez-Moreno, 2012). Si bien hay quien continúa utilizando estos mismos índices para evaluar también instalaciones bifaciales (Ayala *et al.* 2018, Singh *et al.* 2012), es conveniente adaptar correctamente estos procedimientos cuando se aplican a este tipo de sistemas. Para ello es preciso conocer la distribución de la irradiancia que reciben los módulos fotovoltaicos en su parte posterior, lo que permite seleccionar correctamente el número de sensores de irradiancia y su ubicación en lugares adecuados para que el valor final empleado de irradiancia trasera conduzca a resultados invariables e independientes de la época del año.

Algunos estudios analizan la homogeneidad de la irradiancia posterior, que puede ser muy distinta en diferentes puntos de un mismo módulo (Lindsay *et al.* 2015; Deline *et al.* 2016; Baumann *et al.* 2017; Hansen *et al.* 2017). Desafortunadamente, muchos de ellos se limitan a analizar módulos individuales o filas de módulos (Marzoli *et al.* 2015; Emtsev *et al.* 2017; Hansen *et al.* 2017). Estos diseños distan de los que habitualmente se instalan en grandes centrales, con estructuras que suelen alojar varios módulos a distintas alturas y cuyos factores de visión en la parte trasera son bastante diferentes (Di Stefano *et al.* 2017).

En este artículo se muestran los resultados obtenidos de la monitorización de un generador de  $38\text{ m}^2$  con módulos bifaciales a diferentes alturas que lleva inyectando energía en la red más de un año en Madrid. En la estructura de este generador se han incluido varios sensores en su parte trasera para estudiar la no uniformidad de la irradiancia posterior y analizar cómo obtener el valor más representativo de esta variable que permita evaluar correctamente el funcionamiento real del generador bifacial.

## DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO BIFACIAL

El Grupo de Sistemas Fotovoltaicos del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM) ha instalado en una de las azoteas del Campus Sur un generador fotovoltaico con módulos bifaciales (40.3877 N, -3.6298 O). Este generador, que lleva funcionando desde mediados de 2019, está constituido por 19 módulos bifaciales TRINA DUOMAX TWIN TSM de  $345\text{ Wp}$  con un factor de bifacialidad del 70%. El generador inyecta potencia a la red interna del edificio a través de un inversor trifásico. Justo a la salida del inversor hay un contador de energía trifásico que registra cada hora la energía producida por el sistema.

Los módulos del generador están colocados de manera apaisada en tres alturas dentro de una estructura de soporte orientada al sur (desviada  $8^{\circ}$  hacia el este), inclinada  $20^{\circ}$  y elevada respecto al suelo  $0.9\text{ m}$  en su parte inferior (Fig. 1a). La estructura de soporte se ha diseñado para minimizar las sombras en la parte trasera de los módulos y el suelo se ha blanqueado para aumentar la reflectividad, bien por medio de bordillos blancos (que además actúan como lastre de la estructura), bien con el empleo de cal en el suelo hasta 4 metros por detrás del generador (Fig. 1b).

En el centro del generador (Fig. 2a) se ha incluido un módulo de referencia calibrado (Carrillo *et al.* 2017) que ha sido modificado para actuar simultáneamente como sensor de irradiancia frontal,  $G_{\text{FRONT}}$ , irradiancia trasera,  $G_{\text{REAR}}$ , y temperatura de célula bifacial,  $T_C$  (Ledesma *et al.* 2020). En los primeros días de octubre de 2019 se han incluido además 3 células calibradas en diferentes posiciones de una diagonal del generador para evaluar la no uniformidad de la irradiancia trasera (Fig. 2b, Fig. 2c y Fig. 2d). Los huecos libres de la estructura se han completado con módulos iguales (sin conectar) para reducir los efectos de borde en uno de los extremos del generador (Fig. 2a). Estas 6 señales

de los sensores se han monitorizado continuamente junto con la corriente (medida a través de un shunt de precisión 0.5) y la tensión de operación del generador en corriente continua para estudiar el comportamiento del sistema, almacenando datos cada 5 minutos.



Fig. 1. Generador fotovoltaico bifacial instalado: a) Vista frontal. b) Vista trasera.

X	11	10	7	6	5	2	1 (+) d
X	X	9	8	Referencia c	4	3	19 (-)
X	12	13 b	14	15	16	17	18

a



b



c



d

Fig. 2. a) Esquema de la vista trasera del generador (el número indica la posición de cada módulo respecto al terminal positivo), ubicación del módulo de referencia (sombreado), de las células calibradas en la parte posterior (cuadrados azules) y de los módulos no activos (indicados con “X”). b) Célula calibrada ubicada en la parte inferior izquierda del generador. c) Módulo de referencia y célula calibrada ubicada en el centro del generador. d) Célula calibrada ubicada en la esquina superior derecha del generador.

### MODELO DE FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO BIFACIAL

En trabajos recientes el IES-UPM ha propuesto un modelo eléctrico para describir el funcionamiento de un sistema fotovoltaico bifacial (Ledesma *et al.* 2020). Al igual que en las instalaciones monofaciales tradicionales el modelo seleccionado está basado en el cálculo del punto de máxima potencia (Fuentes *et al.* 2007; De La Parra *et al.* 2017), pero adaptado a los nuevos requerimientos de los sistemas bifaciales. La adaptación consiste añadir el efecto de la irradiancia que alcanza al generador por su parte posterior y que contribuye a la producción eléctrica junto con la ya obtenida a partir de la parte frontal:

$$P_{MPP} = P^* \cdot \frac{G}{G^*} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_C - T_C^*)] \cdot \left[ a_1 + a_2 \cdot \frac{G}{G^*} + a_3 \cdot \ln \frac{G}{G^*} \right] \quad (1)$$

En la Ec. (1)  $P$  es la potencia (el subíndice  $MPP$  indica que está en el punto de máxima generación para unas condiciones de operación genéricas de irradiancia,  $G$ , y de temperatura de célula,  $T_C$ ); el superíndice  $*$  indica que la variable en cuestión está en las denominadas Condiciones Estándar de Medida (CEM:  $G^* = 1000 \text{ W/m}^2$ ,  $T_C^* = 25^\circ\text{C}$ ,  $AM = 1.5$ );  $\gamma$  es el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura; y  $a_1$ ,  $a_2$ , y  $a_3$  son parámetros empíricamente ajustados para considerar la dependencia de la eficiencia del módulo con la irradiancia (De La Parra *et al.* 2017). En centrales fotovoltaicas convencionales con módulos monofaciales sólo se ha de considerar la irradiancia que alcanza a la superficie frontal:

$$G = G_{FRONT} \quad (2)$$

Ahora, en el caso de instalaciones bifaciales se ha de considerar también la irradiancia que alcanza a los módulos por la parte trasera, valor que se debe ponderar por el factor de bifacialidad,  $\varphi_p$ , que se define como la relación entre la potencia trasera y la potencia frontal en CEM:

$$G = G_{FRONT} + \varphi_p \cdot G_{REAR} \quad (3)$$

$$\varphi_p = \frac{P_{REAR}^*}{P_{FRONT}^*} \quad (4)$$

El factor de bifacialidad es un parámetro ofrecido por el fabricante en su hoja de características (en los módulos actuales alcanza un valor del 70% (JA 2018)) y que se puede caracterizar rápidamente en un simulador (Schmid *et al.* 2017; IEC 2019). En cuanto a la irradiancia trasera, al igual que la irradiancia frontal y la temperatura de célula, se debe medir continuamente para poder estimar el funcionamiento del sistema fotovoltaico bajo estudio.

### DESUNIFORMIDAD DE LA IRRADIANCIA POSTERIOR EN UN GENERADOR BIFACIAL

A la vista del modelo propuesto, cuanto más representativa sea la medida de la irradiancia trasera más precisas serán las estimaciones procedentes del modelo. Por ello, uno de los aspectos a los que se ha prestado particular atención es a la irradiancia que se recibe en diferentes puntos de la parte trasera. Los resultados experimentales de este primer año de funcionamiento muestran que existen diferencias notables en función de la posición en la que se encuentra el sensor de irradiancia trasera, tal y como avanzan algunos estudios previos (Lindsay *et al.* 2015; Deline *et al.* 2016; Baumann *et al.* 2017). En el caso que nos ocupa se ha analizado la no uniformidad de estos valores de irradiancia,  $GNU$  (Deline *et al.* 2016)

$$GNU = \frac{\max(G_{REAR}) - \min(G_{REAR})}{\max(G_{REAR}) + \min(G_{REAR})} \quad (5)$$

La no uniformidad de la irradiancia posterior que se ha medido en este generador en días soleados llega a alcanzar valores próximos al 50%, tal y como muestran las gráficas de la Fig.3.

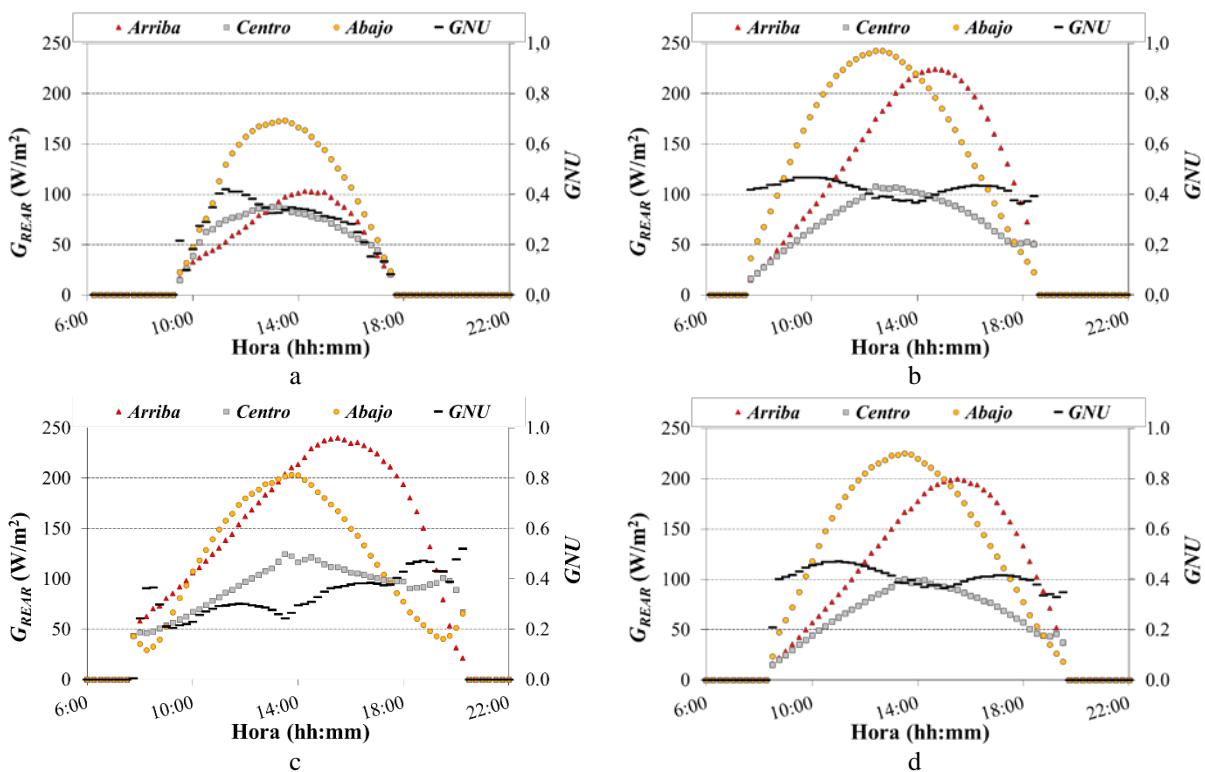


Fig. 3. Irradiancia posterior medida por las 3 células de referencia y no uniformidad entre ellas en un día soleado cercano al: a) Solsticio de invierno; b) Equinoccio de primavera; c) Solsticio de verano; d) Equinoccio de otoño

Estas diferencias están relacionadas con el factor de visión de cada punto de la parte posterior. En el centro existe un pozo de radiación donde las células fotovoltaicas reciben una irradiancia que llega a ser bastante inferior a la que reciben otras situadas más próximas al perímetro, sobre todo a medida que nos alejamos del solsticio de invierno. Esto es así pues las células más separadas del perímetro del generador ven principalmente un suelo sombreado, mientras que las células más cercanas al perímetro también ven una buena porción de suelo iluminado donde se refleja la luz solar. Por tanto, la irradiancia trasera que mide el módulo de referencia incluido en el centro del generador es representativa de módulos situados a su misma altura y alejados de los bordes, por lo que no parece resultar adecuada para hacer una evaluación de la operación de un generador fotovoltaico bifacial en su conjunto. En ese caso se está subestimando la capacidad de producción del generador, de manera que es probable que la instalación supere con holgura los requisitos de producción estimados.

Un razonamiento similar es aplicable si el módulo de referencia se coloca en alguna parte del perímetro del generador fotovoltaico (práctica que suele ser habitual cuando se utiliza este tipo de dispositivos como sensores de irradiancia), pues al medir los valores de irradiancia más altos que se alcanzan en la parte trasera se está sobreestimado la capacidad de generación del sistema. En esta ocasión la instalación difícilmente puede alcanzar los requisitos de producción estimados.

Además, se da la circunstancia de que dependiendo del lugar seleccionado en el perímetro (o en el centro), la calificación que obtiene el generador es diferente. Es más, dicha calificación varía en función de la época del año en la que se lleve a cabo el control de calidad, ya que la diferencia relativa de las irradiancias posteriores en distintos puntos del generador no es constante a lo largo del año, como se desprende de las gráficas de la Fig. 3, que presentan las diferencias medidas en días soleados cercanos a los solsticios y los equinoccios. Parece razonable considerar como representativa de todo el generador en su parte trasera una irradiancia que esté entre los valores extremos obtenidos en el perímetro y en el centro del generador.

Una primera aproximación puede ser la seleccionada en este estudio, con una medida en tres puntos: uno justo en el centro del generador, alejado de los efectos de borde (Fig. 2c); y otros dos situados en el perímetro, uno en la parte superior y otro en la parte inferior, estando uno de ellos totalmente afectado por los efectos de borde (Fig. 2d) y el otro sólo de manera parcial (Fig. 2c, con módulos vecinos tanto por encima como a ambos lados).

### PREDICCIÓN ENERGÉTICA EN UN GENERADOR BIFACIAL

Para analizar la precisión de la estimación de potencia con el modelo propuesto se ha calculado la energía diaria en corriente alterna haciendo uso de la eficiencia en potencia del inversor  $\eta_{INV}$  (Jantsch *et al.*, 1992) (eficiencia que ha sido caracterizada previamente mediante el empleo de un vatímetro de alta precisión (Muñoz *et al.*, 2010)):

$$E_{AC,MODELO} = \int_{\text{día}} P_{MPP} \cdot \eta_{INV} \cdot dt \quad (5)$$

La Fig. 4a muestra la relación entre la energía diaria obtenida a partir del modelo propuesto y la energía diaria real registrada por el contador de la instalación desde octubre de 2019. En círculos azules se representa la relación cuando se emplea la irradiancia trasera a partir de la medida del módulo de referencia situado en el centro del generador. En triángulos amarillos esta misma relación se corresponde con el uso de la irradiancia trasera promedio de las tres células instaladas. En general se aprecia una dispersión elevada de los puntos representados para ambos casos. Esto puede ser consecuencia del predominio de tiempo variable y lluvioso en Madrid entre los meses de septiembre de 2019 y abril de 2020 (AEMET 2020). Además, el intervalo de almacenamiento de datos instantáneos (cada 5 minutos) puede haber amplificado la dispersión inherente a la climatología. Se puede observar que la predicción obtenida a partir de la medida de la irradiancia trasera con el módulo de referencia situado en el centro del generador es en general pesimista (está por debajo de la unidad). Justo lo contrario ocurre cuando se utiliza el promedio de la irradiancia medida por las tres células situadas en los tres puntos seleccionados, obteniendo en general una predicción optimista. Esto es así pues los puntos seleccionados llevan a sobreestimar la irradiancia efectiva que realmente contribuye a la generación energética por haber considerado dos puntos de la periferia y sólo uno del interior. Así que los tres puntos seleccionados en este caso particular no se pueden considerar en su conjunto como representantes absolutos de la irradiancia equivalente en la parte trasera de este generador.

A pesar de ello, cuando se considera el promedio de la irradiancia trasera en estos tres puntos el ajuste es más invariante. Esto se aprecia con claridad en la Fig. 4b, cuando se restringe el análisis a días soleados y estables (a partir del 25 de abril de 2020 y habiendo eliminado los datos atípicos): la pendiente que informa de la variación de esta relación desde primavera hasta el comienzo del otoño es la mitad que cuando se considera únicamente la irradiancia

medida en el centro del generador. Por tanto, parece que el mero hecho de medir en varios puntos donde se miden irradiancias diferentes mejora considerablemente la estabilidad de la estimación energética del sistema.

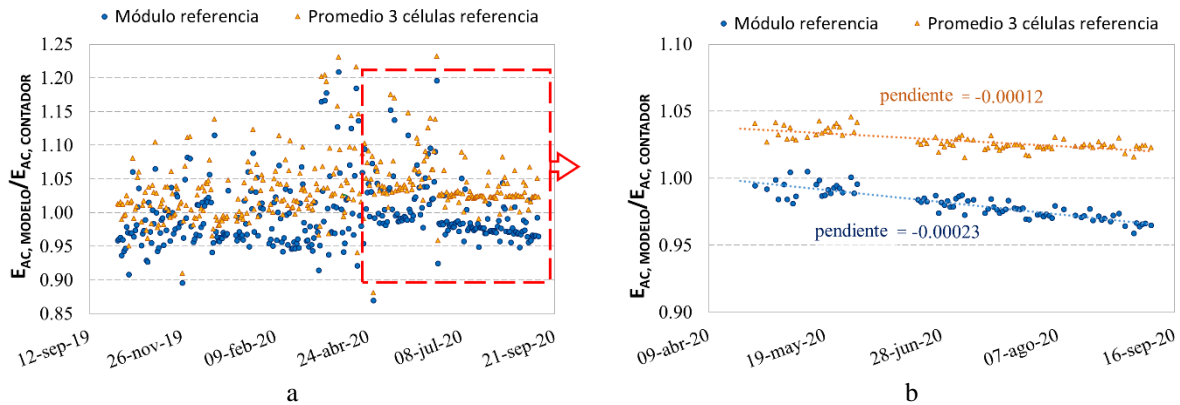


Fig. 4. Relación entre la energía diaria simulada con el modelo propuesto y la energía real que entrega el sistema según el contador presente en el sistema: a) Durante un año. b) Entre el 25 de abril y el 11 de septiembre de 2020.

Una opción mucho más precisa consiste en instalar numerosos sensores de irradiancia trasera a lo largo de todo el perímetro y en diferentes puntos intermedios del interior del generador (tanto en dirección longitudinal como transversal), tal y como proponen otros autores (Riley *et al.*, 2017). Sin embargo, esto aumenta la complejidad de la instalación y de los cálculos, además de que puede afectar negativamente a la producción energética trasera: a mayor número de células instaladas en la parte trasera menor irradiancia llega a los módulos por su parte posterior debido al área que pueden llegar a ocupar los propios sensores.

En este sentido está redactada la normativa internacional para la medida de la característica I-V de módulos fotovoltaicos (IEC 2019) en la que se indica que para calcular la no uniformidad de la irradiancia trasera se debe de medir en al menos 5 puntos del módulo de entre 9 posibles, sólo habiendo uno en el centro (todos los demás están en el perímetro). No obstante, esta selección es para determinar el nivel de no uniformidad máximo, que debe de estar por debajo del 10%. Tal y como se ha mostrado en las figuras anteriores, esta selección no sería representativa de la irradiancia trasera, ya que el valor resultante suele ser superior al valor efectivo que contribuya a la generación energética.

Una selección más representativa es probablemente la indicada en la Fig. 5, en la que el número de sensores en zonas periféricas es igual al número de sensores en zonas interiores. De esta manera se evita dar un mayor peso a la irradiancia captada en el perímetro. En los próximos meses se pretende ampliar el número de sensores en la parte trasera del generador según esta propuesta para analizar los resultados. Pero, como ya se ha comentado previamente, esta propuesta complica notablemente la instalación de sensores e implica muchos más recursos para su monitorización. Por ello, a partir de un conjunto tan numeroso de células se podrán analizar los resultados obtenidos al considerar diferentes subconjuntos más pequeños. Este nuevo montaje nos permitirá indicar con mayor acierto al número mínimo de sensores (que ha de ser mayor de 3) y su ubicación para obtener predicciones más representativas e invariables en el tiempo. En caso de optar por un esquema de este tipo recomendamos colocar células de menor área que las presentadas en este trabajo, de manera que tapen lo menos posible la parte trasera del generador (véase la Fig. 2b).

X	■	11	10	7	6	5	2	1 (+)
X	■	X	9	8	Referencia	4	3	19 (-)
X	■	12	13	14	15	16	17	18

Fig. 5. Esquema de la vista trasera del generador bajo estudio con la propuesta del número y ubicación de las células de referencia a instalar en su parte posterior (cuadrados rojos) para obtener una irradiancia trasera equivalente más representativa de todo el generador.

### CONCLUSIONES

En este estudio se han presentado los resultados obtenidos de la monitorización de un generador bifacial de 6.6 kWp (38 m<sup>2</sup>) que lleva inyectando potencia a la red en Madrid durante más de un año. Se ha analizado la no uniformidad



de la irradiancia trasera para intentar determinar el número de sensores que es recomendable instalar en la parte trasera de un generador de estas características.

El empleo de un único sensor de irradiancia en la parte trasera es insuficiente para una correcta evaluación del funcionamiento del sistema bifacial. Debido a la no uniformidad de la irradiancia en esta parte posterior, relacionada con el factor de visión de cada uno de sus puntos, el resultado de la evaluación es optimista o pesimista en función de la ubicación seleccionada. Esta evaluación también varía en función del periodo del año en que se realice el análisis pues la porción del suelo sombreada o iluminada que ve cada punto va cambiando en las diferentes épocas del año.

Aumentar hasta tres el número de sensores y colocarlos en una diagonal del generador (dos junto al perímetro y uno en el centro) parece que contribuye a reducir la variación de los resultados en diferentes momentos del año. Sin embargo, siguen siendo insuficientes para obtener un valor representativo de la irradiancia posterior equivalente: el predominio de sensores en el perímetro lleva a sobreestimar el valor de irradiancia.

Se recomienda añadir el mismo número de sensores en la parte perimetral y en la parte interior del generador, distribuyéndolos de forma simétrica en diferentes posiciones del área que ocupa para evitar resultados sesgados. Se debe tener presente que si bien la representatividad de la irradiancia obtenida será mayor cuanto mayor sea el número de sensores empleados también aumentará la complejidad en el sistema de monitorización.

Los trabajos de investigación sobre este generador fotovoltaico van a continuar con el objetivo de determinar el mínimo número necesario de sensores de irradiancia posterior y su ubicación en el generador para que los resultados de una evaluación del sistema sean independientes de la época del año en que se realicen los ensayos.

#### AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por el programa de investigación e innovación del Horizonte2020 de la Unión Europea a través del proyecto Fostering a Next Generation of European Photovoltaic SoCieties (GRECO), bajo el acuerdo de concesión nº 787289. Este trabajo es parte del proyecto MADRID-PV2 (P2018/EMT-4308), financiado por la Comunidad de Madrid con el apoyo de FEDER.

#### REFERENCIAS

AEMET. (2020) Agencia Española de Meteorología. Gráfica y datos de precipitaciones para la Estación de Madrid (Retiro). Disponible en <https://datosclima.es/Aemet2013/Precipitastad2013.php> (último acceso 14-09-2020).

Ayala P., Muñoz C., Osorio N., Hernández C., Zurita F., Gutierrez V., Ramirez G., Mancilla F., Valdivia P., Cuevas F., Ferrada P. (2018) Bifacial technology performance compared with three commercial monofacial PV technologies under outdoor high irradiance conditions at the Atacama desert. IEEE 7<sup>th</sup> World conference on photovoltaic energy conversion (WCPEC) pp. 672-675. doi: 10.1109/PVSC.2018.8547345

Baumann T., Klenk M., Keller N., Nussbaumer H., Baumgartner F. (2017) Illumination homogeneity of bifacial systems – outdoor measurements with systematically varied installations conditions. 33<sup>rd</sup> EUPVSEC (Amsterdam). pp. 1605-1609. doi: 10.4229/EUPVSEC20172017-5BV.4.28

Carrillo J.M., Martínez-Moreno F., Lorenzo C., Lorenzo E. (2017) Uncertainties on the outdoor characterization of PV modules and the calibration of reference modules. Solar Energy 155, pp. 880-892. doi: 10.1016/j.solener.2017.07.028

Cuevas A., Luque A., Eguren J., Del Alamo J. (1982) 50 per cent more output power from an albedo-collecting flat panel using bifacial solar cells. Solar Energy 29 (5), 419-420. doi: 10.1016/0038-092X(82)90078-0

De La Parra I., Muñoz M., Lorenzo E., García M., Marcos J., Martínez-Moreno F. (2017) PV performance modelling: a review in the light of quality assurance for large PV plants. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 78, 780-797. doi: 10.1016/j.rser.2017.04.080

Deline C., MacAlpine S., Marion B., Toor F., Asgharzadeh A., Stein J.S. (2016) Evaluation and field assesment of bifacial photovoltaic module power rating methodologies. IEEE 43<sup>rd</sup> PVSC (Portland). pp. 3698-3703, doi: 10.1109/PVSC.2016.7750367.

- Di Stefano A., Leotta G., Bizzarri F. (2017) La Silla PV plant as a utility-scale side-by-side test for innovative modules technologies. 33<sup>rd</sup> EUPVSEC (Amsterdam). pp. 1978-1982. doi: 10.4229/EUPVSEC20172017-6CO.14.1
- Egido M. and Lorenzo E. (1986) Bifacial photovoltaic panels with suntracking. *International Journal of Solar Energy*. 4 (2) pp97-107. doi: 10.1080/01425918608909842.
- Emtsev K., Malevskiy D., Andronikov D., Abramov A., Yakovlev S., Titov A., Terukov E., Orekhov D., Bulygin B., Dubrovskiy A. (2017) Outdoor performance analysis of the Si-heterojunction modules with different cell and module design. 33<sup>rd</sup> EUPVSEC (Amsterdam). pp. 1628-1631. doi: 10.4229/EUPVSEC20172017-5BV.4.33
- Fuentes M., Nofuentes G., Aguilera J., Talavera D.L., Castro M. (2007) Application and validation of algebraic method to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Solar Energy* 81 (11), pp 1396-1408. doi: 10.1016/j.solener.2006.12.008
- Hansen C.W., Gooding R., Guay N., Riley D.M., Kallickal J., Ellibe D., Asgharzadeh A., Marion B., Toor F., Stein J.S. (2017) A detailed model of rear-side irradiance for bifacial PV modules. *IEEE 44<sup>th</sup> PVSC* (Washington, DC). pp. 1543-1548, doi: 10.1109/PVSC.2017.8366707
- Hiroshi, M. (1966) Patent: Radiation energy transducing devices. United States.
- IEC. (2017). IEC 61724-1:2017. Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring
- IEC. (2019) IEC TS 60904-1-2:2019. Photovoltaic devices - Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices.
- JA Solar. (2018) Bifacial Mono PERG double glass module JAM 72D00 350-370/BP datasheet. Disponible en <https://www.jasolar.com.cn/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=357&id=3> (último acceso 14-09-2020).
- Jantsch M., Schmidt H., Schmid J. (1992) Results of the concerted action on power conditioning and control. 11<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference. pp. 1589-1592.
- Kenning T. (2015) World's largest bifacial PV plant nears completion in Chile. [https://www.pv-tech.org/news/worlds\\_largest\\_bifacial\\_pv\\_plant\\_nears\\_completion\\_in\\_chile](https://www.pv-tech.org/news/worlds_largest_bifacial_pv_plant_nears_completion_in_chile) (último acceso 14-09-2020).
- Kreuzinger A. and Lorenzo E. (1986) Estimation of radiation incident on bifacial albedo-collecting panels. *International Journal of Solar Energy* 4 (2), pp. 297-319.
- Ledesma J.R., Almeida R.H., Martínez-Moreno F., Rossa C., Martín-Rueda J., Narvarte L., Lorenzo E. (2020) A simulation of the irradiation and energy yield of large bifacial photovoltaic plants. *Solar Energy* 206. pp. 522-538. doi:10.1016/j.solener.2020.05.108
- Liang T.S., Pravettoni M., Deline C., Stein J.S., Kopecek R., Singh J.P., Luo W., Wang Y., Aberlea A.G., Khoo Y.S. (2019) A review of crystalline silicon bifacial photovoltaic performance characterisation and simulation. *Energy & Environmental Science*, 12, pp. 116-148. doi: 10.1039/C8EE02184H
- Lindsay A., Chiodetti M., Dupeyrat P., Binesti D., Lutun E., Radouane K. (2015) Key elements in the design of bifacial PV power plants. 31<sup>st</sup> EUPVSEC (Hamburg). pp 1764-1769. doi: 10.4229/EUPVSEC20152015-5CO.14.4
- Lorenzo E., Montero M., Egido M. (1988) Operational results of a 8.1 kWp PV installation in a Sub-Sahel Village in Senegal. 8<sup>th</sup> Photovoltaic Solar Energy Conference. pp. 215-221
- Luque A., Ruiz J.M., Cuevas A., Eguren J., Agost M. (1977) Double sided (D.S.) solar cells to improve static concentration. 1<sup>st</sup> Photovoltaic Solar Energy Conference. Luxembourg, pp. 269-277.
- Martínez-Moreno F. (2012) Caracterización y modelado de grandes centrales fotovoltaicas. Tesis Doctoral. Disponible en [http://oa.upm.es/14717/1/Francisco\\_Martinez\\_Moreno.pdf](http://oa.upm.es/14717/1/Francisco_Martinez_Moreno.pdf) (último acceso 14-09-2020)
- Marzoli M., Medici V., Corbellini G., Caccivio M., Friesen G. (2015) Field performance assessment and comparison of mono & bifacial PV modules. 31<sup>st</sup> EUPVSEC (Hamburg). pp. 2042-2046. doi: 10.4229/EUPVSEC20152015-5AV.6.37

- Muñoz J., Martínez-Moreno F., Lorenzo E. (2011) On site characterisation and energy efficiency of grid-connected PV inverters. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 19 (2) pp. 192-201. doi: 10.1002/pip.997
- Pantoja-López A., García Martín J. (1987) Experimental Photovoltaic Solar Plant — 100 kWp. 7<sup>th</sup> Photovoltaic Solar Energy Conference. pp.137-141. doi:10.1007/978-94-009-3817-5\_24
- Riley D., Hansen C., Stein J., Lave M., Kallickal J., Marion B., Toor F. (2017). A performance model for bifacial PV modules. *IEEE 44<sup>th</sup> PVSC* (Washington, DC). pp. 3348-3353, doi: 10.1109/PVSC.2017.8366045
- Schmid A, Dülger G., Baraah G., Kräling U. (2017) IV measurement of bifacial modules: bifacial vs. monofacial illumination. 33<sup>rd</sup> EUPVSEC (Amsterdam). pp:1624-1627. doi: 10.4229/EUPVSEC20172017-5BV.4.32
- Singh J.P. Walsh T.M. Aberle A.G. (2012) Performance investigation of bifacial PV modules in the Tropics. 27<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. pp 3262-3266. doi: 10.4229/27thEUPVSEC2012-4BV.2.15
- Sunpreme. (2016) Sunpreme deploys the World's Largest Bifacial PV Installation for a 12.8 MW Utility Project in Eastern US. <https://www.prnewswire.com/news-releases/sunpreme-deploys-the-worlds-largest-bifacial-pv-installation-for-a-128-mw-utility-project-in-eastern-us-300325989.html> (último acceso 14-09-2020).



## PERSPECTIVAS DE PENETRAÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DESCENTRALIZADA NO MERCADO PORTUGUÊS

**Marques F.C.\*, Melo J.J.\*\*, Pronto A.G.\***

\*Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2829-516 Caparica, Portugal,  
[fcu.marques@campus.fct.unl.pt](mailto:fcu.marques@campus.fct.unl.pt)

\*\*Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2829-516 Caparica, Portugal, [jjm@fct.unl.pt](mailto:jjm@fct.unl.pt)

\*\*\*Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2829-516 Caparica, Portugal, [amg1@fct.unl.pt](mailto:amg1@fct.unl.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2031>

### RESUMO

A tecnologia solar fotovoltaica (PV) tem assumido um papel central na narrativa portuguesa em atingir a neutralidade carbónica em 2050, com destaque para fontes electroprodutoras distribuídas. No Roteiro para Neutralidade Carbónica 2050 apresentado pelo governo português, o solar PV descentralizado atinge um potencial de 13 GW baseado numa metodologia da Agência Internacional de Energia (IEA). A partir disto, o presente trabalho faz um estudo aprofundado da capacidade técnica do solar PV distribuído fundamentado em diferentes modelos de cálculo da IEA, explora a disponibilidade de área de cobertura, e a viabilidade económica da tecnologia nas tipologias residencial, comercial e industrial em diversas regiões portuguesas. Avalia-se que há possibilidade técnica de ultrapassar a projeção de 13 GW, tanto pela área existente quanto pelos métodos distintos da IEA, e verifica-se que o investimento em sistemas PV é mais rentável para consumidores comerciais e industriais do que para domésticos. Incentivos fiscais impulsionariam o solar PV descentralizado, para além dos sistemas com baterias que são atualmente pouco acessíveis.

**PALAVRAS-CHAVE:** Solar Fotovoltaico Descentralizado, Armazenamento Energético, Potencial Técnico, Viabilidade Económica

### ABSTRACT

Solar photovoltaic (PV) technology has taken on a pivotal role in the Portuguese effort to achieve carbon neutrality in 2050 with an emphasis on distributed power generating sources. In the Carbon Neutrality Roadmap 2050 presented by the Portuguese government, decentralised solar PV reaches a potential of 13 GW based on the International Energy Agency's (IEA) methodology. Following this, the present study carries out a thorough analysis of the distributed solar PV technical capacity based on different IEA models, explores the availability of solar roof area and conducts a feasibility study of the technology in the residential, commercial and industrial typologies in several Portuguese regions. Analyses show that it is technically possible to exceed the 13 GW forecast, both by the existing roof area and by the distinct IEA methods. Furthermore, calculations indicate that it is more profitable to invest in PV systems for commercial and industrial consumers than for domestic ones. Tax incentives would boost decentralised solar PV, in addition to systems with battery storage that are, at present, hardly affordable.

**KEYWORDS:** Decentralised Solar Photovoltaic, Energy Storage, Technical Potential, Feasibility Study

## INTRODUÇÃO

O crescimento da energia solar faz parte da trajetória do setor electroprodutor no âmbito da produção renovável em Portugal visando, até 2050, a descarbonização da economia, a diminuição da dependência externa e dos custos da energia, e a criação de novos postos de trabalho. No Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) – estratégia nacional desenvolvida consoante os objetivos estipulados no Acordo de Paris, a tecnologia solar fotovoltaica (PV) afirma-se com maior evidência atingindo 13 GW de potência instalada para o PV centralizado e descentralizado, respetivamente, até 2050 (MATE, 2019). O rápido decréscimo dos custos das soluções de armazenamento – imprescindíveis para garantir a estabilidade e flexibilidade do sistema elétrico – fará com que as baterias estejam sobretudo associadas ao PV descentralizado, verificando-se o custo-eficácia da geração distribuída e o papel relevante dos produtores/consumidores (*prosumers*) na sociedade (MATE, 2019). Entretanto, com o atual preço de mercado das baterias e a falta de estímulo financeiro para adquirir sistemas com acumulação energética, é mais vantajoso investir em instalações PV sem armazenamento (Marques, 2019).

A evolução do solar PV descentralizado tem ganhado destaque em publicações recentes (Huld et al., 2018; Marques, 2019; MATE, 2019), explorando a disponibilidade de área e a capacidade produtiva teórica que se pode extrair do recurso solar. Estudos da Agência Internacional de Energia (IEA) propuseram diferentes formulações baseadas na relação entre a população e a área útil para instalação de painéis fotovoltaicos nas coberturas de edifícios (IEA, 2002; IEA, 2016). Uma modificação da metodologia original de 2002 fundamentou-se na utilização de dados do parque edificado em Portugal de acordo com a Direção Geral de Energia e Geologia (IEA, 2002; DGEG, 2014; Marques, 2019).

Na perspectiva da viabilidade económica, a competitividade do PV distribuído depende em grande parte da dimensão do próprio sistema fotovoltaico face à tipologia consumidora (residencial ou não residencial) (Marques, 2019). Em Portugal, o custo nivelado da energia (*levelized cost of energy*, LCOE) do PV descentralizado é, na grande maioria dos casos, menor do que preços da energia elétrica para consumidores domésticos/comerciais (0,22 €/kWh) e industriais (0,12 €/kWh) (Masson and Kaizuka, 2019; Marques, 2019; Eurostat, 2019). Na condição de paridade de rede, os *prosumers* adotam a tecnologia fotovoltaica pela potencial economia que pode trazer com o autoconsumo. A atratividade dos investimentos, estimada através da taxa interna de rentabilidade (TIR), do valor atual líquido (VAL), do período de retorno do investimento (PRI) e LCOE, é mais significativa para consumos maiores como nos setores comercial e industrial. No setor doméstico, haverá viabilidade nalguns casos, mas para a grande maioria das famílias só será interessante com incentivos, designadamente fiscais (Marques, 2019).

Desta forma, o objetivo deste trabalho é criar um modelo capaz de quantificar o potencial técnico-económico que o solar PV descentralizado possui na conjuntura nacional, através de metodologias da IEA e acesso a bases de dados *online* que caracterizam a irradiância global de diversas localidades e o consumo de energia elétrica dos setores agregados em Portugal.

## METODOLOGIA

Para alcançar o objetivo do presente estudo, duas abordagens foram utilizadas: uma abordagem técnica para estimar a capacidade teórica do PV distribuído em Portugal; e uma abordagem económica para averiguar a viabilidade de implantar uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) em diferentes tipologias de *prosumer* em Portugal.

### Abordagem técnica

Em 2002, a IEA criou uma metodologia para calcular a capacidade teórica da tecnologia PV descentralizada baseada na população local, que foi adotada pelo RNC2050 para calcular o potencial fotovoltaico em Portugal. A Equação (1) estabelece a relação entre parâmetros recomendados pela IEA e variáveis específicas de cada localidade para determinar a produção de energia elétrica total,  $E_{PV}$  (adaptado de IEA, 2002):

$$E_{PV} = \text{Área}_{disp./capita} \times \text{População} \times \text{Fator}_{utilização} \times Pr_{solar} \times H_{solar,local} \times \eta_{global} [TWh] \quad (1)$$

onde a área disponível de cobertura edificada para instalação de painéis solares na região europeia ocidental e central é de 18,5 m<sup>2</sup> per capita, o fator de utilização (i.e. a razão entre a área de cobertura solar útil e a área bruta edificada) é de 0,4,  $Pr_{solar}$  é o fator de produtividade solar que assume um valor de 0,8, e  $\eta_{global}$  é o rendimento dos painéis solares adotado como 14%. A população e a irradiação solar anual,  $H_{solar,local}$ , são grandezas específicas de cada região elegida no estudo, e considerou-se um tempo de operação da UPAC de 1 450 horas equivalentes (IEA, 2002; Pearsall, 2017; EDP, 2017).

Para aproximar a metodologia original da IEA à realidade portuguesa, substituiu-se o parâmetro de 18,5 m<sup>2</sup> per capita pela informação do parque edificado nacional (DGEG, 2014), para além de assumir pressupostos mais conservadores como o fator de utilização (0,35) e a produtividade solar (0,75) (Marques, 2019).

Em 2016, a IEA apresentou uma nova abordagem para estimar a área de cobertura PV disponível em zonas urbanas – descrita pela Eq. (2) – e a resultante capacidade técnica como expressam as Eqs. (3) e (4). Este método provém de um estudo que determina a área total adequada para instalar módulos fotovoltaicos no topo de edifícios em função da densidade populacional (em pessoas/km<sup>2</sup>) (adaptado de IEA, 2016).

$$\text{Área}_{cobertura\ PV} = 172,3 \times (\text{Densidade}_{populacional})^{-0,352} \text{ [m}^2/\text{capita]} \quad (2)$$

$$E_{PV,pot} = \text{Área}_{cobertura\ PV} \times H_{solar,local} \times \eta_{global} \times PR \times f_{orientação} \text{ [TWh]} \quad (3)$$

$$C_{PV,pot} = C_{PV,pot,p} \times PR = \frac{E_{PV,pot}}{H_{solar,local}} \times 1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \times 10^3 \text{ [GW]} \quad (4)$$

onde  $E_{PV,pot}$  é o potencial de geração de energia elétrica, PR é o *performance ratio* que representa o rácio entre a produção real e teórica do sistema PV (assumido como 75%),  $f_{orientação}$  é o fator de orientação que retrata os ganhos ou perdas através da inclinação ou orientação das coberturas (assumido como 1, já que não há informação específica disponível),  $C_{PV,pot}$  é a capacidade instalada e  $C_{PV,pot,p}$  é a capacidade de pico – i.e. a capacidade alcançada em condições ideais (IEA, 2016).

### Abordagem económica

A avaliação técnico-económica de uma UPAC envolve um conjunto de etapas que podem verificadas na Fig. 1, desde o levantamento e comparação dos perfis de produção e consumo até o dimensionamento de um sistema PV cuja potência maximize as poupanças com o autoconsumo para o investidor. Neste estudo, foi feita uma análise utilizando dados médios de consumo a partir de bases de dados *online* (PORDATA, 2019).

Para investigar uma tipologia de consumo específica, replicar-se-ia a metodologia demonstrada na Fig. 1.

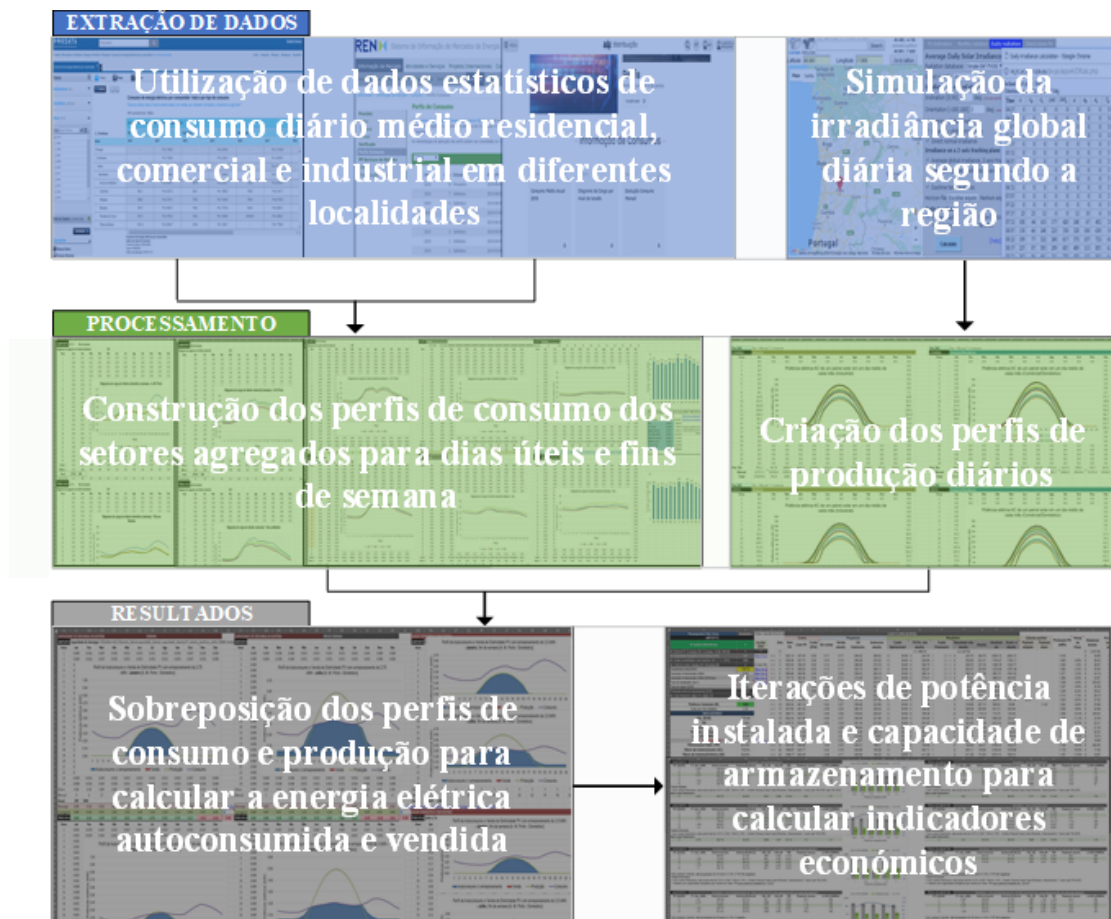


Fig. 1. Fluxo de trabalho para o estudo de viabilidade económica

A Figura 2 mostra as localidades escolhidas a partir dos critérios de maior concentração populacional e atividade económica para *prosumers* domésticos e comerciais, e presença de parques industriais e aglomeração da indústria transformadora para *prosumers* industriais.

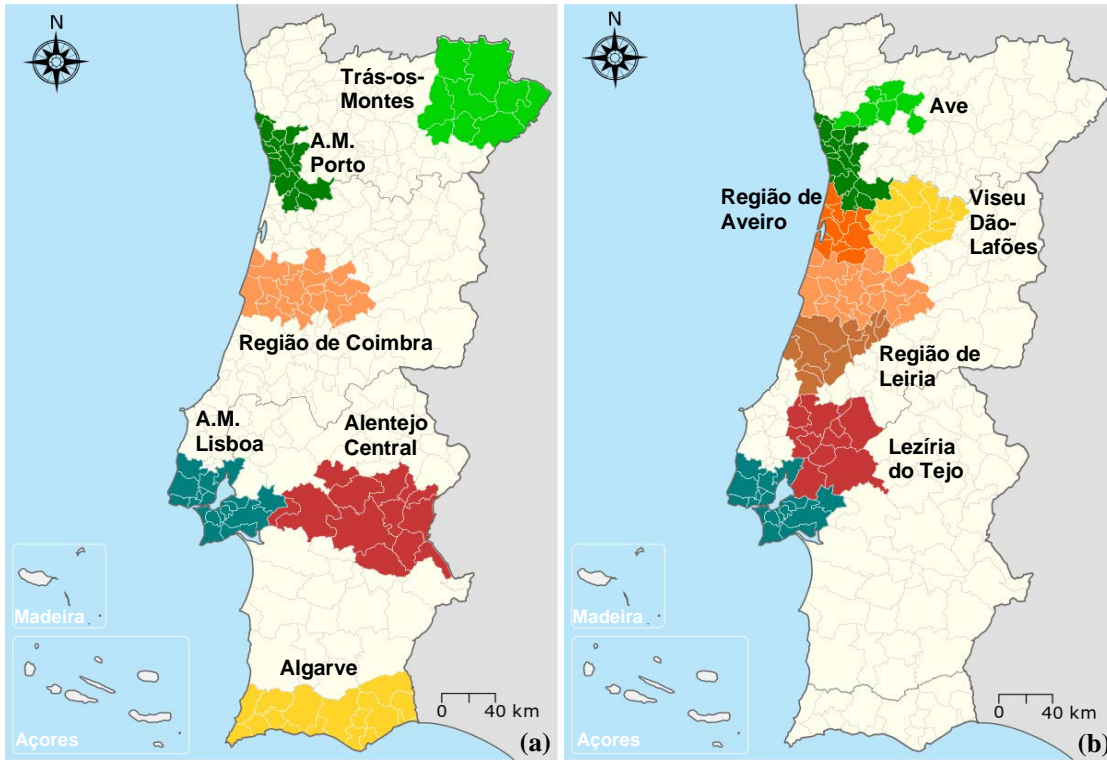


Fig. 2. Regiões escolhidas em Portugal para o estudo de viabilidade económica relativamente aos (a) *prosumers* domésticos e comerciais, e (b) *prosumers* industriais (adaptado de PORDATA, 2019)

Com coordenadas de latitude e longitude de cada região, foi possível aceder dados de irradiação global e temperatura no programa PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) para calcular a potência eléctrica gerada por um painel solar (Huld, Müller and Gambardella, 2012). As Equações (5) à (8) resumem os cálculos necessários para determinar a *output* de um módulo PV (adaptado de Masters, 2013).

$$P_{DC} = P_{DC,STC} \times \frac{G}{1000} \times [1 - \alpha_p (T_{cél} - 25)] [W] \quad (5)$$

$$T_{cél} = T_{amb} + \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) \times G [^{\circ}C] \quad (6)$$

$$P_{DC,out} = P_{DC} \times (1 - Pe_{sujeidade}) \times (1 - Pe_{joule}) \times (1 - Pe_{módulos dif.}) \times (1 - Pe_{sombre.}) \quad (7)$$

$$P_{AC} = P_{DC out} \times \eta_{inversor} \quad (8)$$

onde  $P_{DC}$  é a potência eléctrica em corrente directa,  $P_{DC,STC}$  é a potência do módulo em condições de referência (*Standard Test Conditions*, 1 000 W/m<sup>2</sup>),  $G$  é a fração da irradiação em relação ao STC,  $\alpha_p$  é o coeficiente de perda de potência em função da temperatura,  $T_{cél}$  é a temperatura da célula solar,  $T_{amb}$  é a temperatura ambiente, NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) é a temperatura nominal de operação da célula,  $P_{DC,out}$  é a potência de saída do módulo,  $P_{DC}$  é a potência gerada no módulo, “ $Pe$ ” representa as perdas associadas ao sistema (sujeidade, efeito Joule, diferença nos parâmetros dos módulos ou *mismatch* e sombreamento que varia em função da localização),  $P_{AC}$  é a potência disponível para as cargas/rede e  $\eta_{inversor}$  é o rendimento do inversor.

A sobreposição dos perfis de consumo e produção permite vislumbrar o saldo energético de uma determinada instalação consumidora, resultando num défice, saldo nulo ou excedente energético. O regime remuneratório em Portugal permite a venda da energia eléctrica proveniente de uma UPAC a 90% do preço de fecho do Mercado Ibérico (Masson and Kaizuka, 2019); na prática, o retorno para o investidor é de aproximadamente 25% comparado com a poupança através do autoconsumo (Marques, 2019). Neste contexto, existe um ponto ótimo em termos da potência instalada do sistema PV – e da capacidade de armazenamento energético de um banco de baterias – sendo possível maximizar o rendimento ao consumidor através de iterações de potência/energia.



As Equações (9) à (12) sintetizam, respetivamente, os indicadores económicos selecionados para apreciar a viabilidade económica dos projetos PV: o valor atual líquido (VAL), que representa a diferença entre o valor e o custo de um projeto; a taxa interna de rentabilidade (TIR), que deve ser superior ao custo de oportunidade de capital ou taxa de atualização de projeto; o período de retorno do investimento (PRI), devendo ser menor do que o tempo máximo aceitável (*cutoff period*); e o custo nivelado de energia (LCOE), que permite comparar o custo de funcionamento de uma fonte eletroprodutora com o mercado (Brealey, Myers and Allen, 2017; Kost et al., 2018).

$$VAL = C_0 + \frac{C_1}{1+r} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (9)$$

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (10)$$

$$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} = C_0 \quad (11)$$

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (12)$$

onde  $C_0$  é o investimento inicial,  $C_t$  representa o fluxo de caixa no ano “t”, “n” indica o período do projeto (25 anos para sistemas fotovoltaicos), “r” é a taxa de atualização,  $A_t$  é o custo anual de produzir energia ou de manutenção, e  $E_t$  equivale à energia produzida no ano. A potencialização da TIR foi o principal objetivo no dimensionamento das UPAC, minimizando o PRI e LCOE e conduzindo a valores elevados de VAL.

No que diz respeito ao custo total para instalar uma UPAC, foi feita uma pesquisa de mercado de *kits* de autoconsumo no mercado português (incluindo o imposto sobre o valor acrescentado, IVA) como ilustra a Fig. 3. Verifica-se economias de escala significativas com o aumento da potência, mas sistemas fotovoltaicos com acumulação energética apresentam-se ainda pouco acessíveis.

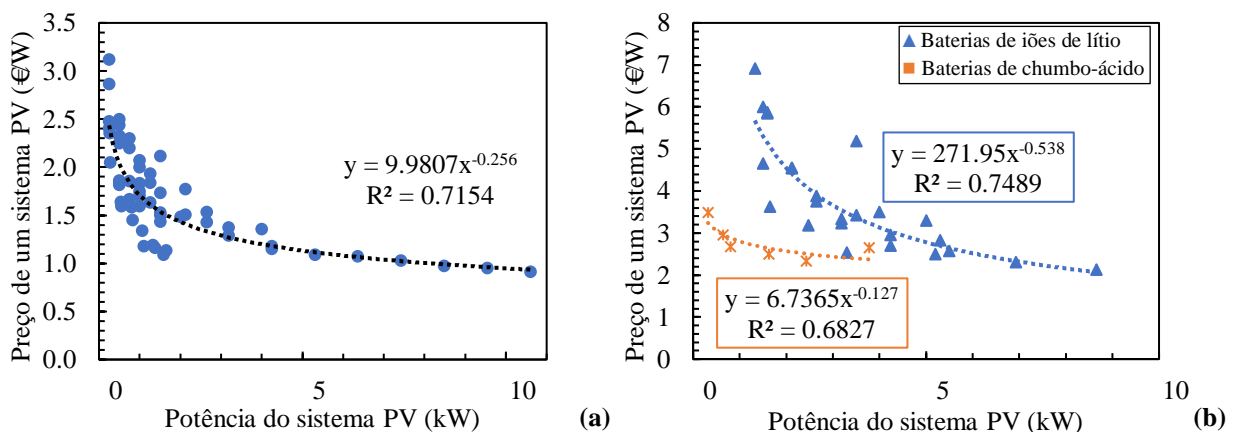


Fig. 3. Tendência de preço das ofertas de sistemas PV descentralizados em Portugal (2018-2019) (a) sem armazenamento e (b) com armazenamento (Marques, 2019)

No presente estudo também foi explorada a distribuição de área que seria ocupada na cobertura do parque edificado com a implantação de unidades de produção com potência instalada ótima. Sabendo-se que para 1 kW pico necessita-se de uma área de aproximadamente 7 m<sup>2</sup> – sendo que existe uma disponibilidade de cerca de 160 km<sup>2</sup> de área de cobertura em Portugal – (Huld et al., 2018), foi estimada a área total de cobertura necessária para instalar os sistemas PV ao conhecer o número de consumidores em cada região e a potência ótima para cada *prosumer* (Marques, 2019).

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

A comparação dos resultados de capacidade técnica PV distribuída pode ser visualizada na Fig. 4, revelando variações notáveis entre as metodologias adotadas. Apesar da abordagem do RNC2050 e da (IEA, 2002) ser a mesma, neste trabalho foi considerada somente a área de cobertura dos edifícios e não das fachadas. Com a modificação desta metodologia utilizando dados da DGEG do parque edificado no território nacional, obtém-se uma estimativa de área

de cobertura solar mais direcionada para a realidade portuguesa que não depende de dados de população ou do parâmetro médio de 18,5 m<sup>2</sup>/capita. A abordagem da (IEA, 2016) introduz um método de cálculo a partir da densidade populacional que pode não refletir precisamente a organização urbana de cidades maiores e menores, superestimando ou subestimando a extensão de cobertura solar. Em síntese, calculou-se potenciais acima dos valores do RNC2050, sugerindo que existe boa margem para o PV distribuído desenvolver-se além das projeções do roteiro.

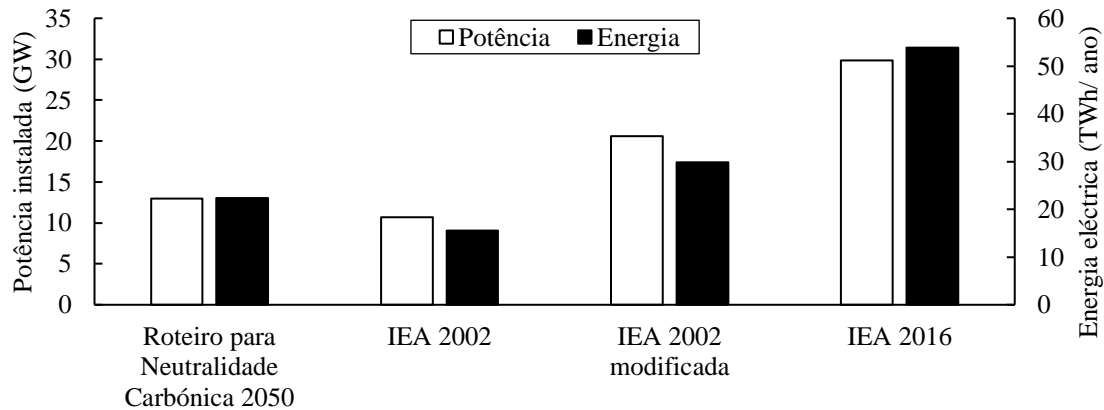


Fig. 4. Comparação do potencial solar fotovoltaico descentralizado em Portugal entre o RNC2050 e metodologias da IEA (adaptado de IEA, 2002; IEA, 2016; MATE, 2019)

Relativamente à viabilidade económica das UPAC em Portugal, como mostra a Tabela 1 com as regiões em comum para cada tipologia estudada, nota-se maiores índices de rentabilidade para consumidores não residenciais em virtude de maiores consumos ao longo do dia. Há viabilidade para sistemas PV com baterias no âmbito comercial/industrial considerando incentivos financeiros; já para *prosumers* domésticos, a falta de algum apoio fiscal torna o investimento em UPAC – sem e com acumulação energética – menos interessante do que para as outras tipologias.

Tabela 1. Síntese dos indicadores económicos para as regiões do Porto, Coimbra e Lisboa nas três tipologias estudadas (sectores agregados)

Armazenamento	Tipologia	Regiões	Potência (kWp)	Energia (kWh)	TIR (%)	PRI (anos)	LCOE (€/MWh)
Sem baterias	Residencial	Porto	0,8	-	14	8,3	122
		Coimbra	0,5	-	13	9,1	136
		Lisboa	0,5	-	14	8,6	129
	Comercial	Porto	5	-	23	4,9	86
		Coimbra	4,8	-	22	5,2	86
		Lisboa	5	-	25	4,5	81
	Industrial	Porto	54	-	30	3,7	52
		Coimbra	128	-	41	2,6	42
		Lisboa	61	-	35	3,1	48
Com baterias <sup>a</sup>	Residencial <sup>b</sup>	Porto	1	1	10	11,8	184
		Coimbra	0,8	1	9	12,4	200
		Lisboa	0,8	1	10	11,9	191
	Comercial <sup>c</sup>	Porto	11	19	16	7,3	119
		Coimbra	8,8	16,5	14	8,5	134
		Lisboa	11,3	21,5	17	6,7	115
	Industrial <sup>c</sup>	Porto	74,3	159	30	3,7	59
		Coimbra	74,5	1	43	2,4	43
		Lisboa	74,3	140,5	36	3	54

Nota: a. com redução de 50% nos preços correntes de mercado; b. baterias de chumbo-ácido; c. baterias de iões de lítio.

Em complemento à Tabela 1, as Figs. 5 e 6 apresentam, respetivamente, os fluxos energéticos de unidades de produção sem e com armazenamento para um *prosumer* residencial no Porto e um *prosumer* não residencial em Lisboa. Observa-se que é possível maximizar o autoconsumo com a incorporação de baterias, mas seu custo elevado e a falta de incentivos torna o investimento menos atrativo do que adquirir sistemas sem armazenamento.

No que se refere ao espaço de cobertura disponível para implantar sistemas PV com potência instalada ótima – considerando o número de utentes no país, os consumos do setor agregado de cada tipologia e UPAC sem acumulação energética – ocupar-se-ia cerca de metade da área de cobertura disponível em Portugal. Com isto, há espaço suficiente para cumprir a meta do RNC2050 e atingir um potencial técnico PV distribuído superior a 13 GW (Marques, 2019).

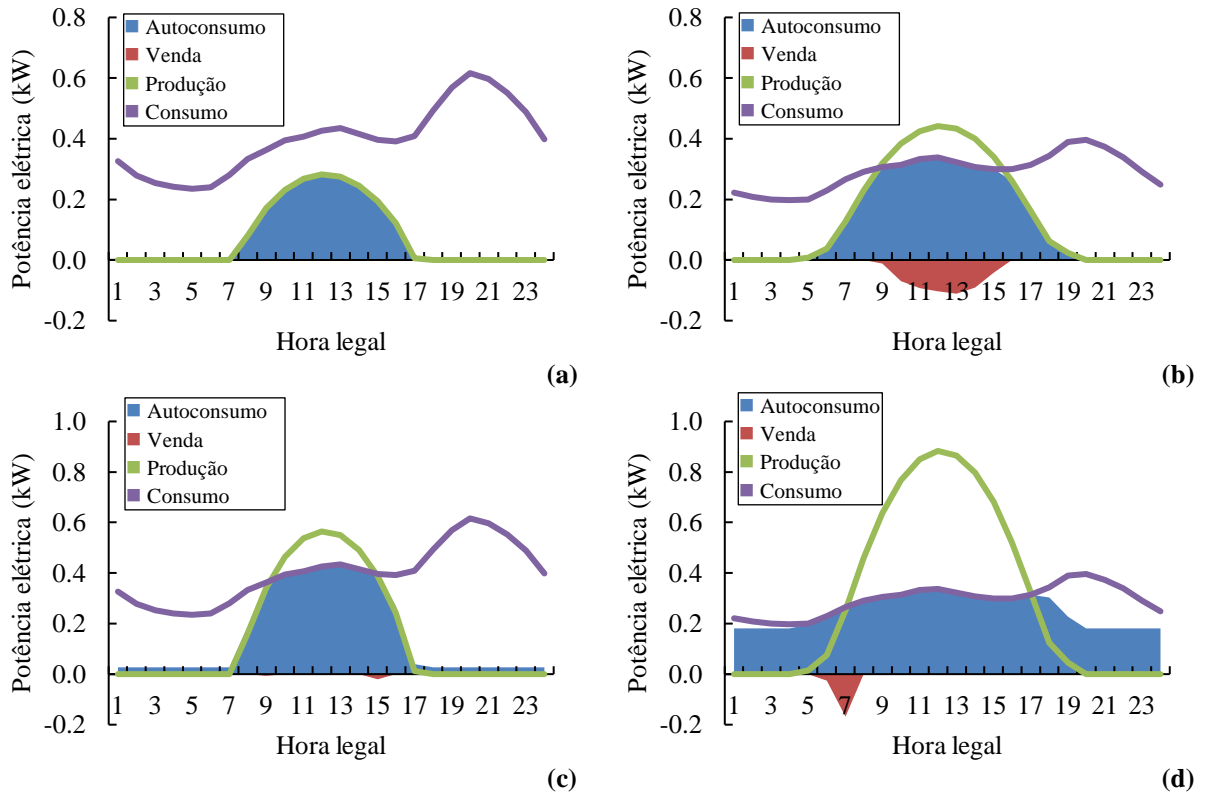


Fig. 5. Perfis de autoconsumo e venda de energia elétrica para um *prosumer* residencial (sector agregado) num dia útil em Porto, sem armazenamento em (a) janeiro e (b) julho; e com baterias de chumbo-ácido em (c) janeiro e (d) julho (adaptado de Huld, Müller and Gambardella, 2012; PORDATA, 2019; REN, 2019)

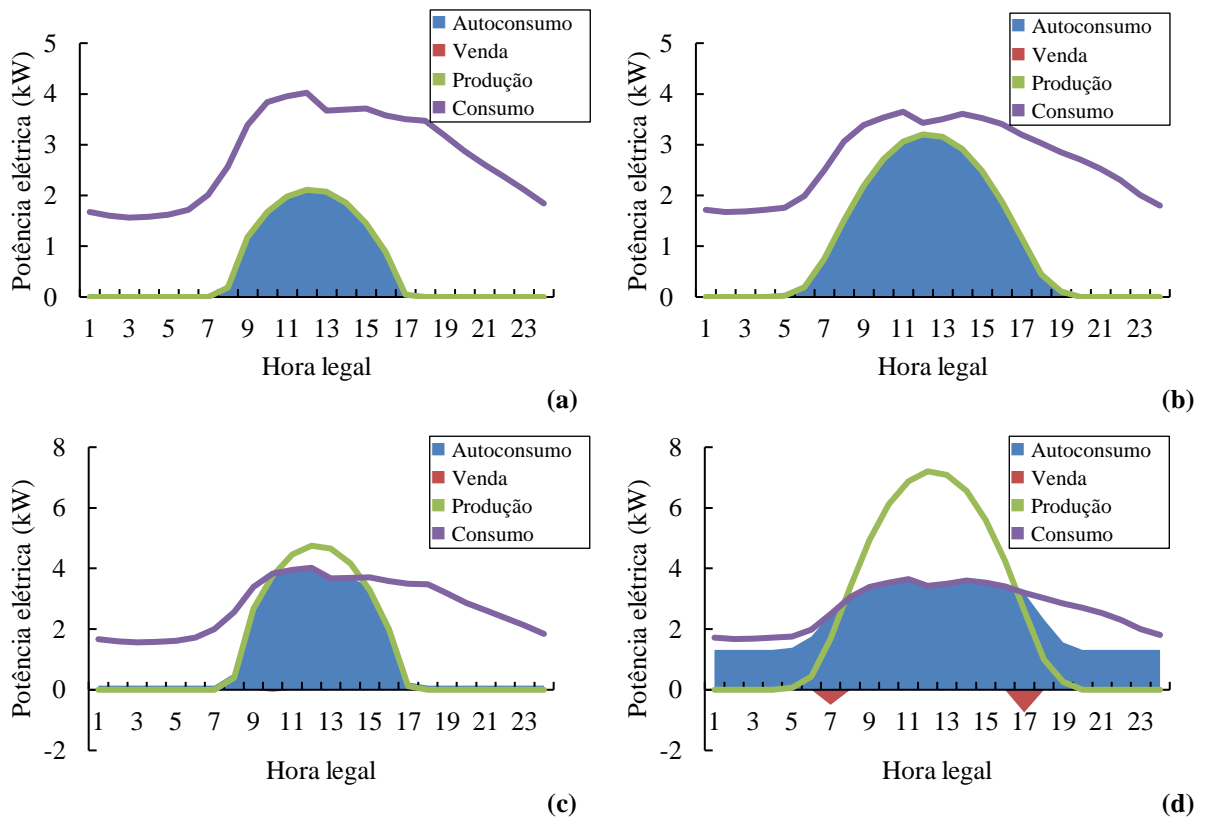


Fig. 6. Perfis de autoconsumo e venda de energia elétrica para um *prosumer* não residencial (sector agregado) num dia útil em Lisboa, sem armazenamento em (a) janeiro e (b) julho; e com baterias de íões de lítio em (c) janeiro e (d) julho (adaptado de Huld, Müller and Gambardella, 2012; PORDATA, 2019; REN, 2019)

## CONCLUSÕES

Os modelos de cálculo da IEA aplicados neste trabalho indicam que em Portugal existe um potencial técnico PV descentralizado ainda pouco aproveitado, com ampla margem para desenvolver-se para além das projeções de 13 GW do RNC2050.

A possibilidade de haver uma larga adoção da tecnologia em território nacional assenta-se na viabilidade económica favorável das UPAC, condicionada pelo custo elevado das tarifas de energia elétrica e pela elevada irradiação global que incide no país. Consumos mais elevados durante o pico solar, como ocorre com instalações comerciais e industriais, conseguem potencializar os custos evitados com o autoconsumo e aumentar a rentabilidade de sistemas fotovoltaicos. *Prosumers* residenciais, por sua vez, têm menor sobreposição de geração PV e consumo energético que tipicamente cresce no fim da tarde. Neste caso, muitos investimentos no âmbito doméstico só se tornam atrativos com o auxílio de incentivos fiscais. O armazenamento energético também pode ser um grande impulsionador da tecnologia PV, mas as condições presentes de mercado impedem uma maior difusão das baterias.

Com larga disponibilidade de área de cobertura no parque edificado nacional, Portugal possui uma grande oportunidade para protagonizar um crescimento mais acentuado da tecnologia solar fotovoltaica distribuída rumo à descarbonização de sua economia até 2050.

## REFERÊNCIAS

Brealey, R. A., Myers, S. C. and Allen, F. (2017) *Principles of corporate finance. The McGraw-Hill/Irwin Series in Finance, Insurance, and Real Estate* Twelfth edition. edn. New York, NY: McGraw-Hill/Education.

DGEG (2014) *Estratégia Nacional para a Renovação de Edifícios*. Direção Geral de Energia e Geologia, Portugal: República Portuguesa.

EDP (2017) *Energy Outlook 2017*, Portugal: Energias de Portugal. Disponível em: <https://www.edp.com/sites/default/files/eo2017.pdf>.

Eurostat (2019) 'Estatísticas sobre os preços da eletricidade', pp. 1, *Eurostat - Statistics Explained*, Available: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_price\\_statistics/pt#Pre.C3.A7os\\_da\\_eletricidade\\_para\\_consumidores\\_dom.C3.A9sticos](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics/pt#Pre.C3.A7os_da_eletricidade_para_consumidores_dom.C3.A9sticos).

Huld, T., Bódis, K., Pascua, I. P., Dunlop, E., Taylor, N. and Jäger-Waldau, A. (2018) 'The Rooftop Potential For PV Systems In The European Union To Deliver The Paris Agreement', *European Energy Innovation*, pp. 4.

Huld, T., Müller, R. and Gambardella, A. (2012) 'A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa', *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems*, 86(6), pp. 1803-1815, *ScienceDirect*, Available: Solar Energy. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.03.006>.

IEA (2002) *Potential for Building Integrated Photovoltaics*, Switzerland: International Energy Agency (Report IEA-PVPS T7-4). Available at: [http://www.iea-pvps.org/index.php?id=9&eID=dam\\_frontend\\_push&docID=394](http://www.iea-pvps.org/index.php?id=9&eID=dam_frontend_push&docID=394).

IEA (2016) *Energy Technology Perspectives 2016 - Towards Sustainable Urban Energy Systems. Annex H - Rooftop Solar PV Potential in Cities*, France: OECD Publishing.

Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H.-T. and Schlegl, T. (2018) *Levelized Cost of Electricity: Renewable Energy Technologies*, Germany: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Available at: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018\\_Fraunhofer-ISE\\_LCOE\\_Renewable\\_Energy\\_Technologies.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf).

Marques, F. C. (2019) *Perspectivas de penetração da energia solar fotovoltaica no mercado português*. Mestrado em Engenharia de Energias Renováveis (Dissertação de Mestrado), Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa, Portugal.

Masson, G. and Kaizuka, I. (2019) *Trends in Photovoltaic Applications 2019*, Switzerland: International Energy Agency (Report IEA PVPS T1-36). Available at: [https://www.dropbox.com/s/t6j1vw8dmd05kv6/Iea-pvps\\_report\\_2019.pdf?dl=0](https://www.dropbox.com/s/t6j1vw8dmd05kv6/Iea-pvps_report_2019.pdf?dl=0).

Masters, G. M. (2013) *Renewable and efficient electric power systems*. 2nd edition. edn. Hoboken, N.J.: John Wiley & Sons, Inc., p. 712.

MATE (2019) *Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050). Estratégia de Longo Prazo para a Neutralidade Carbónica da Economia Portuguesa em 2050*. Ministério do Ambiente e Transição Energética, Portugal: República Portuguesa.

Pearsall, N. M. (2017) '1 - Introduction to photovoltaic system performance', *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems*, pp. 1-19, *ScienceDirect*, Available: Woodhead Publishing. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-336-2.00001-X>.

PORDATA (2019) *Consumo de energia eléctrica por consumidor: total e por tipo de consumo*. Portugal: Fundação Francisco Manuel dos Santos. Disponível em: <https://www.pordata.pt/Municipios/Consumo+de+energia+el%C3%A9ctrica+por+consumidor+total+e+por+tipo+de+consumo-436> (Acedido: 10 abril 2019).



## ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA COMPARATIVA DAS TECNOLOGIAS DE CONCENTRAÇÃO HELIOTÉRMICA EM LOCALIDADES BRASILEIRAS

Velasquez R.M.G.\*, Martins J.H.S.\*\* \*\*, Milani R.\*, Pozzatti L.F.\*\*\*, Meyer B.T.\*\*\*

\* Facto Energy, Rua Haddock Lobo 369, Rio de Janeiro, 20260-141, (RJ) Brasil,  
[roberto.velasquez@factoenergy.com](mailto:roberto.velasquez@factoenergy.com), [joao.martins@factoenergy.com](mailto:joao.martins@factoenergy.com), [rodrigo.milani@factoenergy.com](mailto:rodrigo.milani@factoenergy.com)

\*\* LEPTEN – Laboratório de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia,  
 Departamento de Engenharia Mecânica, UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina,  
 Rua Eng. Agrônomo Andrei Cristian Ferreira, Florianópolis, 88040-900, (SC) Brasil

\*\*\* CGT Eletrosul, Rua Dep. Antônio Edu Vieira 999, Florianópolis, 888040-901, (SC) Brasil,  
[luis.pozzatti@cgetelectrosul.gov.br](mailto:luis.pozzatti@cgetelectrosul.gov.br), [bmeyer@cgetelectrosul.gov.br](mailto:bmeyer@cgetelectrosul.gov.br)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2032>

### RESUMO

A avaliação da viabilidade econômica de novos empreendimentos é uma etapa indispensável no planejamento e na discussão de políticas energéticas. Diante disso, este estudo aborda uma análise técnico-econômica das principais tecnologias utilizadas em projetos CSP por meio de simulações computacionais de plantas em 20 localidades brasileiras. As usinas são modeladas em dois cenários de potência instalada (50 e 125 MW<sub>e</sub>) e capacidade do sistema de armazenamento de energia térmica (7 e 12 horas). Os parâmetros utilizados na comparação entre os diferentes cenários, localidades e tecnologias são LCOE, geração de eletricidade, área do campo solar, Múltiplo Solar, CAPEX e OPEX nivelado. De maneira geral, esses parâmetros sugerem que a tecnologia de torre apresenta vantagens para maiores escalas de operação, enquanto a de cilindro é mais indicada para plantas de menor capacidade. Por possuir os mais baixos valores de CAPEX para plantas de pequeno porte, a alternativa de Fresnel é atrativa na inserção de projetos piloto em países com desenvolvimento incipiente da tecnologia CSP, situação na qual se enquadra o Brasil.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia heliotérmica, Análise técnico-econômica, Custo nivelado de energia

### ABSTRACT

Assessing the economic viability of new ventures is an essential activity in energy planning and energy policy discussion. In this context, this paper approaches a technical economic analysis of the main CSP technologies used worldwide through numerical simulations in 20 Brazilian sites using the software System Advisor Model. Power plants were designed in two scenarios of capacity and TES capacity: the first with 50 MW<sub>e</sub> capacity and 7 hours of equivalent storage, and the second with 125 MW<sub>e</sub> and 12 hours of storage. The parameters used in the comparison between the different scenarios, locations and technologies were LCOE, annual electricity output, solar field area, Solar Multiple, CAPEX and levelized OPEX, which broadly suggested Power Tower has greater competitive advantages for a larger scale operation, while Parabolic Trough Collectors are more suitable for plants with lower installed capacity. Because it has the lowest Capital Costs up to a given solar field area, Fresnel alternative is attractive in the insertion of small scale CSP power plants in countries with undeveloped CSP technology, e.g. Brazil.

**KEYWORDS:** Concentrated Solar Power, Technical economic analysis, Levelized Cost of Energy

### INTRODUÇÃO

Atualmente, no Brasil, estão sendo desenvolvidos projetos de pesquisa e desenvolvimento no segmento de energia heliotérmica (em inglês, *Concentrated Solar Power* – CSP). Em iniciativas desse tipo, previamente às etapas de projeto básico e execução, é necessário avaliar a viabilidade técnica e econômica da exploração dos recursos energéticos (Liu et al., 2018). A viabilidade econômica pode ser verificada quantitativamente a partir de uma série de indicadores, dentre eles: *payback*, taxa interna de retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL) e, o mais amplamente utilizado, custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) (Tao e Finenko, 2016). Além de ser o principal parâmetro, o LCOE também é o mais difundido na comparação de tecnologias de geração de eletricidade, sendo considerado por diversas agências e órgãos reguladores, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018), a US Energy Information Administration (EIA, 2019) e a International Renewable Energy Agency (IRENA, 2019).

Um exemplo de sua utilização é o estudo de Astariz, Vazquez e Iglesias (2015), que tratou sobre as diferentes possibilidades de aproveitamento energético no ambiente marinho e utilizou o LCOE para realizar uma análise econômica de empreendimentos de energia eólica *offshore*, maremotriz e ondomotriz. Um trabalho semelhante foi conduzido por Ouyang e Lin (2014), que estimou o LCOE para uma série de fontes renováveis em diversas localidades da China, a fim de definir as políticas governamentais necessárias para aumentar sua competitividade frente aos combustíveis fósseis. Por sua vez, Liu et al. (2018) utilizaram uma abordagem multicritério, englobando LCOE, TIR, geração de energia e emissões de gases de efeito estufa para realizar uma análise técnico-econômica das alternativas renováveis de geração em uma província chinesa.

No presente trabalho, desenvolvido no escopo do projeto de pesquisa e desenvolvimento intitulado “Desenvolvimento e Implantação de planta termossolar de 0,25 MW<sub>e</sub>” da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da CGT Eletrosul, foi conduzida uma análise das diferentes tecnologias CSP, com o intuito de comparar seu desempenho técnico e econômico em diferentes escalas de operação e condições meteorológicas, representadas por diferentes localidades brasileiras.

## METODOLOGIA

Para realizar a análise comparativa entre as tecnologias de geração heliotérmica, avaliou-se as mais amplamente utilizadas a nível mundial: coletores cilindro-parabólico (*Parabolic Trough Collectors* – PTC), torre solar (*Solar Power Tower* – SPT) e linear Fresnel (*Linear Fresnel Reflectors* – LFR). A alternativa de disco solar não está presente neste estudo, uma vez que não há plantas de grande porte em operação ou mesmo em fase de planejamento ou construção (NREL, 2018). O software System Advisor Model (NREL, 2017) foi aplicado na modelagem das plantas, considerando distintos cenários de potência instalada e de armazenamento de energia térmica em 20 localidades brasileiras presentes no banco de dados do SAM, com o propósito de analisar o comportamento das alternativas CSP em diferentes regiões, que representam diferentes faixas de irradiância direta normal (*Direct Normal Irradiance* – DNI). Os locais analisados podem ser observados na Figura 1.

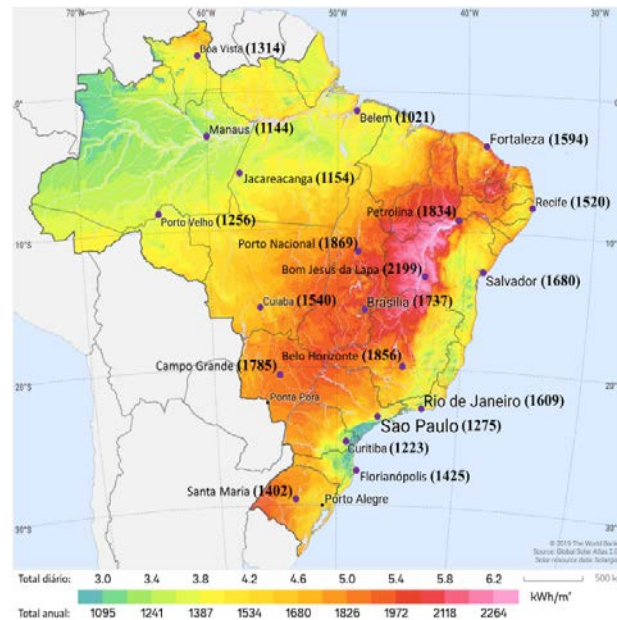


Figura 1. Irradiância direta normal no território brasileiro, em kWh/m<sup>2</sup>.ano<sup>-1</sup>, com destaque para as 20 localidades analisadas. Adaptado de Solargis (2017)

### Determinação de cenários e parâmetros técnicos

No banco de dados do National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2018), foram extraídas informações a respeito das usinas em construção e desenvolvimento de cada tecnologia CSP. Com isso, dois cenários foram traçados: o primeiro deles, de 50 MW<sub>e</sub> e 7 horas, representa a tendência para as plantas em construção (10) e desenvolvimento (8) de PTC; já o segundo cenário, de 125 MW<sub>e</sub> e 12 horas, representa a tendência para as plantas em construção (9) e desenvolvimento (10) de SPT. Um terceiro cenário ainda foi delineado para caracterizar as plantas em construção (3) e desenvolvimento (5) de LFR, com 50 MW<sub>e</sub> e 14 horas, entretanto não foi considerado por se assemelhar aos anteriores. Os demais parâmetros aplicados na modelagem das plantas podem ser encontrados na Tabela 1.



Tabela 1. Parâmetros técnicos utilizados na modelagem das plantas

SUBSISTEMA	PARÂMETRO	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2
<b>Campo solar</b>	Múltiplo Solar	Otimizado via análise paramétrica	
	DNI de projeto	Função da localidade	
	Coletores por loop	8	
<b>Cilindro – PTC</b>	Número de loops	Depende da localidade	
	Fluido de trabalho	Therminol VP-1	
	Modelo do coletor	Skyfuel SkyTrought	
	Modelo do receptor	Schott PTR80	
<b>Torre – SPT</b>	Altura da torre	Otimizada para a localidade no SAM	
	Altura e diâmetro do receptor	Otimizada para a localidade no SAM	
	Fluido de trabalho	Solar salt (60% NaNO <sub>3</sub> , 40% KNO <sub>3</sub> )	
	Modelo do coletor	Heliostatos (12,2 m x 12,2 m)	
<b>Fresnel – LFR</b>	Modelo do receptor	Receptor externo	
	Fluido de trabalho	Therminol VP-1	
	Área do coletor	470 m <sup>2</sup>	
	Comprimento do coletor	44,8 m	
<b>TES</b>	Tipo de sistema	Duplo tanque indireto; Solar salt	
	Capacidade de armazenamento	7 horas	12 horas
<b>Bloco de potência</b>	Potência instalada	50 MW <sub>e</sub>	125 MW <sub>e</sub>

#### Irradiância de projeto

Sendo o Múltiplo Solar (MS) a relação entre a área do campo solar e a área requerida para operar o ciclo de potência em condições nominais (Cardemil e Colle, 2010), a DNI de projeto é a potência incidente no campo solar capaz de acionar o bloco de potência com capacidade nominal, para um MS igual a 1 (NREL, 2017). Dentre os diferentes métodos existentes para a definição da DNI de projeto, é comum a escolha da DNI média para uma dada localidade. Caso tal valor seja adotado, sempre que a DNI a superar, haverá desperdício de energia. Em contrapartida, na hipótese de adoção da máxima DNI anual como valor de projeto, há uma significativa ampliação do campo solar, o que implica em maiores CAPEX e LCOE, além de tornar o campo solar subaproveitado na maior parte do ano (IEA, 2014). A metodologia empregada por estudos como o de Malagueta et al. (2013) utiliza a média das máximas DNIs diárias como valor de projeto. Assim, evita-se desperdício de energia e superdimensionamento do campo solar. Desta forma, esse critério também foi adotado neste estudo.

#### Determinação de custos e parâmetros econômicos

Custo nivelado de energia. Conforme Pawel (2014), o LCOE pode ser interpretado como o preço médio de comercialização da energia elétrica ao longo do ciclo de vida do empreendimento que implica em um VPL nulo. Ele pode ser calculado pela Eq. (1) na qual  $I_t$  são os custos de investimento da planta,  $M_t$  os custos de operação e manutenção (*Operational Expenditure* – OPEX),  $F_t$  as despesas com combustíveis,  $E_t$  a eletricidade gerada,  $r$  a taxa de desconto e  $n$  a vida útil do sistema (NREL, 1995).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

O LCOE permite que tecnologias de geração de eletricidade sejam comparadas em circunstâncias com diferentes períodos de investimento, tempos de análise e escalas de operação, ou com uma combinação desses fatores (NREL, 1995). Além disso, variações do LCOE entre tecnologias podem ser utilizadas como métrica de ganho competitividade e, usualmente, refletem fatores como desenvolvimento tecnológico, ganhos de escala e queda nos custos de fabricação e/ou operação (IRENA, 2019). Na Figura 2 são exibidos os LCOEs de empreendimentos de energia heliotérmica comissionados nos últimos anos. É possível notar que, desde 2014, nenhum projeto foi concebido sem (*Thermal Energy Storage* – TES), bem como houve uma redução no LCOE, ocasionada por um aumento nos fatores de capacidade e na queda dos custos envolvidos (IRENA, 2019). Vale destacar que o LCOE não captura todos os benefícios e custos que podem advir da operação das tecnologias integradas a um sistema elétrico, que geralmente – e principalmente no caso brasileiro – é composto por tecnologias de geração com distintas características operativas e um extenso e complexo sistema de transmissão (EPE, 2018). Portanto, apesar de sua aplicabilidade em estudos e discussões de política energética, o LCOE não pode ser usado como critério de decisão para o planejamento da expansão de um sistema elétrico (EPE, 2018).

De fato, com a perspectiva de maior penetração de fontes renováveis intermitentes, como solar fotovoltaica e eólica, há uma crescente preocupação com o desenvolvimento de ferramentas mais sofisticadas de comparação, capazes de ponderar as especificidades de cada tecnologia (EPE, 2018). Em vista disso, para complementar a análise do LCOE, este estudo também contemplou outros parâmetros, como geração de energia, a área de campo solar e o MS, além dos custos de capital (*Capital Expenditure* – CAPEX) e de operação e manutenção (O&M).

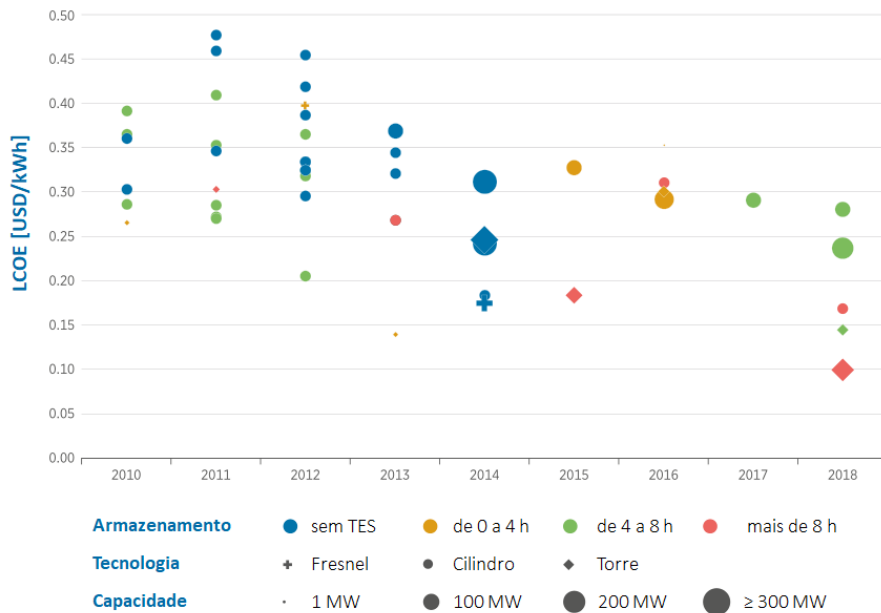


Figura 2. LCOE de projetos CSP por ano de comissionamento entre 2010 e 2018. Adaptado de IRENA (2019)

**Custos de capital, operação e manutenção.** De acordo com NREL (2017), o CAPEX representa o valor da aquisição de equipamentos ou determinados serviços no ano zero do fluxo de caixa. Para seu cálculo, o SAM utiliza como base área do campo solar das tecnologias PTC e LFR, enquanto para SPT utiliza a área de reflexão.

Os custos de O&M têm características diferentes e são despesas anuais, relacionadas a equipamentos e serviços que ocorrem ao longo da vida útil da planta (NREL, 2017). Para o OPEX, não há distinção no cálculo realizado para as diferentes tecnologias. Neste estudo, os resultados são expressos em custos nivelados de O&M (LO&M) utilizando a relação da Eq. 2, na qual  $C_t$  e  $V_t$  representam os custos fixos e variáveis de O&M a.a., respectivamente.

$$LO \& M = \sum_{t=1}^n \frac{C_t + V_t}{(1+r)^t} \bigg/ \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} \quad (2)$$

Os mesmos valores foram atribuídos às variáveis econômicas em todas as simulações, uma vez que refletem o cenário brasileiro. Os principais dados podem ser vistos na Tabela 3. Os custos, porém, variam de acordo com a tecnologia. Para PTC e LFR, os parâmetros são categorizados da mesma forma no SAM, pois ambas as alternativas possuem concentração linear; já os custos de SPT possuem alguns parâmetros em particular, devido à concentração pontual (por exemplo, os custos da torre e do receptor de 25,3 e 85,2 milhões de USD, respectivamente). Os custos comuns às tecnologias CSP são mostrados na Tabela 4.

**Análise paramétrica.** Foi conduzida uma análise paramétrica com o intuito de obter o MS que minimiza o LCOE em cada combinação de localidade, tecnologia e cenário. Os valores resultantes foram maiores no cenário 2 para três das tecnologias em todas as locais. Isso ocorre pois o MS é proporcional à capacidade de armazenamento, que por sua vez é superior no segundo cenário.

Também é válido ressaltar que os sítios com os menores LCOEs são os mesmos para os dois cenários: Bom Jesus da Lapa e Porto Nacional. O resultado pode ser correlacionado ao fato de essas serem as localidades brasileiras com as maiores DNIs dentre as disponíveis no SAM.

Tabela 2. Parâmetros econômicos utilizados nas simulações. Baseado em Schaeffer et al. (2012); Malagueta et al. (2013); Milani (2014); Soria et al. (2015); Milani, Szklo e Hoffmann (2017); EPE (2018)

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE / OBSERVAÇÃO
Período de análise	25	anos
Prazo de amortização	16	anos
Tempo de construção	5	anos
Imposto estadual	0%	a.a.
Imposto federal	34,0%	a.a.
Taxa de juros	7,4%	a.a.
Taxa real de desconto	8,0%	a.a.
Taxa interna de retorno	12,0%	a.a.
Fração de dívida de empréstimo	70,0%	-
Taxa de venda	5,0%	do custo total instalado
Seguro	0,5%	do custo total instalado

Tabela 3. Custos utilizados nas simulações. Baseado em NREL (2017)

PARÂMETRO	CILINDRO – PTC	TORRE – SPT	FRESNEL – LFR	UNIDADE
Melhorias no terreno	25	16	20	USD/m <sup>2</sup>
Campo solar	150	150	150	USD/m <sup>2</sup>
Sistemas de HTF	60	-	47	USD/m <sup>2</sup>
Sistema de armazenamento	65	24	32	USD/kW <sub>th</sub>
Bloco de potência	1150	1100	1100	USD/kW <sub>e</sub>
Balanço da planta	120	340	340	USD/kW <sub>e</sub>
Contingência	7	7	7	%
Custo fixo de O&M	66	66	66	USD/kWh
Custo variável de O&M	4	3,5	4	USD/kWano

## RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados das análises computacionais, realizadas nas plantas CSP com os valores de MS otimizados por meio de análises paramétricas. Os principais resultados podem ser observados na Figura 26, na qual cada linha indica o resultado de uma determinada tecnologia, para um dos cenários de capacidade instalada e capacidade do TES definidos. As localidades estão classificadas pela DNI de projeto, em ordem decrescente.

### Custo nivelado de energia

Os LCOEs obtidos para as três tecnologias CSP nas simulações são apresentados na Figura 3-a. Tais resultados indicam uma correlação inversa entre a DNI local e o LCOE. Vale notar que a tecnologia de SPT possui a menor variabilidade do LCOE em função da DNI, seguida por PTC e LFR: no cenário 1, SPT, PTC e LFR apresentaram desvio padrão do LCOE de 3,2; 4,2; e 6,1, respectivamente; no cenário 2, os desvios foram de 2,9; 3,6 e 5,9.

Os menores LCOEs foram encontrados para SPT no cenário 2. Esse resultado se justifica pelo seu menor custo de investimento por potência instalada em relação às demais alternativas, como será abordado adiante.

Na Figura 26-a também é possível notar que o LCOE do cenário 2 foi inferior ao do cenário 1 para todas as tecnologias e localizações, o que está de acordo com IPCC (2011) e IEA (2014), que apontam que a energia solar concentrada se beneficia economicamente do aumento de escala. Além disso, para maiores DNIs, a tecnologia de SPT tende a se favorecer da maior capacidade das plantas, pois apresenta a maior razão entre os LCOEs dos cenários 1 e 2 na maior parte dos locais abordados no estudo. Para faixas de DNI intermediárias, entre 600 e 660 W/m<sup>2</sup>.ano<sup>-1</sup>, SPT ainda se mostra mais vantajosa no grande porte, quando comparada às demais alternativas: em cinco das sete localidades nessa faixa de DNI, a relação entre o LCOE do cenário 1 e LCOE do cenário 2 foi maior para SPT. A tecnologia de PTC apresenta uma redução mais acentuada de seu LCOE no cenário 2 para DNIs menores que 600 W/m<sup>2</sup>.ano<sup>-1</sup>, tendendo a apresentar uma razão entre os custos nivelados dos cenários 1 e 2 mais elevada. Por fim, devido principalmente aos seus baixos fator de concentração e eficiência de conversão, LFR apresenta a menor redução percentual em seu LCOE do cenário 1 para o cenário 2.

### Geração anual de energia

A geração de energia é diretamente proporcional à DNI local, como pode-se observar na Figura 3-b. No entanto, algumas localidades com uma DNI de projeto inferior a outras proporcionam maior geração de eletricidade, o que pode ser justificado pelas limitações da metodologia. Também é interessante ressaltar que no cenário 1, em algumas localidades, a tecnologia de PTC apresentou maior geração que SPT; no entanto, o inverso ocorreu no cenário 2 em todos os locais estudados. Tal resultado corrobora a análise feita para o LCOE, que mostra que a SPT é tecnologia mais adequada para plantas de maior escala, enquanto compete com PTC para o cenário 1, de menor escala. Uma vez que SPT possui foco pontual, enquanto o foco das demais tecnologias é linear, é possível operar em maiores temperaturas, com uma menor área de transferência de calor é inferior, o que contribui para aumento do rendimento térmico. Para um campo solar maior, como ocorre no cenário 2, SPT é capaz de entregar mais energia para o bloco de potência, gerando mais eletricidade.

Para todas as localidades simuladas, em ambos os cenários, a tecnologia de LFR apresentou a menor geração de energia e o maior incremento percentual na geração no segundo cenário 2 em relação ao número 1. Isso ocorre porque o MS de LFR sofreu aumento superior em relação às demais alternativas, devido à sua menor eficiência, o que exige maiores campos solares, de forma a absorver calor suficiente para um TES de 12 horas. A avaliação é de que essa tecnologia não é a mais adequada para plantas com grandes sistemas de armazenamento. Como visto anteriormente, o LCOE de LFR foi o menos sensível ao aumento da escala da planta, o que é um reflexo dos elevados custos da ampliação de seu campo solar.

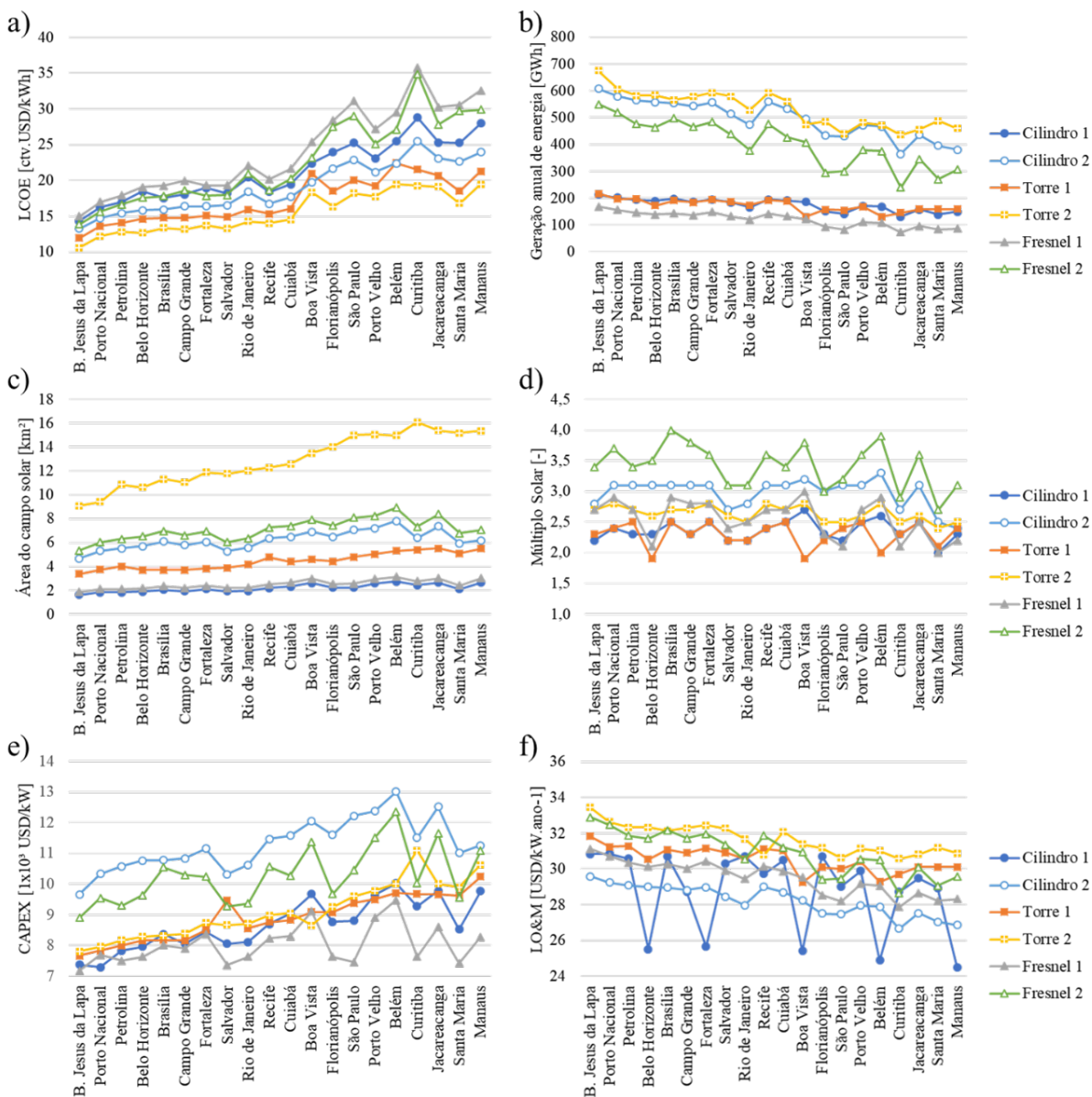


Figura 3. Resultados das simulações para os cenários 1 e 2 para: a) Custo nivelado de energia; b) Geração anual de energia; c) Área do campo solar; d) Múltiplo Solar; e) Custo de capital; f) Custo nivelado de O&M

### Área do campo solar

Ao analisarmos cada cenário separadamente, a tecnologia de SPT possui o maior campo solar, seguida por LFR e PTC, como mostra a Figura 3-c. Devido principalmente ao espaçamento entre os heliostatos, a área de campo solar de plantas de SPT é da ordem de cinco vezes superior à sua área de reflexão (NREL, 2017). Para PTC ocorre efeito oposto, a área de campo solar tende a ser menor que sua área de reflexão, por conta da curvatura dos espelhos. Já nas plantas de LFR não há espaçamentos significativos no campo solar. A área superior à de PTC se deve ao seu menor fator de concentração, que requer uma maior superfície para ao aquecimento do fluido de trabalho.

Na Figura 26-c, caso se divida a área de campo SPT por cinco (para que se obtenha a área de reflexão), são obtidos valores inferiores aos das demais tecnologias em todas as localidades. Além disso, fica claro que a área de campo solar no segundo cenário é sempre maior a do primeiro, para todas as localidades e tecnologias, para acompanhar o incremento de capacidade e armazenamento da usina.

### Múltiplo Solar

A Figura 3-d mostra que LFR apresenta o maior MS para todas as localidades em ambos os cenários. Além disso, é possível perceber que LFR é a alternativa que sofre a maior influência da localidade (ou DNI). Tais resultados decorrem de sua menor eficiência, conforme já indicado, o que provoca uma variação brusca na dimensão de seu campo solar na comparação entre cenários, a fim de suprir a demanda térmica do bloco de potência e do TES. Por fim, pode-se observar que em todos os casos simulados, o MS sofre aumento no cenário 2, em decorrência principalmente do aumento da capacidade de armazenamento de 7 para 12 horas.

### Custo de capital

No cenário 1, de menor escala, a tecnologia de LFR apresentou o menor CAPEX em todas as localidades, seguida por de SPT e PTC, como mostra a Figura 3-e. É interessante comparar esse resultado com o do LCOE, pois pode-se supor que a alternativa com o menor CAPEX também apresente o menor LCOE. Entretanto, não é isso que ocorre no cenário 1, já que LFR apresenta a menor geração de energia. Uma vez que o cálculo do LCOE leva em consideração a energia gerada, conforme Eq. (1), a alternativa LFR possui um maior LCOE mesmo apresentado o menor CAPEX. Já no segundo cenário, de maior escala, SPT apresenta o menor CAPEX, seguida por LFR e PTC.

Analisando somente os custos de capital por área do empreendimento, é possível inferir erroneamente que SPT é a tecnologia que apresenta os menores custos nos dois cenários. Os custos da torre e do receptor possuem valores absolutos e não por unidade de área. Já para as outras tecnologias, esses custos estão incluídos nos custos por área, uma vez que o foco é linear (Günther; Joemann; Csmbor, 2011). Isso justifica o menor CAPEX de SPT em relação à alternativa de LFR para plantas de maior porte, já que os valores da primeira aumentam à taxa de 166 USD/m<sup>2</sup>, enquanto os da segunda crescem à taxa de 235 USD/m<sup>2</sup> (vide Tabela 4). Com isso, para campos solares de maior dimensão, o CAPEX de LFR supera o de SPT. Assim, a tecnologia de LFR pode ser vista como uma boa opção para introdução da energia heliotérmica em países sem o desenvolvimento da tecnologia CSP. Onde a energia heliotérmica é pouco desenvolvida, dificilmente seu LCOE será competitivo com fontes de energia já consolidadas. Logo, se torna interessante investir inicialmente em uma alternativa de baixo CAPEX, a fim de difundi-la com baixos investimentos.

### Custo nivelado de operação e manutenção

Na Figura 3-f é possível perceber que o LO&M é menor para o cenário 2, o que se deve à maior capacidade e maior geração de energia nas plantas no segundo cenário, uma vez que o LO&M é dado em USD/kW.ano<sup>-1</sup>. Também é interessante notar que a tecnologia de SPT apresentou o menor LO&M, seguida por PTC e LFR, pois plantas que geram mais eletricidade devem apresentar os menores custos de O&M.

## COMENTÁRIOS FINAIS

Este estudo contém uma série de comparações entre indicadores resultantes de simulações de centrais CSP em localizações em todas as regiões do Brasil, realizadas em dois cenários de potência instalada e horas de armazenamento. A determinação de cenários baseou-se nas tendências para plantas de PTC e de SPT em construção e desenvolvimento no mundo, que indicam uma potência de 50 MW<sub>e</sub> e 7 horas de armazenamento para o primeiro e 125 MW<sub>e</sub> e 12 horas para o segundo. Por ser a principal métrica empregada em comparações dessa natureza, o LCOE foi avaliado, entretanto, devido às suas limitações, também se considerou o MS, a geração de energia, a área do campo solar, os custos de capital e de O&M.

Com os resultados obtidos, conclui que os menores LCOEs são provenientes dos sítios com as maiores DNIs – Bom Jesus da Lapa (BA) e Porto Nacional (TO). A tecnologia de SPT apresenta os menores LCOEs para ambos os cenários, seguida por PTC e LFR. Além disso, verifica-se que SPT é a alternativa que mais se beneficia com o aumento de escala das centrais heliotérmicas em localidades com níveis intermediários e elevados de DNI, enquanto PTC tem um maior ganho de escala nas localidades com baixas DNIs. Em detrimento de seu menor fator de

concentração e baixa eficiência, a tecnologia de LFR tem a menor variação no LCOE na comparação entre cenários, o que indica que essa não é alternativa mais apropriada para empreendimentos de grande porte.

No que tange à geração anual de energia, nota-se que PTC tem o melhor desempenho no cenário 1, com potência mais baixa e menos horas de armazenamento, enquanto a SPT possui maior geração no cenário 2. A alternativa de LFR apresenta o pior desempenho em ambos os cenários. Em relação ao campo solar, SPT apresenta a maior área, em virtude de suas características construtivas, que exigem grandes espaçamentos entre heliostatos. No caso do MS, a tecnologia LFR registra o maior valor, uma vez que necessita de uma área superior de campo solar para suprir a demanda térmica do TES e do bloco de potência com uma menor eficiência.

Por fim, SPT obteve o menor CAPEX, seguida por PTC e LFR. Contudo, é verificado que para campos solares de pequenas dimensões, o CAPEX de LFR é inferior ao de SPT, o que torna essa tecnologia atrativa em empreendimentos de pequeno porte, especialmente em países com desenvolvimento incipiente da energia heliotérmica, como é o caso do Brasil.

## AGRADECIMIENTOS

Os autores reconhecem o apoio da ANEEL e da CGT Eletrosul que, por meio de projetos de P&D, têm promovido estudos técnicos e acadêmicos, bem como a implementação da energia solar concentrada no Brasil.

## REFERÊNCIAS

Astariz S., Vazquez A., Iglesias G. (2015). *Evaluation and comparison of the levelized cost of tidal, wave, and offshore wind energy*. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v.7, n.5, 1-13.

Cardemil J.M., Colle S. (2010). A base de dados SWERA como suporte para análises técnico-econômicas de plantas termo-solares. *Proceedings of Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 21-24 September, Belém, Brazil.

EIA. (2019). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2019*. Retrieved from [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity\\_generation.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf)

EPE. (2018). *Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica: no horizonte 2050*. Retrieved from <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT%20PR%20007-2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20El%C3%A9trica.pdf>.

Günther M., Joemann M., Csambor S. (2011). Linear Fresnel Technology. *In Advanced CSP Teaching Materials*. 1 ed. Kassel.

IEA. (2014). *Technology Roadmap Solar Thermal Electricity. 2014*. Retrieved from [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity\\_2014edition.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity_2014edition.pdf).

IPCC. (2011). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Direct Solar Energy*. 2011. Retrieved from [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/SRREN\\_Full\\_Report-1.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/SRREN_Full_Report-1.pdf). Acesso em: 23 nov. 2019

IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2018*. 2019. Retrieved from [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA\\_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf)

Liu, G. et al. (2018). General indicator for techno-economic assessment of renewable energy resources. *Energy Conversion and Management*. v.156, 416–426.

Malagueta D. et al. (2013). Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. *Energy Policy*. v.59, 198-212.

Milani R. (2014). *Geração Heliotérmica: Avaliação do impacto da utilização de novos fluidos no custo da energia gerada* (Undergraduate thesis, Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brazil). Retrieved from <http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10010098.pdf>

Milani R., Szklo A., Hoffmann B.S. (2017). Hybridization of concentrated solar power with biomass gasification in Brazil's semiarid region. *Energy Conversion and Management*. v.143, 522-537.

National Renewable Energy Laboratory – NREL. (2018). *Concentrating Solar Power Projects*. Retrieved from <https://solarpaces.nrel.gov>.

NREL. (1995). *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. 1995. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/5173.pdf>.

NREL. (2017) *System Advisor Model*. Version 2017.9.5.

Ouyang X., Lin B. (2014). Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. *Energy Policy*. v.70, 64-73.

Pawel I. (2014). The Cost of Storage – How to Calculate the Levelized Cost of Stored Energy (LCOE) and Applications to Renewable Energy Generation. *Energy Procedia*. v.46, 68-77.

Schaeffer R. et al. (2012). Energy sector vulnerability to climate change: A review. *Energy*. v.38, n.1, 1-12.

Solargis. *Solar resource maps of Brazil*. (2017). Retrieved from <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/brazil>.

Soria R. et al. (2015). Hybrid concentrated solar power (CSP)–biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. *Energy Policy*. v.86, 57-72.

Tao J.Y., Finenko A. (2016). Moving beyond LCOE: impact of various financing methods on PV profitability for SIDS. *Energy Policy*. v.98, 749-758.





## O PODER DA NANOFABRICAÇÃO: SUBSTRATOS DE ALTA PERFORMANCE PARA CÉLULAS SOLARES ULTRAFINAS DE CIGS

Teixeira J.T.<sup>1</sup>, Lopes T.S.<sup>1,2,3,4</sup>, Oliveira K.<sup>1</sup>, Curado M.A.<sup>1,5</sup>, Cunha J.M.V.<sup>1,6,7</sup>, Ribeiro R. M.<sup>1</sup>, Oliveira A.J.N.<sup>1</sup>, Barbosa J.R.S.<sup>1</sup>, Violas A.<sup>1</sup>, Rocha C.<sup>1</sup>, Donzel-Gargand O.<sup>1,8</sup>, Vinhais C.<sup>1,9</sup>, Gaspar J.<sup>10</sup>, Fernandes P.A.<sup>1,7,11</sup>, Salomé P.M.P.<sup>1,6</sup>

- 1) Nanofabrication for Optoelectronic Applications, International Iberian Nanotechnology Laboratory, Av. Mestre José Veiga s/n, 4715-330 Braga, Portugal
- 2) Institute for Material Research (IMO), Hasselt University (partner in Solliance), Diepenbeek, 3590, Belgium
- 3) Imec division IMOMEC (partner in Solliance), 3590 Diepenbeek, Belgium
- 4) EnergyVille 2, 3600 Genk, Belgium
- 5) University of Coimbra, CFisUC, Department of Physics, R. Larga, P-3004-516 Coimbra, Portugal
- 6) Departamento de Física, Universidade de Aveiro, Campus Universitário de Santiago, 3810-193 Aveiro, Portugal
- 7) i3N, Universidade de Aveiro, Campus Universitário de Santiago, 3810-193 Aveiro, Portugal
- 8) Solar Cell Technology, Department of Material Science and Engineering, Uppsala University, SE-751 21 Uppsala, Sweden
- 9) Departamento de Física, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Instituto Politécnico do Porto, Porto 4200-072, Portugal
- 10) Microfabrication and Exploratory Nanotechnology, International Iberian Nanotechnology Laboratory, Av. Mestre José Veiga s/n, 4715-330 Braga, Portugal
- 11) CIETI, Departamento de Física, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Instituto Politécnico do Porto, Porto 4200-072, Portugal

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2033>

### RESUMO

O grupo de *Nanofabrication for Optoelectronic Applications* -NOA- inserido no *International Iberian Nanotechnology Laboratory* (INL) tem focado grande parte da sua investigação e operações no desenvolvimento de substratos de alta performance, baseados em diferentes esquemas de manipulação da luz para aplicação em células solares de Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> (CIGS). Estes substratos baseiam-se na inserção de uma camada dielétrica de passivação entre o contacto posterior (Mo) e a camada de CIGS. Esta abordagem permite mitigar defeitos ativos na interface posterior, bem como a absorção ótica parasítica no Mo. Neste manuscrito compara-se o desempenho de duas células solares de CIGS ultrafino: uma célula solar com arquitetura convencional e uma segunda célula solar com um substrato contendo uma camada passivadora de 18 nm de SiO<sub>x</sub>, com um esquema de contactos por nano-pontos. Todos os valores das figuras de mérito da célula solar são melhorados quando é adicionado o substrato de alta performance à arquitetura da célula solar de CIGS ultrafino.

**PALAVRAS-CHAVE:** Substratos, SiO<sub>x</sub>, Células Solares CIGS Ultrafino

### ABSTRACT

The Nanofabrication for Optoelectronic Applications -NOA- group belongs to the International Iberian Nanotechnology Laboratory (INL), and has been focusing its investigation efforts on the development of high-performance substrates for Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> (CIGS) solar cells. Through the incorporation of a dielectric passivation layer between the rear contact (Mo) and the CIGS layer, we are able to mitigate active recombination centers at the rear interface and the Mo parasitic optical absorption. In this manuscript the performance of two ultrathin CIGS solar cells are evaluated: one solar cell with a conventional architecture and a second solar cell with a substrate based on 18 nm SiO<sub>x</sub> point contact scheme. All figures of merit values are improved when the high-performance substrate is added to the solar cell architecture in comparison with the conventional ultrathin CIGS solar cell.

**KEYWORDS:** Substrates, SiO<sub>x</sub>, Ultrathin CIGS Solar Cells

## INTRODUÇÃO

Ao longo das décadas, a tecnologia baseada em Silício (Si) tem dominado o mercado fotovoltaico (PV). No entanto, as tecnologias de filmes finos como, por exemplo, a baseada em  $\text{Cu(In, Ga)Se}_2$  (CIGS) têm vindo a adotar diferentes estratégias no sentido de aumentar a sua competitividade no mercado PV face ao Si. Para o caso particular do CIGS, uma das estratégias passa pela redução da espessura da camada absorvente de  $2\ \mu\text{m}$  (filme fino) para uma gama na centena de nanómetros (filme ultrafino) (Ludberg O. et al. 2002). Do ponto de vista de desempenho da célula solar, a integração de uma camada ultrafina de CIGS na arquitetura usada convencionalmente para camadas finas, levanta novos problemas fundamentais, tanto a nível ótico como optoelectrónico (Ludberg O. et al. 2002, Duchatelet A. et al. 2017, Salomé P.M.P. et al. 2018):

- i) deterioração dos valores da densidade de corrente de curto circuito ( $J_{\text{SC}}$ ) quando comparados aos valores obtidos para os dispositivos de filmes finos, devido à necessidade de uma espessura de absorção ótica maior do que a espessura física da camada de CIGS, levando a perdas de absorção significativas na região do infravermelho próximo;
- ii) um aumento da densidade de portadores gerados por volume, que pode levar:
  - a) a uma diminuição na probabilidade de recombinação no bulk;
  - b) a um aumento da densidade de portadores de carga no contacto posterior, aumentando a probabilidade de recombinação nessa interface;
  - c) a um aumento absoluto nas perdas óticas devido à baixa reflexão ótica do contacto posterior.

Para superar os desafios da integração de uma camada ultrafina de CIGS numa célula solar, diferentes esquemas de manipulação de luz têm vindo a ser implementados (Salomé P.M.P. et al. 2018, Lopes T.S. et al. 2019). No entanto, a complexidade das propriedades optoelectrónicas de um composto quaternário, como o CIGS, e da arquitetura do dispositivo, tornam a integração desses esquemas extremamente desafiantes, quer do ponto de vista fundamental, tal como de engenharia. O grupo de Nanofabrication for Optoelectronic Applications -NOA- inserido no International Iberian Nanotechnology Laboratory (INL) tem procurado focar grande parte da sua investigação e operações no desenvolvimento de substratos de alta performance, baseados em diferentes esquemas de manipulação da luz.

Neste trabalho será apresentada uma arquitetura desenvolvida a partir da inserção de uma camada dieléctrica de passivação entre o contacto posterior, o Mo, e a camada ultrafina de CIGS. Compara-se o desempenho de duas células solares de CIGS ultrafino: uma célula solar com arquitetura convencional, e uma segunda célula solar à qual foi adicionada uma camada passivadora de  $18\ \text{nm}$  de  $\text{SiO}_x$ , com um esquema de contactos por nano-pontos de  $177\ \text{nm}$  de diâmetro, separados por  $2.8\ \mu\text{m}$ . A inserção do substrato de alta performance permitiu um melhoramento do desempenho da célula em  $1.9\%$ , valor absoluto. Uma parte importante no desenvolvimento destes substratos passa por compreender o compromisso entre o material e área de passivação, espessura das camadas passivadoras e os esquemas de contactos por micro/nano-pontos a adotar. Nesse sentido, o grupo alia ao desenvolvimento e nanofabricação, uma componente de simulação e modulação com caracterização estrutural e optoelectrónica (Alberto H.V. et al. 2018, Cunha J.M.V. et al. 2018, Cunha J.M.V. et al. I 2019, Cunha J.M.V. et al. II 2019, Sourav B. et al. 2019, Teixeira J. P. et al. 2019). Adicionalmente, o sucesso do desempenho dos substratos desenvolvidos, permitindo um melhoramento efetivo do desempenho da eficiência da célula solar, só é possível devido à sinergia entre o desenvolvimento tecnológico a partir da exploração dos limites da nanofabricação com o conhecimento das propriedades físicas fundamentais do CIGS e do funcionamento dos dispositivos.

## SECÇÃO EXPERIMENTAL

O recurso a ferramentas, como simulações óticas e elétricas é essencial no desenvolvimento de novas arquiteturas para células solares. As simulações óticas permitem uma descrição rigorosa das características óticas, auxiliando na compreensão e desenvolvimento de arquiteturas mais eficientes. Nesse sentido, simulações para avaliar as propriedades óticas dos dispositivos são conduzidas utilizando um método numérico 3D FDTD (método das diferenças finitas no domínio temporal, *finite-difference time-domain*) através do software comercial Lumerical. 1D *Solar Cell Capacitance Simulator* (SCAPS) é um software robusto desenvolvido na Universidade de Gent, de acesso gratuito, usado no sentido de simular numericamente diferentes tipos de células solares. Para o caso particular das células solares baseadas em CIGS, o SCAPS é regularmente usado para avaliar a influência do impacto dos parâmetros físicos e optoelectrónicos nas diferentes camadas da célula através do desempenho final do dispositivo.

Uma representação esquemática, do procedimento de desenvolvimento e fabricação de um substrato baseado numa arquitetura de contactos por nano-pontos é apresentada na Fig. 1 a). O processo inicia-se a partir de amostras de  $5 \times 5\ \text{cm}^2$  de vidro (Soda Lime Glass, SLG) sobre o qual foi depositado  $350\ \text{nm}$  de Mo por pulverização catódica. A espessura da camada dieléctrica pode variar entre  $3\text{-}25\ \text{nm}$ , sendo que no exemplo apresentado neste manuscrito foi depositado  $18\ \text{nm}$  de  $\text{SiO}_x$  por deposição de vapor químico assistida por plasma (PECVD), tendo sido usado o

equipamento SPTS MPX PECVD, onde os substratos são sujeitos a uma frequência de 13.56 MHz e a uma temperatura de 300 °C. O esquema de contactos por nano-pontos é obtido a partir de litografia por feixe de elétrons. O substrato (SLG/Mo/SiO<sub>x</sub>) é coberto com 430 nm de *polymethyl methacrylate* (PMMA), seguindo-se a exposição usando o Vistec 5200 ES 100. Após o processo litográfico, o resiste é revelado recorrendo ao revelador *methyl isobutyl ketone* (MIBK), seguindo-se o processo de gravação por ataque químico reativo de iões (RIE), usando o SPTS ICP. O resiste que se manteve após o ataque químico, é finalmente removido através de um banho de acetona em ultrassons durante 30 min, seguido de um banho em água desionizada de 5 min. Após a finalização dos substratos, estes são inspecionados a partir de imagens de microscopia eletrónica de varrimento (SEM) e microscopia de força atómica (AFM) (Fig. 1 b)).

Antes da deposição da camada absorvente do CIGS, 15 nm de NaF é evaporado sobre o substrato. O CIGS é depositado por co-evaporação a 550 °C, com uma espessura de 710 nm e valores de composição de  $\frac{[Cu]}{([Ga] + [In])} = 0.83$  e  $\frac{[Ga]}{([Ga] + [In])} = 0.40$ , determinados por fluorescência de raios-X (XRF). A restante fabricação da células esquemáticamente representada na Fig. 1 c), segue o processo desenvolvido em Ångström (Lindahl J. et al. 2013).

### Caracterização Estrutural e Optoelectrónica

No sentido de caracterizar a estrutura dos substratos desenvolvidos, bem como o seu desempenho nas células solares, o grupo NOA tem acesso a diferentes técnicas de caracterização (estruturais, morfológicas, elétricas e optoelectrónicas) disponíveis no INL: espectroscopia Raman, SEM, microscopia eletrónica de transmissão (TEM), AFM, espectroscopia de fotoelétrons emitidos por raios-X (XPS), densidade de corrente vs. tensão (I-V), espectroscopia de admitância, eficiência quântica externa (EQE), entre outras. Os substratos são comumente inspecionados com imagens de SEM e AFM, antes de se avançar com processamento das células solares. Estas duas ferramentas permitem avaliar os parâmetros nominais da arquitetura dos substratos, i.e., distância entre contactos e a profundidade dos próprios contactos, entre outros parâmetros, dependendo da arquitetura a ser desenvolvida. Imagens de SEM e AFM, bem como a representação gráfica do perfil de um ponto de contacto são apresentados na Fig. 1 b). Em diferentes fases do desenvolvimento dos substratos é importante a realização de uma inspeção aos diâmetros dos contactos, bem como à profundidade destes, sendo que este último parâmetro tem de ser maior que a espessura da camada dielétrica para que haja contacto com a camada de Mo. O esquema do substrato apresentado neste manuscrito (NewSub) permitiu uma área de passivação de aproximadamente 99.7%, sendo o esquema composto por pontos de contacto de diâmetro 177 nm e profundidade de aproximadamente 35 nm.

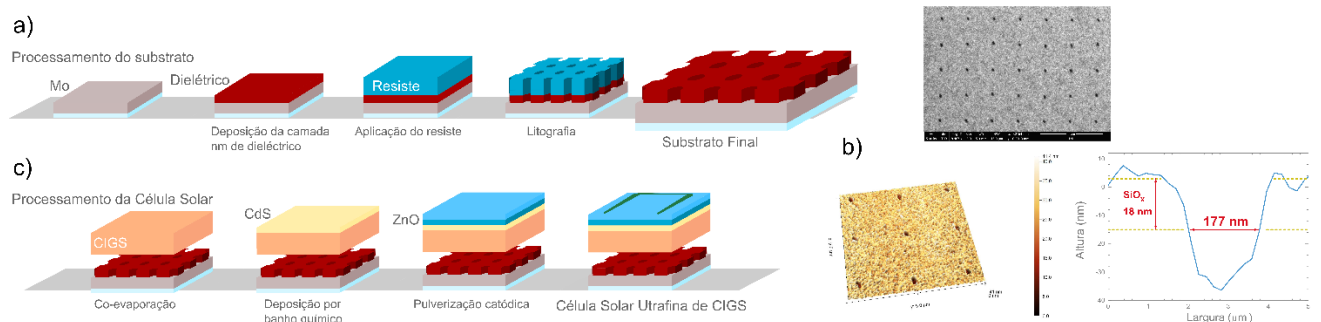


Fig. 1 a) Esquema representativo do processamento de um substrato composto por um padrão de pontos de contacto. b) Imagens de SEM e AFM de um substrato baseado em SiO<sub>x</sub> com um padrão de contactos por nano-pontos, bem como a representação gráfica do perfil de um ponto de contacto de diâmetro e profundidade de aproximadamente 177 e 35 nm, respetivamente. c) Esquema representativo do processamento da célula solar sobre o substrato desenvolvido em a).

### RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Neste manuscrito analisa-se a performance de duas células solares ultrafinas de CIGS: uma célula solar com um substrato convencional (SLG/Mo) denominada de célula solar Ref e uma segunda célula solar na qual foi implementada um substrato baseado numa camada passivadora de SiO<sub>x</sub> com um esquema de contactos por nano-pontos equivalente ao apresentado na Fig. 1 b), denominada de célula solar NewSub.

As diferenças nas propriedades optoeletrônicas dos dois dispositivos estudados podem ser observadas através das curvas representativas de I-V (com iluminação) das duas células ultrafinas de CIGS na Fig. 2 a), e das curvas de EQE apresentadas na Fig. 2 b). É possível ver que a curva referente à célula solar NewSub apresenta um *roll-over*. Este fenómeno deve-se a um fornecimento insuficiente de Na a partir do substrato (SLG), o que indica que a área que os pontos de contacto ocupam poderá ser insuficientes para um eficiente fornecimento de Na, sendo que a camada de SiO<sub>x</sub> poderá estar a ter um papel bloqueador. Apesar desta questão, uma análise qualitativa das propriedades elétricas e óticas através da análise visual das curvas de I-V e EQE mostram uma melhoria generalizada do desempenho da célula solar NewSub em comparação com a Ref. A partir das curvas referenciadas anteriormente, I-V e EQE, as figuras de mérito de ambos os dispositivos são apresentadas na Fig. 2 c). O intuito da inserção da camada dielétrica é potenciar dois fenómenos: i) o efeito da passivação química dos defeitos ativos da interface posterior e/ou ii) o efeito de campo, consequência das cargas presentes na superfície da camada dielétrica que irão tendencialmente afastar os portadores de cargas minoritários do contacto posterior. Ambos os efeitos têm um impacto positivo na diminuição da probabilidade de recombinação. Os valores do parâmetro de tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) mostram um melhoramento significativo do valor deste parâmetro quando se insere o NewSub à arquitetura da célula solar. Sendo que este é o parâmetro que é diretamente afetado pela taxa de recombinação, podemos dizer que a camada de SiO<sub>x</sub> permitiu uma diminuição da taxa de recombinação, não sendo, no entanto, possível diferenciar a importância do efeito de passivação químico e do efeito de campo. Foi também obtido um aumento significativo no valor da  $J_{SC}$ , que a partir da análise das curvas de EQE é possível verificar que este aumento do valor da  $J_{SC}$  para a célula solar NewSub é resultado de um melhoramento das propriedades óticas essencialmente na região do infravermelho próximo. Apesar de menos significativo, o valor do factor de forma (FF) também melhorou para o dispositivo NewSub em comparação com o valor obtido para a célula solar Ref. Em suma, a adição do substrato de SiO<sub>x</sub> permitiu um melhoramento de todos os valores das figuras de mérito, sendo que se verificou um melhoramento da eficiência absoluta de 1.9 % para a célula NewSub em comparação com o desempenho da célula que apresenta uma arquitetura convencional, tendo melhorado o valor médio de 8.3 para 10.2%.

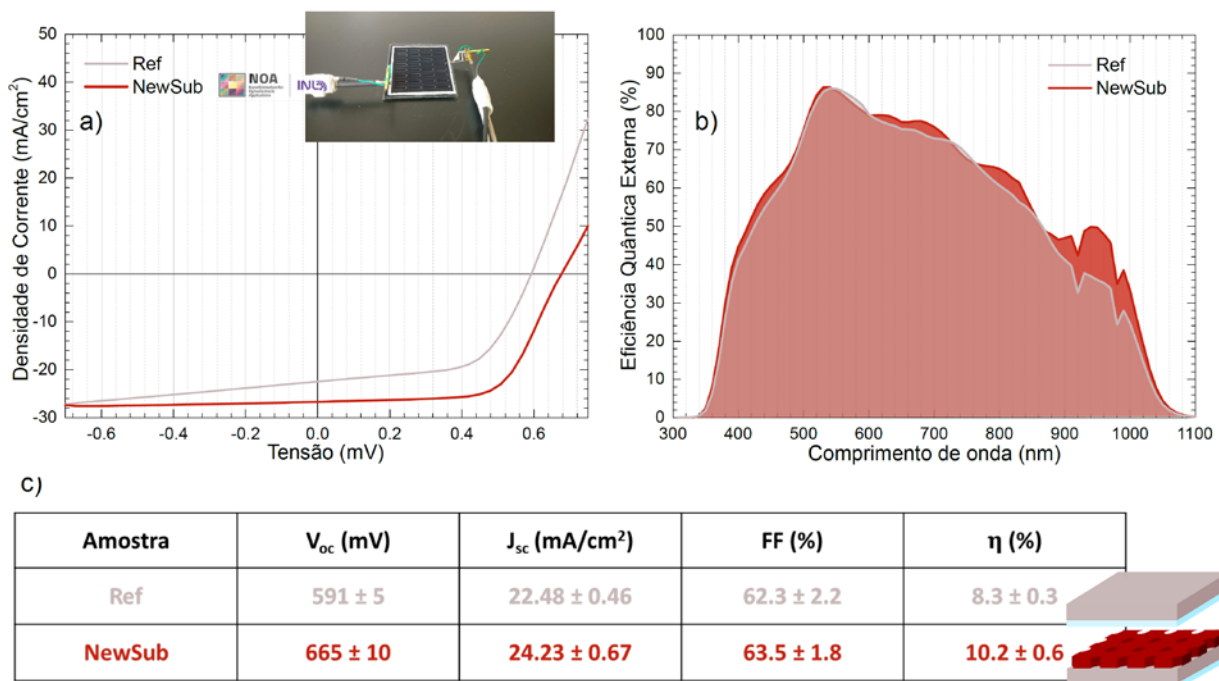


Fig. 2 Curvas a) I-V e b) EQE das células solares com os substratos Ref e NewSub. c) Valores e respetivos desvios padrão obtidos para as figuras de mérito de ambos os dispositivos finais.

### COMENTÁRIOS FINAIS

Arquiteturas inovadoras baseadas em substratos com camadas passivadoras dielétricas com contactos por micro/nano-pontos, como a que é apresentada neste trabalho, levam comumente a um melhoramento da performance de todas as figuras de mérito das células solares de CIGS ultrafino. No caso particular da inserção de uma camada de SiO<sub>x</sub> com nano-pontos de contacto com diâmetros de 177 nm separados de 2.8  $\mu$ m, levaram a um

melhoramento da eficiência absoluta de 1.9 % em comparação com o desempenho de uma célula que apresenta uma arquitetura convencional. Esta tecnologia encontra-se agora a ser desenvolvida a nível de módulos através do projecto H2020 ARCIGS-M juntamente com parceiros industriais.

#### AGRADECIMIENTOS

P. M. P. Salomé agradece ao fundo da Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) através do projecto IF/00133/2015.J.M.V. Cunha e T. S. Lopes agradecem ao fundo da Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) através do projecto PD/BD/142780/2018 e SFRH/BD/146776/2019, respectivamente. Agradece-se ao programa de investigação e inovação da União Europeia Horizonte 2020 através do projecto ARCIGS-M (no. 720887). Este trabalho é suportado pelo projecto NovaCell – Development of novel Ultrathin Solar Cell Architectures for low-light, low-cost, and flexible opto-electronic devices (028075) co-financiado pela FCT e pela ERDF através do COMPETE2020. Este trabalho é suportado pelo projecto InovSolarCells – Development of innovative nanostructured dielectric materials for interface passivation in thin film solar cells (029696) co-financiado pela FCT e pela ERDF através do COMPETE2020.

#### REFERÊNCIAS

- Alberto H.V. et al. (2018). Slow-muon study of quaternary solar-cell materials: Single layers and junctions. *Phys. Rev. Materials* 2, 025402.
- Cunha J.M.V. et al. (2018). Insulator Materials for Interface Passivation of Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> Thin Films. *IEEE J Photovolt* 8, 1313.
- Cunha J.M.V. et al. I. (2019). Understanding the AC Equivalent Circuit Response of Ultrathin Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> Solar Cells. *IEEE J Photovolt* 9, 1442.
- Cunha J.M.V. et al. II. (2019). Decoupling of Optical and Electrical Properties of Rear Contact CIGS Solar Cells. *IEEE J Photovolt* 9, 1857.
- Duchatelet A. et al. (2017). The impact of reducing the thickness of electrodeposited stacked Cu/In/Ga layers on the performance of CIGS solar cells. *Sol Energy Mater Sol Cells* 162, 114.
- Lindahl J. et al. (2013) Inline Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> Co-evaporation for High-Efficiency Solar Cells and Modules. *IEEE J Photovoltaics*. 3, 1100
- Lopes T.S. et al. (2019). Rear Optical Reflection and Passivation Using a Nanopatterned Metal/Dielectric Structure in Thin-Film Solar Cells. *IEEE J Photovolt* 9, 1421.
- Ludberg O. et al. (2002). Influence of the Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> thickness and Ga grading on solar cell performance. *Prog. Photovoltaics* 11, 77.
- Salomé P.M.P. et al. (2018). Passivation of interfaces in thin film solar cells: Understanding the effects of a nanostructured rear point contact layer. *Adv. Mater. Interfaces* 5, 1701101.
- Sourav B. et al. (2019). Optical Lithography Patterning of SiO<sub>2</sub> Layers for Interface Passivation of Thin Film Solar Cells, *Solar RLL* 2, 1800212.
- Teixeira J. P. et al. (2019). Evidence of Limiting Effects of Fluctuating Potentials on V<sub>OC</sub> of Thin-Film Solar Cells. *Phys. Rev. Appl.* 11, 054013.



## MAPAS DE PRODUTIVIDADE FOTOVOLTAICA PARA O RIO GRANDE DO SUL (BRASIL)

**Krenzinger A.** \*, **Prieb C.W.M.** \*\*, **Gasparin F.P.** \*\*\*

LABSOL – Laboratório de Energia Solar da UFRGS, Escola de Engenharia,  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Campus do Vale, Av. Bento Gonçalves, 9500  
CEP 91509-900 Bairro Agronomia. Porto Alegre, RS Brasil  
[\\*arno.krenzinger@ufrgs.br](mailto:*arno.krenzinger@ufrgs.br), [\\*\\*cprieb@ufrgs.br](mailto:**cprieb@ufrgs.br), [\\*\\*\\*fabiano.gasparin@ufrgs.br](mailto:***fabiano.gasparin@ufrgs.br)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2034>

## RESUMO

Este trabalho apresenta a metodologia que foi usada para produzir mapas de produtividade fotovoltaica no Estado do Rio Grande do Sul (RGS), Brasil, e os resultados alcançados. A partir de dados de 33 estações meteorológicas automáticas instaladas no RGS foram compiladas séries de dados horários registrados ao longo de mais de 15 anos. Com procedimentos bem conhecidos na literatura, os dados foram separados nas componentes direta e difusa para o cálculo da irradiação solar sobre superfícies inclinadas em diferentes orientações. Também foi calculado o impacto da reflexão de vidros na cobertura de equipamentos de conversão, para os diferentes ângulos de incidência. Pela metodologia apresentada neste trabalho, foi calculada a produtividade fotovoltaica em média anual e em média sazonal. Para a interpolação entre as estações foi utilizado o modelo meteorológico *Weather Research and Forecasting Model* (WRF) adaptado pela empresa UL Truepower para a climatologia do sul do Brasil. Este trabalho fez parte da elaboração do Atlas Solar do Rio Grande do Sul, publicado no final de 2018.

**PALAVRAS CHAVE:** Mapas de potencial fotovoltaico, Dados meteorológicos, Irradiação Solar

## ABSTRACT

This work presents the methodology that was used to produce photovoltaic potential maps in the State of Rio Grande do Sul (RGS), Brazil, and the results achieved. From data from 33 automatic weather stations installed in the RGS, series of hourly data recorded over more than 15 years have been compiled. With procedures well known in the literature, the solar irradiation data were separated into the direct and diffuse components for calculating solar irradiation on tilted surfaces at different orientation. The impact of glass reflection on the top cover of conversion equipment was also calculated for the different orientation angles. Using the methodology presented in this work, photovoltaic potential was calculated as an annual average and a seasonal average. For the interpolation between the stations, the Weather Research and Forecasting Model (WRF) was used, adapted by the company UL Truepower for the climatology of southern Brazil. This work was part of the elaboration of the Solar Atlas of Rio Grande do Sul, published in late 2018.

**KEYWORDS:** Photovoltaic potential maps, Meteorological data, Solar Irradiation

## INTRODUÇÃO

Depois de várias décadas de estudos e análises, a Energia Solar finalmente deixou de ser apenas uma alternativa de cientistas sonhadores para tornar-se uma das protagonistas entre as fontes de energia elétrica competitivas em todo o mundo. Inicialmente viável apenas para sistemas isolados e de pouco impacto na estatística internacional, a conversão fotovoltaica teve na forte industrialização dos módulos fotovoltaicos o impulso para a diminuição dos preços dos componentes. Atualmente os geradores fotovoltaicos estão competindo em preço com outras formas de produzir eletricidade. Apesar de que estudos sobre a disponibilidade de radiação solar no Brasil como um todo já ter sido tema de diversas publicações, um maior detalhamento sobre a área do Estado do Rio Grande do Sul dá margens para garantir bons resultados em futuros investimentos energéticos na região. Observe-se que o Rio Grande do Sul, com mais de 457 MWp de potência instalada em Geração Fotovoltaica Distribuída, é o segundo estado brasileiro neste quesito.

Levando em consideração o exposto acima, o Governo do Estado do Rio Grande do Sul, no Brasil, resolveu produzir o Atlas Solar Rio Grande do Sul, através de um estudo realizado pela Secretaria de Minas e Energia e integrantes das universidades: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Universidade Estadual do Rio Grande do Sul além da empresa Camargo Schuber Engenharia. O Atlas foi publicado com um livro de 152 páginas com mapas de irradiação solar e produtividade fotovoltaica (Back et al., 2018).

Este trabalho apresenta resumidamente a metodologia utilizada para determinar a irradiação incidente em planos inclinados e a produtividade fotovoltaica, conforme já descrita em (Krenzinger e Aguiar, 2016), além de alguns resultados obtidos no estudo citado.

A primeira parte do trabalho envolveu pesquisa de dados existentes em 38 Estações Meteorológicas Automáticas (EMA) pertencentes ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2020), das quais 33 foram selecionadas pela maior confiabilidade nas séries horárias registradas. Foram utilizados dados obtidos entre 2001 e 2017. As medições realizadas nas EMA registram valores de minuto em minuto de radiação solar horizontal, pressão atmosférica, temperatura, umidade relativa, precipitação, direção e velocidade do vento, entre outros. Depois os valores são integrados a cada hora e transmitidos ao centro de processamento do INMET. No caso da radiação solar o instrumento utilizado em cada estação é um [Kipp & Zonen](#) modelo CM6B.

Os dados foram inspecionados e foi realizada a eliminação de valores inválidos e o ajuste do horário para horário solar, permitindo uma compilação de séries horárias de dados de irradiação solar, temperatura ambiente e velocidade de vento. Posteriormente foram separadas as componentes direta e difusa da radiação solar pelo procedimento descrito a seguir.

## PROCEDIMENTO PARA DETERMINAR A IRRADIAÇÃO HORÁRIA EM PLANO INCLINADO

Para todos os períodos e localidades onde se conhecem os dados medidos, a irradiação solar horária deverá ser dividida nas parcelas direta e difusa para processar o cálculo da irradiação em plano inclinado. Inicialmente os dados de irradiação solar são comparados com a irradiação solar extraterrestre da mesma hora produzindo um valor de índice de limpidez horário  $k_T$  (*clearness index*), conforme a relação  $k_T = I/I_o$ , onde  $I$  e  $I_o$  representam respectivamente a irradiação solar horária em um plano horizontal e a irradiação solar horária extraterrestre em um plano paralelo ao plano horizontal. As equações para obtenção da irradiação extraterrestre são bem conhecidas e encontram-se em textos como (Duffie e Beckmann, 2013). Utilizando dados da localidade e do tempo considerado, como  $\phi$  (Latitude),  $\delta$  (declinação) e  $\omega$  (ângulo horário) em conjunto com os parâmetros que identificam a orientação e a inclinação do plano receptor da radiação, como  $\beta$  (ângulo de inclinação) e  $\gamma$  (ângulo azimutal que indica a orientação da superfície) se determinam  $\theta_s$  (ângulo de incidência da radiação solar direta sobre o plano receptor) e  $\theta_z$  (ângulo de zênite solar).

Erbs et al., 1982 apresentaram uma correlação da qual se obtém a fração difusa da irradiação horária,  $k_D = I_d/I$ , em função de  $k_T$ , tornando possível dividir a irradiação solar horizontal horária em suas componentes direta e difusa,  $I_b$  e  $I_d$  respectivamente.

Para calcular as parcelas da radiação sobre o plano inclinado foram utilizados (a) relação entre  $\cos \theta_s$  e  $\cos \theta_z$  para corrigir a componente direta, obtendo-se  $I_{b\beta}$ , (b) modelo isotrópico para determinar a radiação oriunda da reflexão do solo (considerando refletividade de 20%,) e (c) modelo descrito em (Perez et al, 1987) para a irradiação difusa ( $I_{d\beta}$ ).

## CÁLCULO DA IRRADIAÇÃO EFETIVA EM FUNÇÃO DO ÂNGULO DE INCIDÊNCIA.



Sabe-se que a parcela da radiação direta é fortemente dependente do ângulo de incidência, mas na prática esta dependência é ainda maior, porque tanto módulos fotovoltaicos como coberturas de coletores solares térmicos geralmente tem uma superfície de vidro na sua face frontal, com refletividade também dependente do ângulo de incidência. Para considerar este efeito, especialmente para comparações de conversão de equipamentos instalados em diferentes orientações, foi considerada a transmitância de uma lâmina de 3,2 mm de vidro com coeficiente de absorção 4/m e índice de refração 1,526, utilizando as equações de Fresnel conforme exposto em (Duffie, e Beckmann, 2013). A transmitância calculada para cada orientação em cada hora foi normalizada em função da transmitância calculada para incidência normal, de forma a não afetar resultados quando a radiação direta incide perpendicularmente ao coletor e não alterar a fração difusa da radiação. Esta correção levou a resultados identificados como Irradiação Efetiva.

RESULTADOS PARA IRRADIÂNCIA TOTAL

Com o procedimento descrito foram calculadas as irradiações horárias ao longo de intervalos de aproximadamente 15 anos incidentes em 456 orientações diferentes para cada uma das 33 estações meteorológicas, o que permitiu obter resultados relativos à orientação em que a média das irradiações horárias foi máxima (usada como referência). Estes resultados relativos são apresentados em planilhas eletrônicas informando o porcentual de energia que pode ser captado por um coletor solar em função de sua orientação azimutal e sua inclinação. As planilhas foram elaboradas para intervalo anual e para cada estação do ano: Verão, Outono, Inverno e Primavera. Como exemplo destes resultados a Fig.1 apresenta, para a cidade de Porto Alegre, um “Screen Print” da planilha da irradiação efetiva anual relativa à irradiação sobre plano orientado ao Norte com inclinação de 25° e a Fig. 2 mostra a mesma informação para o período de inverno, quando a referência utilizada foi para um plano inclinado a 50°.

PORTO ALEGRE - melhor ângulo, orientado para o Norte com inclinação ~ 25°, Irradiação Efetiva Incidente no Plano do Coletor 4.5455 [kWh/m²/dia]																										
		AZIMUTE																								
		195°	210°	225°	240°	255°	270°	285°	300°	315°	330°	345°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	105°	120°	135°	150°	165°	180°	
ANUAL	INCLINAÇÃO PAINEL	90°	19%	22%	27%	32%	38%	43%	48%	51%	53%	54%	53%	53%	53%	52%	50%	47%	43%	38%	33%	27%	23%	19%	18%	
		85°	21%	25%	30%	36%	42%	47%	52%	56%	58%	59%	59%	58%	58%	57%	55%	51%	47%	42%	36%	30%	25%	22%	20%	
		80°	24%	28%	33%	39%	46%	51%	56%	60%	63%	65%	65%	64%	64%	62%	59%	55%	51%	45%	40%	34%	28%	24%	22%	
		75°	27%	31%	37%	43%	49%	55%	61%	65%	68%	70%	70%	70%	69%	67%	64%	60%	55%	49%	43%	37%	32%	27%	25%	
		70°	30%	34%	40%	47%	53%	59%	65%	69%	72%	75%	76%	76%	75%	74%	72%	68%	64%	59%	53%	47%	40%	35%	31%	29%
		65°	34%	38%	44%	50%	57%	63%	69%	73%	77%	79%	80%	81%	80%	79%	76%	73%	68%	63%	57%	50%	44%	39%	34%	33%
		60°	38%	42%	47%	54%	60%	67%	72%	77%	81%	84%	85%	85%	85%	83%	80%	76%	72%	66%	60%	54%	48%	42%	39%	37%
		55°	43%	46%	51%	58%	64%	70%	76%	81%	85%	87%	89%	89%	88%	87%	84%	80%	75%	70%	64%	58%	52%	47%	43%	42%
		50°	47%	50%	55%	61%	68%	74%	79%	84%	88%	91%	92%	92%	92%	90%	87%	83%	79%	73%	67%	61%	56%	51%	48%	46%
		45°	52%	55%	59%	65%	71%	77%	82%	87%	91%	93%	95%	95%	95%	93%	90%	86%	82%	76%	71%	65%	60%	55%	52%	51%
		40°	57%	59%	64%	69%	74%	80%	85%	89%	93%	95%	97%	97%	97%	95%	92%	89%	84%	79%	74%	69%	64%	60%	57%	56%
		35°	62%	64%	68%	73%	77%	82%	87%	91%	95%	97%	98%	98%	98%	96%	94%	91%	87%	82%	78%	73%	68%	65%	62%	61%
30°	67%	69%	72%	76%	81%	85%	89%	93%	96%	98%	99%	99%	99%	98%	96%	92%	89%	85%	81%	76%	72%	69%	67%	66%		
25°	72%	74%	76%	80%	83%	87%	91%	94%	97%	98%	99%	99%	99%	98%	96%	94%	90%	87%	83%	80%	77%	74%	72%	71%		
20°	77%	78%	80%	83%	86%	89%	92%	95%	97%	98%	99%	99%	99%	98%	97%	94%	92%	89%	86%	83%	80%	78%	77%	76%		
15°	81%	82%	84%	86%	88%	90%	93%	95%	96%	98%	98%	99%	98%	98%	96%	95%	92%	90%	88%	86%	84%	82%	81%	81%		
10°	86%	86%	87%	88%	90%	91%	93%	94%	95%	96%	97%	97%	97%	96%	95%	94%	93%	91%	90%	88%	87%	86%	85%	85%		
5°	89%	89%	90%	90%	91%	92%	93%	93%	94%	95%	95%	95%	95%	94%	94%	93%	93%	92%	91%	90%	89%	89%	89%	89%		
0°	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%		

Fig. 1. Planilha da irradiação solar efetiva anual, relativa à irradiação sobre plano orientado ao Norte com inclinação de 25° para a cidade de Porto Alegre.

PORTO ALEGRE - melhor ângulo aprox. inverno, orientado para o Norte com inclinação ~ 50°, Irradiação Efetiva Incidente no Plano do Coletor 3.5047 [kWh/m²/dia]																										
		AZIMUTE																								
		195°	210°	225°	240°	255°	270°	285°	300°	315°	330°	345°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	105°	120°	135°	150°	165°	180°	
INVERNO (JUNHO, JULHO, AGOSTO)	INCLINAÇÃO PAINEL	90°	10%	12%	16%	19%	26%	35%	45%	56%	65%	76%	81%	77%	69%	60%	49%	39%	31%	23%	17%	13%	11%	10%	10%	
		85°	12%	14%	17%	21%	29%	38%	49%	60%	70%	80%	85%	86%	82%	74%	64%	53%	43%	33%	25%	19%	15%	13%	11%	11%
		80°	13%	15%	19%	23%	32%	42%	52%	63%	74%	84%	89%	90%	86%	78%	68%	57%	46%	36%	28%	21%	17%	14%	13%	12%
		75°	15%	17%	21%	25%	34%	45%	56%	67%	77%	88%	92%	93%	90%	82%	72%	60%	49%	39%	30%	23%	18%	16%	14%	14%
		70°	16%	18%	22%	30%	37%	47%	59%	70%	80%	91%	95%	96%	93%	85%	75%	64%	53%	42%	33%	25%	20%	17%	16%	15%
		65°	18%	20%	24%	32%	39%	50%	61%	73%	85%	93%	97%	98%	95%	87%	78%	67%	56%	45%	35%	28%	22%	19%	17%	17%
		60°	19%	21%	26%	34%	42%	53%	64%	75%	87%	94%	98%	99%	96%	89%	80%	69%	58%	48%	38%	30%	24%	21%	19%	18%
		55°	21%	23%	28%	36%	47%	55%	66%	79%	89%	96%	99%	99%	97%	91%	82%	71%	61%	50%	41%	32%	26%	22%	21%	20%
		50°	22%	25%	30%	39%	49%	60%	70%	81%	89%	96%	99%	99%	98%	92%	83%	74%	63%	53%	43%	35%	28%	24%	22%	22%
		45°	24%	27%	33%	41%	51%	61%	72%	81%	90%	96%	99%	99%	97%	92%	84%	75%	65%	55%	46%	38%	31%	26%	24%	23%
		40°	26%	29%	36%	44%	53%	63%	73%	82%	89%	95%	98%	98%	96%	92%	85%	76%	67%	57%	49%	41%	34%	28%	25%	25%
		35°	29%	33%	39%	47%	56%	65%	74%	82%	89%	94%	96%	97%	95%	91%	85%	77%	68%	60%	52%	44%	37%	31%	28%	28%
30°	33%	37%	43%	50%	58%	66%	74%	81%	87%	92%	94%	94%	93%	89%	84%	77%	70%	62%	54%	47%	41%	36%	33%	32%		
25°	38%	42%	47%	53%	60%	67%	74%	80%	86%	89%	91%	92%	90%	87%	83%	77%	71%	64%	57%	51%	45%	41%	38%	37%		
20°	45%	47%	51%	57%	62%	68%	74%	79%	83%	86%	88%	88%	87%	85%	81%	76%	71%	65%	60%	54%	50%	46%	44%	43%		
15°	51%	53%	56%	60%	64%	69%	73%	77%	80%	83%	84%	84%	83%	81%	79%	75%	71%	67%	62%	58%	55%	52%	50%	50%		
10°	57%	59%	61%	63%	66%	69%	72%	75%	77%	79%	80%	80%	79%	78%	76%	73%	71%	68%	65%	62%	60%	58%	57%	57%		
5°	63%	64%	65%	66%	68%	69%	71%	72%	73%	74%	74%	75%	74%	74%	73%	71%	70%	68%	67%	66%	64%	64%	63%	63%		
0°	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%		

Fig. 2. Planilha da irradiação solar efetiva no inverno, relativa à irradiação sobre plano orientado ao Norte com inclinação de 50° para a cidade de Porto Alegre.

Para a confecção dos mapas, o governo do Estado do Rio Grande do Sul contratou uma empresa (CAMARGO-Schubert Engenharia) que por sua vez subcontratou uma Modelagem de Mesoescala realizada pela empresa UL

Truepower, a qual utilizou o sistema de modelagem WRF-Solar (*Weather Research and Forecasting*), com capacidade de alcançar uma resolução espacial de 3 km X 3 km. Os resultados destes modelos foram ajustados com as medições terrestres nas EMA. A Fig. 3 mostra, como exemplo, mapas de irradiação média em plano inclinado de 20°.

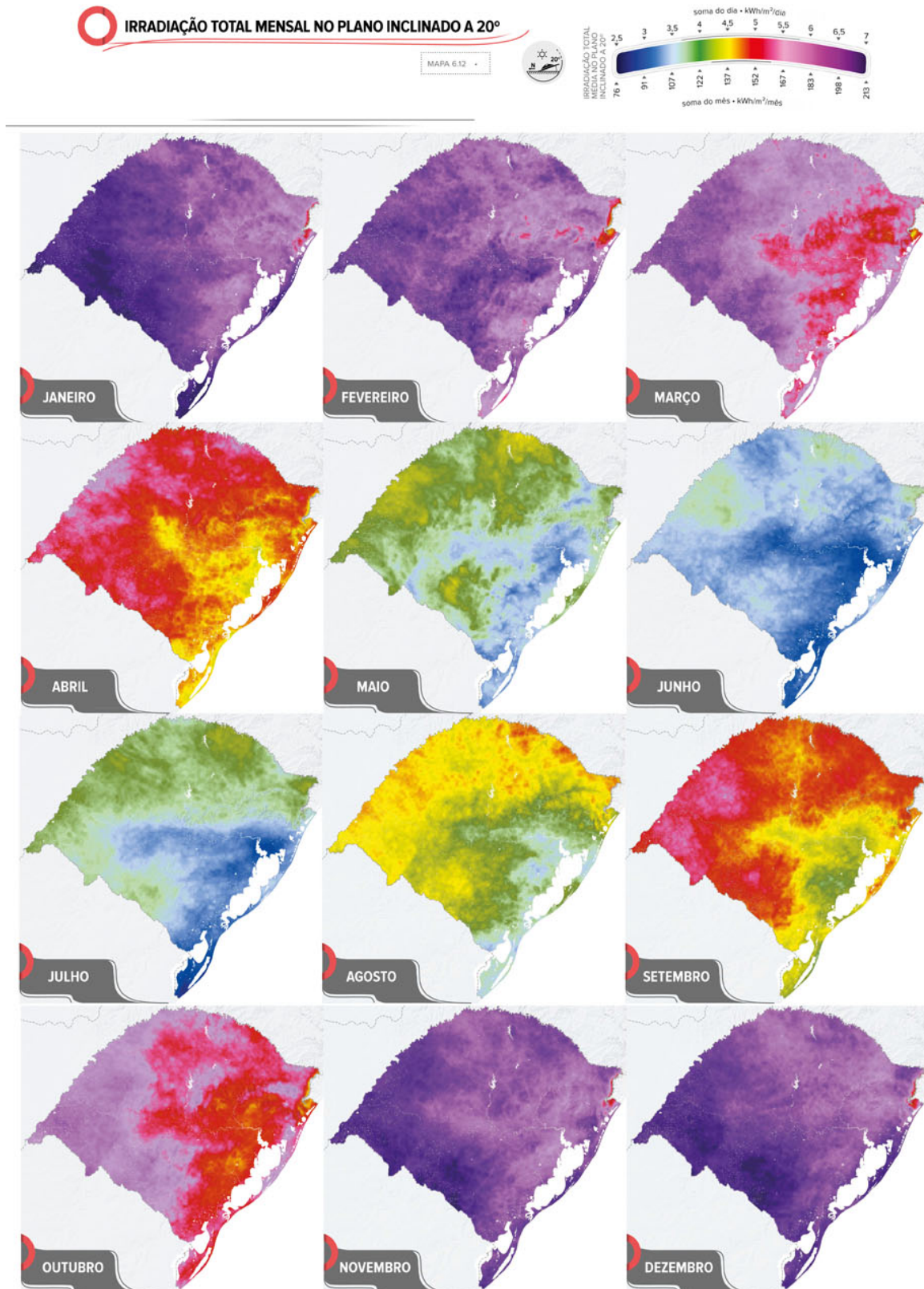


Fig. 3. Mapas de irradiação mensal para superfície inclinada de 20° voltada para Norte no RGS. PRODUTIVIDADE FOTOVOLTAICA

Para estimar a produção de eletricidade pela conversão da energia solar foram selecionados alguns componentes com características que podem ser consideradas típicas. A partir do exame do comportamento de um grande número de módulos comerciais foi utilizado um típico módulo com células de silício multicristalino com parâmetros médios entre os módulos comerciais. O mesmo foi feito para a curva de eficiência de um modelo típico de inversor para uso em instalações pequenas (5 kW). O estudo enfocou pequenas instalações urbanas utilizadas em geração distribuída, mas a produtividade não seria muito diferente caso fosse aplicado a usinas fotovoltaicas de maior porte.

A Eq. (1) apresenta a energia elétrica produzida em um hora e injetada na rede utilizando a metodologia proposta

$$E_{INJ} = P_{STD} \left[ \frac{I_{b\beta} F_{\theta} + I_{d\beta}}{1000} \right] F_G F_T F_{SIST} \eta_{CC/CA} \eta_{SPMP} \quad (1)$$

onde:  $E_{INJ}$  = energia elétrica injetada na rede na hora considerada em Wh;  $P_{STD}$  = potência nominal do arranjo fotovoltaico (nas condições padrão) em Wp;  $I_{b\beta}$  = irradiação direta média sobre superfície inclinada na hora considerada, em Wh/m<sup>2</sup>;  $I_{d\beta}$  = irradiação difusa média sobre superfície inclinada na hora considerada, incluindo a irradiação refletida pelo solo, em Wh/m<sup>2</sup>;  $F_{\theta}$  = fator de correção da variação da potência exclusivamente em função do ângulo de incidência da radiação solar direta utilizando a transmitância relativa, conforme discutido na terceira página deste trabalho;  $F_G$  = fator de correção da variação da potência exclusivamente em função do fluxo de radiação solar incidente, obtido a partir de ensaios no simulador solar do LABSOL e dado pela Eq. (2) onde  $n_0 = 0,002107$ ;  $n_1 = -0,01045126$  e  $n_2 = 0,001$  conforme ajuste realizado para o comportamento do módulo Yingli modelo YL 245P-29b quando exposto a diversos valores de irradiância solar;

$$F_G = \frac{G}{G + (n_0 + n_1 + n_2 G^2)} \quad \text{onde} \quad G = \frac{I_{b\beta} F_{\theta} + I_{d\beta}}{1000 \text{ (Wh.m}^{-2}\text{)}} \quad (2)$$

$F_T$  = fator de correção da variação da potência em função da temperatura da célula conforme a Eq. (3);

$$F_T = 1 - 0,0045(T_C - 25^\circ\text{C}) \quad \text{onde} \quad T_C = T_{amb} + 32,5G \quad (3)$$

$F_{SIST}$  = fator de correção da potência em função das perdas por associação de módulos e nos cabos, neste caso considerado constante e igual a 0,98 e  $\eta_{SPMP}$  = eficiência de seguimento do ponto de máxima potência considerado igual a 0,99.  $\eta_{CC/CA}$  é a eficiência de conversão de corrente contínua para alternada do inversor determinada segundo (Rampinelli et al., 2014) em função do seu carregamento com parâmetros dependentes da tensão de utilização, conforme Eq. (4), onde se define a potência relativa  $P_R$ , considerando que  $P_{CA}$  é a potência de saída do inversor e  $P_N$  é a potência nominal.

$$\eta_{CC/CA} = \frac{P_R}{P_R + [k_0 + k_1 P_R + k_2 P_R^2]} \quad \text{onde} \quad P_R = \frac{P_{CA}}{P_N} \approx 0,95 G F_G F_T \quad (4)$$

e onde  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$  são parâmetros dependentes da tensão de saída do arranjo fotovoltaico. Para a aplicação referida neste trabalho, os parâmetros foram obtidos por ajuste da curva de eficiência de um inversor típico utilizado nas instalações fotovoltaicas, obtendo-se os seguintes valores:  $k_0 = 0,001055$ ;  $k_1 = 0,008783$ ;  $k_2 = 0,005837$ ;

A energia elétrica produzida em um dado período é obtida do somatório da energia injetada a cada hora ( $E_{INJ}$ ) ao longo deste período. A produtividade fotovoltaica é então definida como a razão entre a energia elétrica injetada na rede no período considerado (mês, estação ou ano) e a potência nominal gerador fotovoltaico nas condições standard, expressa em kWh/kW<sub>p</sub>.

Estes valores foram calculados para as 456 orientações das 33 estações meteorológicas, conforme antes citado, e referidos ao melhor ângulo de inclinação para obter as planilhas de produtividade fotovoltaica relativa por orientação, como mostra o exemplo para Porto Alegre em período anual na Fig. 4.

Mais do que os próprios mapas elaborados, o estudo proporcionou a organização de dados disponibilizados em planilhas para as estações selecionadas. Cada série temporal apresenta com as informações contidas na Tabela 1 a cada hora, esta é uma ferramenta muito útil para quem trabalha com simulação das séries temporais de produção de eletricidade. Com estes dados será possível analisar fenômenos decorrentes de simulações computacionais, como por exemplo, cálculo da frequência com que ocorre potência acima de um certo valor, conveniência de modificar o Fator de Dimensionamento de Inversores em centrais fotovoltaica, efeitos térmicos sobre os componentes, e muitos outros resultados.

PORTO ALEGRE - melhor ângulo, orientado para o Norte com inclinação ~ 25°, produtividade média anual calculada YF = 3.5678[kWh/kWp/dia]

AZIMUTE

		195°	210°	225°	240°	255°	270°	285°	300°	315°	330°	345°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	105°	120°	135°	150°	165°	180°
ANUAL INCLINAÇÃO PAINEL	90°	21%	24%	29%	34%	40%	45%	49%	53%	55%	56%	55%	55%	55%	55%	54%	52%	49%	45%	40%	35%	29%	25%	21%	19%
	85°	23%	27%	32%	38%	44%	49%	54%	58%	60%	61%	61%	61%	61%	61%	59%	57%	53%	49%	44%	38%	33%	28%	23%	21%
	80°	25%	30%	35%	41%	47%	53%	58%	62%	65%	67%	67%	67%	67%	66%	64%	61%	57%	53%	47%	42%	36%	30%	26%	24%
	75°	28%	33%	39%	45%	51%	57%	62%	66%	69%	72%	72%	72%	72%	71%	69%	66%	62%	57%	51%	45%	39%	34%	29%	26%
	70°	32%	36%	42%	48%	55%	61%	66%	71%	74%	76%	77%	77%	77%	76%	73%	70%	65%	60%	55%	49%	43%	37%	32%	30%
	65°	36%	40%	46%	52%	58%	64%	70%	74%	78%	81%	82%	82%	82%	80%	78%	74%	70%	64%	58%	52%	46%	41%	36%	35%
	60°	40%	44%	49%	56%	62%	68%	73%	78%	82%	85%	86%	86%	86%	84%	81%	78%	73%	68%	62%	56%	50%	45%	41%	39%
	55°	45%	48%	53%	60%	65%	71%	77%	81%	85%	88%	90%	90%	89%	88%	85%	81%	76%	71%	65%	60%	54%	49%	45%	44%
	50°	49%	52%	57%	63%	69%	75%	80%	85%	88%	91%	93%	93%	92%	91%	88%	84%	80%	75%	69%	63%	58%	53%	50%	49%
	45°	54%	56%	61%	67%	73%	78%	83%	87%	91%	94%	95%	95%	95%	93%	90%	87%	83%	78%	72%	67%	62%	57%	54%	53%
	40°	58%	61%	65%	70%	76%	81%	85%	90%	93%	96%	97%	97%	97%	95%	93%	89%	85%	81%	76%	71%	66%	62%	59%	58%
	35°	63%	66%	70%	74%	79%	83%	88%	92%	95%	97%	98%	99%	98%	97%	94%	91%	87%	83%	79%	74%	70%	66%	64%	63%
	30°	69%	71%	74%	78%	82%	86%	90%	93%	96%	98%	99%	99%	99%	98%	96%	93%	90%	86%	82%	78%	74%	71%	69%	68%
	25°	74%	75%	78%	81%	84%	88%	91%	94%	97%	99%	99%	99%	99%	98%	97%	94%	91%	88%	84%	81%	78%	76%	74%	73%
	20°	79%	80%	82%	84%	87%	90%	92%	95%	97%	98%	99%	99%	99%	98%	97%	95%	92%	90%	87%	84%	82%	80%	79%	78%
	15°	83%	84%	85%	87%	89%	91%	93%	95%	97%	98%	99%	99%	99%	98%	97%	95%	93%	91%	89%	87%	85%	84%	83%	83%
10°	87%	87%	88%	90%	91%	92%	94%	95%	96%	97%	97%	98%	97%	97%	96%	95%	94%	92%	91%	89%	88%	87%	87%	87%	
5°	90%	91%	91%	92%	92%	93%	94%	94%	95%	95%	96%	96%	96%	95%	95%	94%	94%	93%	92%	92%	91%	91%	90%	90%	
0°	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	

Fig.4 Planilha da produtividade fotovoltaica anual, relativa à irradiação sobre plano orientado ao Norte com inclinação de 25° para a cidade de Porto Alegre.

Tabela 1 Informações (em base horária) disponibilizadas nas planilhas organizadas para cada uma das 33 estações meteorológicas automáticas selecionadas do RGS

Tipo de variável	Informações disponibilizadas nas colunas da planilha para cada hora				
Tempo	<i>ano</i>	<i>mes</i>	<i>dia</i>	<i>Hora GMT</i>	<i>Hora Solar</i>
Geometria	$I_0(Wh/m^2)$	$\theta_z$	<i>AM</i>		
Irradiação horizontal	$I(Wh/m^2)$	$I_d(Wh/m^2)$	$I_b(Wh/m^2)$	$k_T$	$k_D$
Irradiação inclinada $\beta=20^\circ$	$I_{\beta}(20^\circ)$	$I_{b\beta}(20^\circ)$	$I_{d\beta}(20^\circ)$	$I_{p\beta}(20^\circ)$	$\theta_s(\beta=20^\circ)$
Irradiação inclinada $\beta=45^\circ$	$I_{\beta}(45^\circ)$	$I_{b\beta}(45^\circ)$	$I_{d\beta}(45^\circ)$	$I_{p\beta}(45^\circ)$	$\theta_s(\beta=45^\circ)$
Irradiação Efetiva	$I_e(\beta=0^\circ)$	$I_e(\beta=20^\circ)$	$I_e(\beta=45^\circ)$		
Energia Injetada	$E_{INJ}(\beta=0^\circ)$	$E_{INJ}(\beta=20^\circ)$	$E_{INJ}(\beta=45^\circ)$		
Meteorologia	$T_{min}$	$T_{med}$	$T_{max}$	$V_{vento}$	

Através da mesma técnica de interpolação utilizando dados dos modelos de mesoescala que foram utilizados para os mapas de irradiação solar, foram confeccionados mapas de produtividade fotovoltaica para sistemas com orientação Norte e inclinação de 20°. Também foram produzidos mapas para instalações fotovoltaicas instaladas na orientação Norte com inclinação de 45°, apesar de não ser uma inclinação usual por favorecer mais a uniformidade de produção e menos a produção anual.

### CONCLUSÃO

Foi apresentada a metodologia utilizada para produzir mapas de produtividade fotovoltaica para o Estado do Rio Grande do Sul, localizado no extremo sul do Brasil. Esta metodologia foi aprovada por uma comissão que envolveu três universidades e a Secretaria de Minas e Energia do Governo do RGS, em estudo que culminou na publicação do Atlas Solar Rio Grande do Sul. Além da publicação de caráter consultivo, o resultado do empreendimento beneficia pesquisadores com a disponibilização de dados em seqüências temporais com intervalos horários já processados, potencializando estudos de simulação de conversão de energia solar térmica e fotovoltaica.

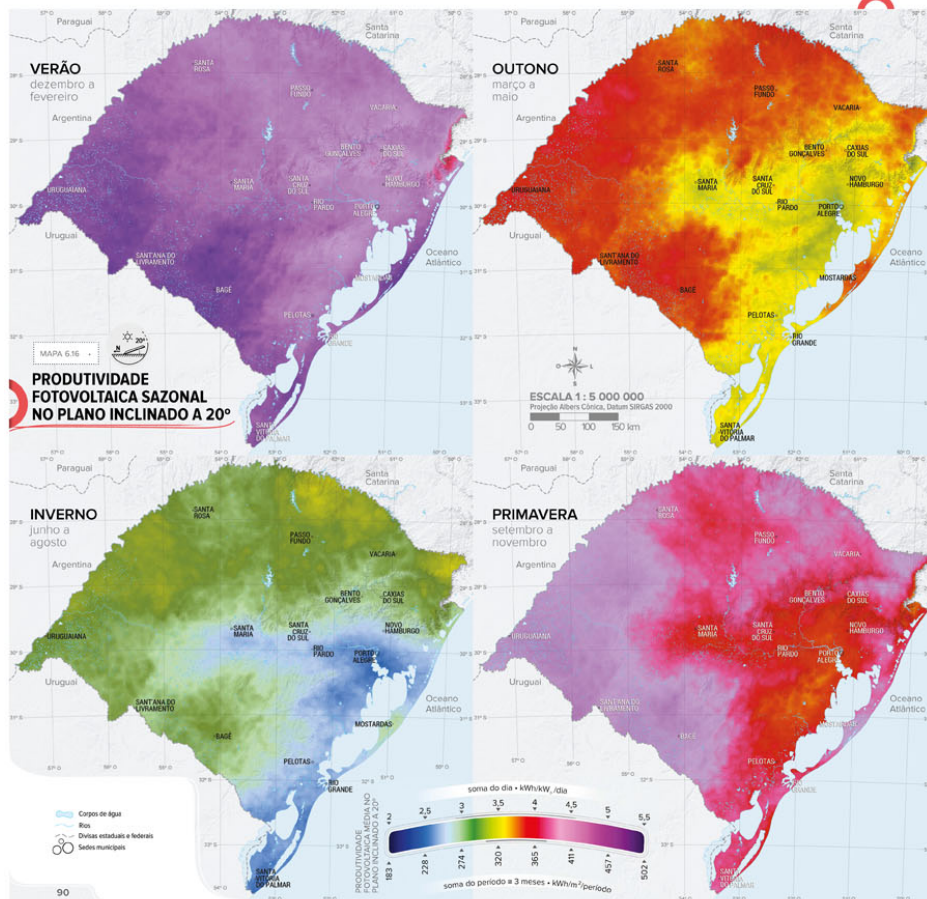
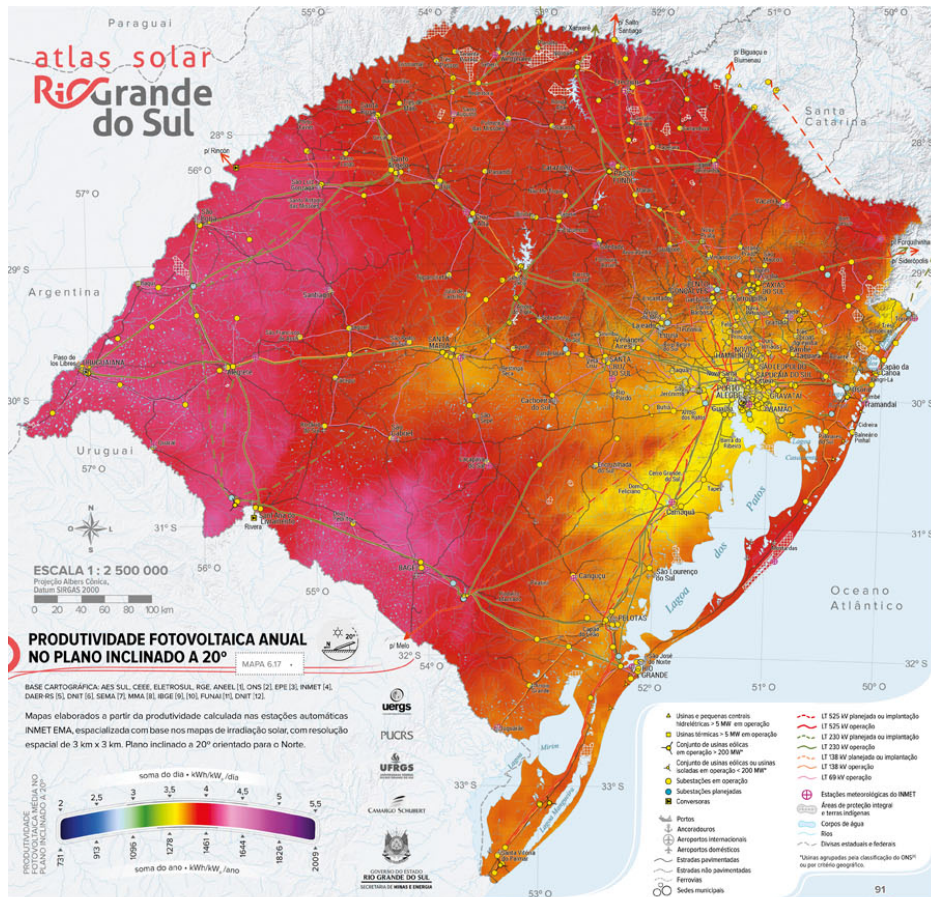


Fig. 5 Mapas do potencial fotovoltaico anual e sazonal do Estado do Rio Grande do Sul, determinado usando a metodologia apresentada neste trabalho.

## REFERENCIAS

Back, C. A. ; Silva, F.J.L ; Catani, F. ; Lina, G.G. ; Coimbra, I. L. ; Amarante O. A. C. ; Andrade P. E. P. ; Freitas, R. M. ; Lima Neto, V. F. C. ; Silveira, E. J. T. ; Zamberlam, M. ; Moehlecke, A. ; Zanesco, I. ; Krenzinger, A. ; Prieb, C. W.M. ; Rossini, E. G. ; Gasparin, F. P. ; Haag, R. ; Aymani, J. ; Brower, M. ; Vidal, J. (2018). . *Atlas Solar Rio Grande do Sul*. 01. ed. Porto Alegre: SMERS, 2018. v. 01. 144p .

Duffie, J. A., Beckmann, W.A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*, John Wiley & Sons INC. NEW YORK, 4º Ed., 2013.

Erbs, D. G., Klein, S. A., Duffie, J. A., (1982). “Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation”, *Solar Energy*, v. 28, Nº 4. pp. 293-302.

INMETRO, (2020), <https://mapas.inmet.gov.br/> acessado em 01/09/2020.

Krenzinger, A.; Aguiar, D. .(2016) Metodologia para Elaboração de Mapas de Produtividade Fotovoltaica no Rio Grande do Sul. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte. *Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Associação Brasileira de Energia Solar, 2016.

Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., Menicucci, D., (1987). A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy*, Volume 39, Issue 3, 1987, Pages 221-231

Rampinelli, G., Krenzinger, A., Chenlo Romero, F. (2014) Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, v. 34, p. 578-587.

### LIGHT TRAPPING EM CÉLULAS SOLARES DE FILME FINO

**Oliveira K.<sup>1</sup>, Oliveira A.J.N.<sup>1</sup>, Lopes T.S.<sup>1,2,3,4</sup>, Cunha J.M.V.<sup>1,5,6</sup>, Curado M.A.<sup>1,7</sup>, Teixeira J.P.<sup>1</sup>, Valença B.A.<sup>1</sup>, Fernandes P.A.<sup>1,6,8</sup>, Salomé P.M.P.<sup>1,5</sup>**

- 1) Nanofabrication for Optoelectronic Applications, International Iberian Nanotechnology Laboratory, Av. Mestre José Veiga s/n, Braga, Portugal
- 2) Institute for Material Research (IMO), Hasselt University (partner in Solliance), Diepenbeek, 3590, Belgium
- 3) Imec division IMOMECA (partner in Solliance), 3590 Diepenbeek, Belgium
- 4) EnergyVille 2, 3600 Genk, Belgium
- 5) Departamento de Física, Universidade de Aveiro, Campus Universitário de Santiago, 3810-193 Aveiro, Portugal
- 6) I3N, Universidade de Aveiro, Campus Universitário de Santiago, 3810-193 Aveiro, Portugal
- 7) CFisUC, Departamento de Física, Universidade de Coimbra, 3004-516 Coimbra, Portugal
- 8) CIETI, Departamento de Física, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Instituto Politécnico do Porto, Porto 4200- 072, Portugal

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2035>

#### RESUMEN/RESUMO

As células solares de Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> (CIGS) têm vindo a receber uma atenção especial por parte da comunidade científica e industrial, resultante maioritariamente das suas excelentes propriedades optoeletrónicas que permitem a esta tecnologia atingir um valor recorde de eficiência de 23.35%. No entanto, este material (CIGS) é composto por elementos escassos e dispendiosos (In e Ga). Deste modo, são necessárias estratégias para otimizar a utilização destes elementos. A diminuição da espessura da camada absorvente permite a implementação desta tecnologia em larga-escala mitigando o problema referido anteriormente. No entanto, a eficiência da absorção da luz é afetada, à medida que a espessura do material absorvente diminui. Neste trabalho, é apresentada uma arquitetura nova que recorre a nanoestruturas no contacto posterior do dispositivo, que permitem aumentar o percurso ótico na camada de CIGS, aumentando a probabilidade da luz ser absorvida na mesma.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** Células Solares, CIGS, Nanoestruturas

#### ABSTRACT

The Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> (CIGS) solar cells have been receiving special attention from the scientific and industrial community, mostly resulting from their excellent optoelectronic properties, allowing this technology to reach record efficiency values (23.35%). However, this material (CIGS) consists of scarce and expensive elements (In and Ga). Thus, strategies are needed to optimize the use of these elements. Decreasing the thickness of the absorber layer allows for the use of this technology on a large scale, overcoming the previous issue. However, the light absorption's efficiency is affected, as the thickness of the absorber material decreases. In this work, a new architecture that uses nanostructures in the rear contact of the device is presented, these allow for an increase on the optical path in the CIGS layer, increasing the probability of light absorption.

**KEYWORDS:** Solar Cells, CIGS, Nanostructures

## INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

O desempenho das células solares é altamente dependente da capacidade de absorção da luz incidente pela camada absorvente (Guillemoles J. F. et al. 2019). No entanto, por motivos económicos e ambientais, diferentes tecnologias têm dedicado uma parte importante da sua investigação no sentido de reduzir a espessura da camada ativa (Duchatelet A. et al. 2017), sendo assim cada vez mais necessário encontrar estratégias que permitam otimizar a absorção total da luz incidente em camadas ultrafinas (Heinemann M. D. et al. 2016).

Apesar das células solares de  $\text{Cu(In,Ga)Se}_2$  (CIGS) apresentarem o maior valor de eficiência de conversão de luz em energia de todas as tecnologias de filme fino (23,35%) (Nakamura M. et al. 2019), a necessidade de diminuir ainda mais a espessura da camada ativa destas células solares, tem promovido um progressivo destaque da tecnologia baseada em CIGS ultrafino na comunidade científica (Stamford L, Azapagic A. 2019). A optimização da absorção de luz na camada de CIGS ultrafino ( $<1\mu\text{m}$ ) tem vindo a ser estudada, existindo já algumas estratégias que apresentem resultados promissores, mas longe do desempenho obtida a partir de filmes finos (Schmid M. et al. 2014, Yin G. et al. 2015, Salomé P.M.P. et al. 2018, Lopes T.S. et al. 2019). Neste trabalho, no sentido de otimizar o desempenho optoelectrónico de células solares de CIGS ultrafino, foi desenvolvido um processo que permite a implementação conjunta de duas estratégias amplamente utilizadas individualmente, para o aumento do caminho ótico da luz: texturização e implementação de nanopartículas (NPs) metálicas. A texturização é uma estratégia utilizada em arquiteturas de diferentes células solares permitindo que a luz seja dispersa através da camada de absorção de forma mais eficiente (Kowalczewski P. et al. 2014). Por outro lado, a implementação de NPs metálicas nas interfaces da camada absorvente, como por exemplo, Prata (Ag) e Ouro (Au), já demonstraram capacidade para aumentar a absorção de luz (Atwater H. A. and Polman A. 2010). No entanto, é importante manipular um conjunto de propriedades, como por exemplo o tamanho, a forma e a distribuição das NPs, no sentido de diminuir a absorção parasítica da luz pelas NPs, e aumentar a luz dispersa pelas mesmas (Islam K. et al. 2014). De forma a mitigar a absorção parasítica das NPs, estas são geralmente introduzidas na interface posterior da célula solar de forma a otimizar não só a dispersão da luz, como também a reflexão da mesma na parte de trás da camada absorvente. Apesar de esta ser uma estratégia promissora no sentido de aumentar o caminho ótico da luz, as melhorias têm sido limitadas pelas dificuldades de integração das NPs nas diversas arquiteturas usadas em diferentes tecnologias (Schmid M. et al. 2014).

Neste trabalho é apresentada uma nova arquitetura que permite aumentar o caminho ótico da luz em células solares, através da introdução de agregados de NPs de Au, com um diâmetro médio de 25 nm, para criar uma interface texturizada. No entanto, é sabido que durante o processo de deposição de CIGS, partículas metálicas são difundidas para a camada de CIGS, tornando mais complexo o uso desse tipo de materiais. De modo a resolver essa questão, uma camada de Alumina ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) foi adicionada sobre as NPs, permitindo um encapsulamento das partículas metálicas sob um dielétrico que impede a difusão das mesmas para a camada de CIGS. Esta camada dielétrica é também usada para passivar a interface traseira da célula solar, isto porque como já foi demonstrado, permite reduzir a taxa de recombinação nessa interface (Salomé P.M.P. et al. 2018). Portanto, a arquitetura proposta neste trabalho permite não só aumentar o caminho ótico da luz através de introdução de agregados de NPs metálicas, como também reduz a recombinação na interface traseira através do uso de uma camada de dielétrico ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ).

## SECÇÃO EXPERIMENTAL

A síntese utilizada teve como objetivo a obtenção de NPs de Au esféricas com um diâmetro médio de 25 nm, para isso, o processo experimental foi baseado no trabalho de (Enüstün B. V. et al. 1963). Começou-se por aquecer com agitador magnético, uma solução de ácido cloroáurico ( $\text{HAuCl}_4$ ) em água milli-q (MQ), a uma concentração de 0.25mM. Quando a solução entrou em ebulição, por volta dos  $70^\circ\text{C}$ , 32.7 mL de uma solução de citrato de sódio ( $\text{C}_6\text{H}_9\text{Na}_3\text{O}_9$ ), em MQ, a uma concentração de 65.3 mM, foram adicionados. A mistura foi então deixada sob aquecimento e agitação magnética até que esta mudasse a sua coloração de amarelo claro para um vermelho cor de vinho. A solução final foi coberta com papel de alumínio e armazenada a  $4^\circ\text{C}$  até ser usada. A concentração final de Au foi medida através do seu espectro de absorção, obtendo uma concentração de 0.12 mM.



As NPs de Au previamente sintetizadas foram então depositadas sobre uma camada de molibdênio (Mo) (350nm), num substrato de *Soda-Lime Glass* (SLG). Antes de proceder com a deposição propriamente dita, foi necessário funcionalizar a superfície do Mo através de *drop-casting* de uma solução aquosa (2 %) de cloreto de polidialildimetilamônio (PDDA) durante 1 minuto (Fig. 1a). Após a funcionalização o substrato foi limpo com MQ e seco com N<sub>2</sub>. O substrato foi então submerso na solução de NPs previamente preparada (Fig. 1b), após uma hora o substrato foi removido da solução e novamente limpo com MQ e seco com N<sub>2</sub>, já com os agregados de NPs sobre a sua superfície (Fig. 1c).

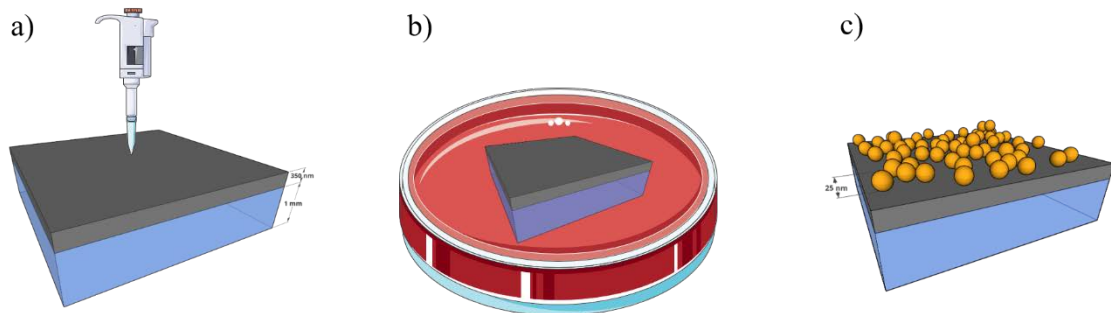


Fig. 1 - Deposição de NPs: a) Funcionalização da superfície de Mo; b) Imersão em solução de NPs de Au; c) Substrato com NPs à superfície

Após a deposição de NPs, o substrato foi levado para uma sala limpa para ser sujeito à deposição do dielétrico e posterior processo litográfico. Para encapsular as NPs, 25 nm de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> foram depositados no topo do substrato (Fig. 2a) através de *pulverização catódica*, recorrendo a um sistema TIMARIS flexible target module DC/RF Sputter. De seguida, 600 nm de fotoresiste positivo (AZ1505) foram depositados sobre o substrato, seguindo para a exposição, que foi efetuada através de o uso de um *Direct Write Laser* (Heidelberg Instruments DWL 2000). O padrão exposto apresenta um conjunto de linhas com dimensões e espaçamento previamente otimizado (Lopes T.S. et al. 2019). O padrão exposto foi revelado durante 60 s usando o revelador AZ:400K 1:4. Após a revelação, o substrato foi sujeito a um processo de *etch*, durante 45 s, recorrendo a um sistema de RIE (*Reactive Ion etching*), SPTS-ICP, de modo a expor o contacto posterior (Mo). Por fim, o fotoresiste remanescente foi removido através da imersão do substrato num banho de acetona em ultrassons durante 30 min, seguido de outro banho de água desionizada, durante 5 min.

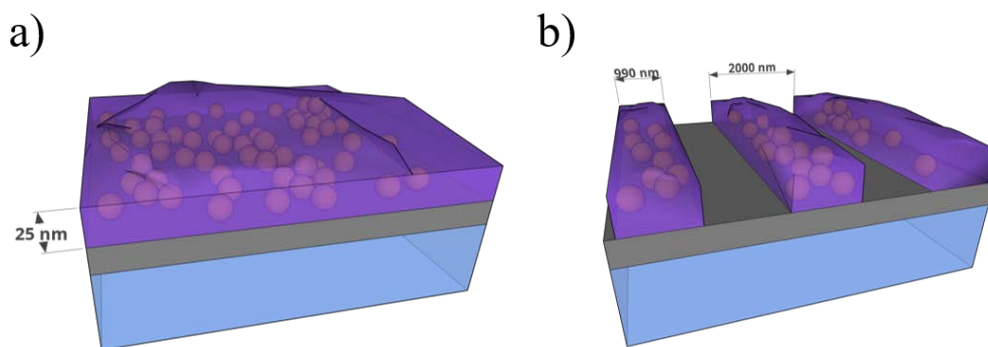


Fig. 2 - Processo Litográfico: a) Deposição de 25nm de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>; b) Abertura das áreas de contacto

O próximo passo consistiu na fabricação das células solares, mas antes de depositar a camada absorvente (CIGS), 7 nm de fluoreto de sódio (NaF) foram evaporados sobre a superfície de dois substratos: No primeiro substrato foram depositadas as NPs e posteriormente encapsuladas (nomeado **Substrato NP**), e o segundo, irá servir de referência (nomeado **Substrato Referência**), composto apenas por SLG (1 mm) e Mo (350 nm). O crescimento do CIGS foi efetuado através de uma evaporação com perfil *flat*, a uma temperatura de 550°C. A espessura média da camada de CIGS, medida através de fluorescência de raio-x (XRF) foi de 462 nm com [Cu]/([Ga]+[In]) [CGI] = 0.80 e [Ga]/([Ga]+[In]) [GGI] = 0.30. Os restantes detalhes da fabricação das células solares seguiram um processo conhecido (Garud, S. et al. 2018). Cada substrato foi riscado mecanicamente de modo a possuir 32 células solares com uma área de 0.5 cm<sup>2</sup>.

A caracterização morfológica das células solares foi efetuada através de um microscópio de força atómica (AFM Dimension Icon System), e um microscópio eletrónico de varrimento (Fei NovaNanoSEM 650). Quanto à caracterização optoelectrónica, as curvas de densidade de corrente vs. tensão (I-V) foram medidas sob iluminação e no escuro, sob um espectro AM1.5, e as medidas de eficiência quântica externa (EQE) foram feitas recorrendo a um sistema QEX10.

## RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Para a deposição das nanoestruturas de Au, o substrato foi funcionalizado com PDDA ( $C_8H_{16}NCl$ ), tal como referido anteriormente. O PDDA é um polímero orgânico que apresenta uma adesão muito forte em certos tipos de substratos, que advêm de forças eletrostáticas entre o polímero e o substrato. A mesma interação acontece entre as nanopartículas e o polímero, permitindo a adesão destas ao substrato de Mo. O método e tempo de deposição utilizados neste trabalho foram otimizados para obter a maior densidade de agregados de nanopartículas possível. Na imagem de SEM da amostra NP após a deposição das nanopartículas (Fig. 3), é possível observar a distribuição e densidade das nanoestruturas depositadas. A área superficial ocupada pelos agregados de Au no substrato de Mo, foi obtida através da análise de várias imagens de SEM de diferentes amostras, usando o software *imageJ*, correspondendo a um valor de área média e desvio padrão de  $4.6 \pm 0.7 \%$ .

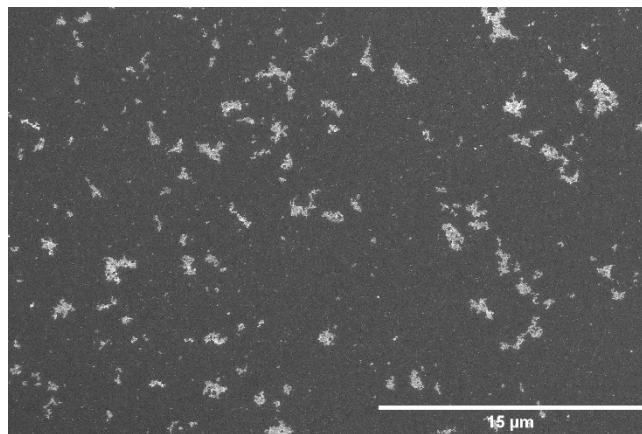


Fig. 3 - Imagem de SEM do substrato NP, após a deposição das NPs

Após a deposição das nanoestruturas, estas foram encapsuladas com a deposição de uma camada dielétrica de  $Al_2O_3$ . A incorporação de uma camada dielétrica no contacto posterior da célula solar, é uma estratégia muitas vezes utilizado como técnica de passivação, permitindo reduzir a taxa de recombinação nos dispositivos. Esta abordagem é estudada em células ultrafinas de CIGS, já com várias provas de sucesso (Cunha J.M.V. et al. 2020). No entanto, para permitir um contacto elétrico entre o substrato e a camada absorvente, é necessário padronizar a camada dielétrica (Salomé P.M.P. et al. 2018). A camada de  $Al_2O_3$  foi padronizada através de RIE, utilizando um padrão de linhas, otimizado anteriormente (Bose S. et al. 2018). Na Fig. 4 está representada a imagem de AFM da estrutura padronizada da amostra NP. O tamanho das linhas padronizadas é de  $991 \pm 19$  nm, com um *pitch* (distância entre dois pontos iguais) de  $2024 \pm 13$  nm. Com a análise de AFM foi ainda possível obter um tamanho médio dos agregados, sendo este de  $95.12 \pm 20.60$  nm.

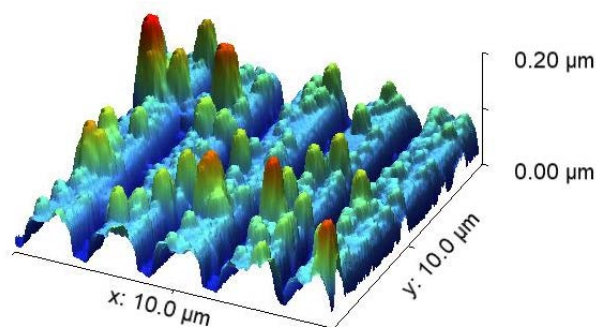


Fig. 4 - Imagem de AFM do substrato NP.

A fabricação das células solares foi concluída de acordo com o processo descrito na secção experimental, seguindo-se depois a caracterização optoelectrónica dos dispositivos, que consistiu em medidas das curvas de  $I-V$ , complementadas com medidas de EQE. Nas Fig. 5a e 5b, estão representadas as medidas de  $I-V$  e EQE de células solares representativas, tanto do dispositivo de referência (Referência) como da amostra com agregados de NPs (NP). Para uma discussão objetiva dos resultados é importante analisar as figuras de mérito extraídas a partir das curvas  $I-V$  e EQE, presentes na Fig. 5c.

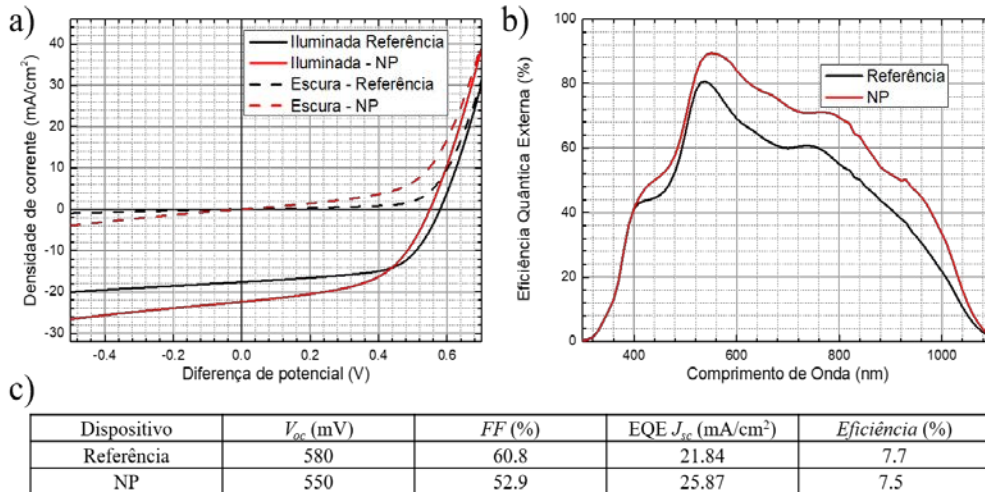


Fig. 5 - Gráficos  $I-V$  e EQE e tabela das figuras de mérito: a) Densidade de corrente em função da diferença de potencial; b) Eficiência Quântica Externa em função do comprimento de onda; c) Figuras de mérito de células representativas.

Primeiramente, verifica-se uma diminuição tanto da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) como do  $Fill$  Factor ( $FF$ ) com a adição dos agregados de NPs. A degradação destes parâmetros elétricos pode estar relacionada tanto com um aumento da taxa de recombinação na interface traseira, devido ao aumento da densidade de defeitos com a adição dos agregados, como também, a um aumento da formação de *pinholes*, causada pelo substrato altamente rugoso. Outra hipótese para as degradações verificadas seria a difusão do Au, no entanto, através de uma análise de *X-Ray photoelectron spectroscopy* (XPS), foi verificado que o Au está efetivamente encapsulado pela camada dielétrica de  $Al_2O_3$ . No entanto, a diminuição do  $V_{oc}$  e do  $FF$  é suprimida por um aumento significativo (18.41%) da densidade de corrente de curto-circuito ( $J_{sc}$ ), atingindo valores de eficiência similares para ambos os dispositivos. A origem deste aumento com a adição dos agregados é mais perceptível através da análise das curvas de EQE. Como pode ser visto, a adição dos agregados promove um aumento em *broadband* percorrendo todo o espetro medido, demonstrando a eficiência de *light trapping* da arquitetura fotónica fabricada. Para comprimentos de onda menores, o aumento não pode ter sido causado pela interação direta da luz com as NPs, até porque para valores de comprimento de onda baixos a luz é absorvida facilmente pelo CIGS, não interagindo com as estruturas fotónicas. Logo, este aumento pode ser explicado por melhorias na performance de anti-reflexão do dispositivo NP, que é resultado de uma texturização da superfície frontal das células solares devido a um crescimento conformal das camadas constituintes da célula solar no topo dos agregados rugosos.

A texturização da superfície frontal é verificada na Fig. 6, onde um perfil traçado numa imagem de AFM tanto no dispositivo de referência como no dispositivo NP está representado, e onde uma rugosidade rms (*root mean square*) de 57 nm foi medida para uma célula NP em relação a uma rugosidade rms de 25 nm na célula de referência. O aumento da EQE para valores de comprimentos de onda maiores, para além da melhoria na performance de anti-reflexão, um aumento da reflexão difusa do substrato com a adição das nanoestruturas fotónicas é também um responsável fundamental.

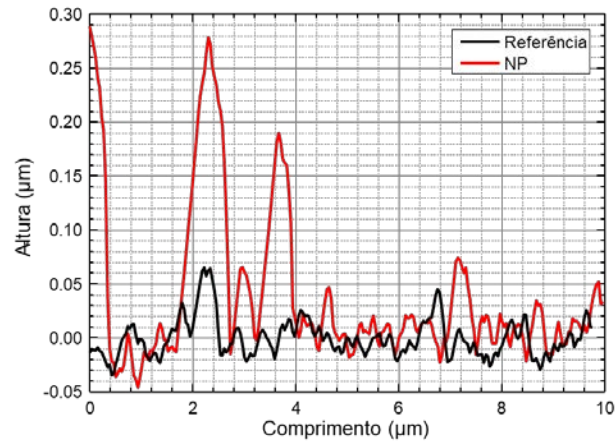


Fig. 6 – Perfil de imagem AFM da superfície dos dispositivos.

Em suma, neste trabalho é demonstrada a fabricação de uma arquitetura fotónica em células solares ultrafinas de CIGS recorrendo a agregados de nanopartículas de Au, capazes de promover ganhos óticos significativos verificados no aumento da curva de EQE em toda a gama de valores de comprimento de onda medido.

## COMENTÁRIOS FINAIS

Com este trabalho foi possível demonstrar que a introdução de agregados de NPs numa célula solar permite ganhos óticos. No entanto, apesar de se verificar aumentos significativos nos valores de corrente ( $J_{sc}$ ), o valor de eficiência desta arquitetura não registou aumento face a uma célula de referência, o que poderá ser explicado pela elevada rugosidade do substrato e devido ao facto do processo de *etch* utilizado ainda não estar otimizado, o que levou a um aumento da recombinação. Ainda assim, a presença de NPs encapsuladas sob a camada de  $Al_2O_3$  foi verificada através de uma análise XPS, apesar do substrato ter passado por um processo de crescimento de CIGS a  $550^\circ C$ . Os resultados aqui demonstrados através de várias caracterizações permitem comprovar que o procedimento descrito ao longo deste trabalho permite encapsular nanoestruturas sob uma camada dielétrica, e ainda, que este processo pode ser utilizado em arquiteturas de células solares de filme fino, com efeitos positivos nas propriedades das mesmas, existindo potencial para diminuir a recombinação de interfaces ao mesmo tempo que as propriedades optoelectrónicas são melhoradas através do uso de nanoestruturas fotónicas.

## AGRADECIMIENTOS

P. M. P. Salomé agradece ao fundo da Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) através do projecto IF/00133/2015.J.M.V. Cunha e T. S. Lopes agradecem ao fundo da Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) através do projecto PD/BD/142780/2018 e SFRH/BD/146776/2019, respectivamente. Agradece-se ao programa de investigação e inovação da União Europeia Horizonte 2020 através do projecto ARCIGS-M (no. 720887). Este trabalho é suportado pelo projecto NovaCell – Development of novel Ultrathin Solar Cell Architectures for low-light, low-cost, and flexible opto-electronic devices (028075) co-financiado pela FCT e pela ERDF através do COMPETE2020. Este trabalho é suportado pelo projecto InovSolarCells – Development of innovative nanostructured dielectric materials for interface passivation in thin film solar cells (029696) co-financiado pela FCT e pela ERDF através do COMPETE2020.

## REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- Atwater H. A. and Polman A. (2010). Plasmonics for improved photovoltaic devices. *Nature Materials* 9, 205.
- Duchatelet A. et al. (2017). The impact of reducing the thickness of electrodeposited stacked Cu/In/Ga layers on the performance of CIGS solar cells. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 162, 114.

- Enüstün B. V. et al. (1963). Coagulation of Colloidal Gold. *Chem. Soc.* 85, 3317.
- Garud, S. et al. (2018). Surface Passivation of CIGS Solar Cells Using Gallium Oxide *Phys. Status Solidi Appl. Mater. Sci.* 215, 1700826.
- Guillemoles J. F. et al. (2019). Guide for the perplexed to the Shockley–Queisser model for solar cells. *Nature Photonics* 13, 501
- Heinemann M. D. et al. (2016). Advantageous light management in Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> superstrate solar cells. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 150, 76.
- Kowalczewski P. et al. (2014). Light trapping and electrical transport in thin-film solar cells with randomly rough textures. *J. Appl. Phys.* 115, 194504.
- Islam K. et al. (2014). Effect of gold nanoparticles size on light scattering for thin film amorphous-silicon solar cells. *Sol. Energy* 103, 263.
- Lopes T.S. et al. (2019). Rear Optical Reflection and Passivation Using a Nanopatterned Metal/Dielectric Structure in Thin-Film Solar Cells. *IEEE J. Photovoltaics* 9, 1421.
- Nakamura M. et al. (2019). Cd-Free Cu(In,Ga)(Se,S)<sub>2</sub> Thin-Film Solar Cell With Record Efficiency of 23.35%. *IEEE J. Photovoltaics* 9, 1863.
- Stamford L, Azapagic A. (2019). Environmental impacts of copper-indium-gallium-selenide (CIGS) photovoltaics and the elimination of cadmium through atomic layer deposition. *Sci Total Environ.* 688:1092-1101.
- Salomé P.M.P. et al. (2018). Passivation of Interfaces in Thin Film Solar Cells: Understanding the Effects of a Nanostructured Rear Point Contact Layer. *Adv. Mater. Interfaces* 5, 1701101.
- Schmid M. et al. (2014). Plasmonic and photonic scattering and nearfields of nanoparticles. *Nanoscale Res. Lett.* 9, 1.
- Yin G. et al. (2015). Integration of plasmonic Ag nanoparticles as a back reflector in ultra-thin Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> solar cells. *Appl. Surf. Sci.* 355, 800.
- Cunha J.M.V. et al. (2020). High-performance SiO<sub>x</sub> passivation architectures for Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> solar cells. *Sol. RRL*
- Bose S. et al. (2018). Optical Lithography Patterning of SiO<sub>2</sub> Layers for Interface Passivation of Thin Film Solar Cells. *Sol. RRL*, 2: 1800212.



## ENSAYOS DE ENVEJECIMIENTO ACELERADO DE REFLECTORES SOLARES SOMETIDOS A RADIACIÓN UV Y CORROSIÓN

**Buendía-Martínez F.\*, Fernández-García A.\*, Sutter F.\*\*, Wette J.\*\*, Valenzuela L.\***

\* CIEMAT-Plataforma Solar de Almería, Ctra. Senés, Tabernas, 04200, (Almería) Spain,  
[francisco.buendia@psa.es](mailto:francisco.buendia@psa.es)

\*\* German Aerospace Center (DLR), Paseo de Almería Nr. 73, 2ª dcha, Almería, 04001, (Almería) Spain

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2036>

### RESUMEN

La energía termosolar de concentración desempeña un rol fundamental en la transición energética prevista para los próximos años. La generación energética de esta tecnología depende enormemente del comportamiento óptico de los reflectores; si éste se ve mermado, el rendimiento de toda la planta solar se verá afectado. En consecuencia, utilizar un reflector adecuado puede suponer la diferencia entre el éxito o el fracaso de un proyecto. Para ciertas aplicaciones de esta energía, es necesario situar la planta solar en zonas cercanas a la costa donde la corrosividad y la dosis de radiación UV son muy elevadas. Por lo tanto, es necesario evaluar la durabilidad de los reflectores en dichos ambientes. Para ello, se han expuesto varias muestras de reflectores en Almería (España) para identificar los principales mecanismos de degradación que tienen lugar en los materiales. Además, se han realizado con éxito varios ensayos de envejecimiento acelerado que reproducen adecuadamente los principales mecanismos de degradación observados en intemperie, pero en un tiempo mucho menor. En particular, se ensayaron en condiciones aceleradas tres tipos de reflectores para evaluar su durabilidad frente a la corrosión y degradación UV.

**PALABRAS CLAVE:** Energía Termosolar de Concentración, Reflector, Envejecimiento Acelerado, Degradación UV, Corrosión

### ABSTRACT

Concentrating solar thermal energy plays a fundamental role in the energetic transition planned for the next years. The energetic generation of this technology hugely depends on the optical behavior of the solar reflectors; if it decreases, the performance of the whole solar plant will be affected. Consequently, the use of a proper reflector might suppose the difference between the success or the failure of a project. For some solar thermal energy applications, it is required to place the solar plant near to the coast where the corrosivity and the UV doses are extremely high. Hence, it is necessary to assess the durability of the reflectors in these climates. For that purpose, several reflector samples were exposed in Almería (Spain) in order to identify the main degradation mechanisms. Furthermore, various accelerated aging tests which suitably reproduce the degradation mechanisms observed in Almería in a short period of time, were carried out. In particular, the durability of three different reflector materials against the corrosion and the UV degradation was studied in accelerated aging conditions.

**KEYWORDS:** Concentrating Solar Thermal Energy, Reflector, Accelerated Aging, UV Degradation, Corrosion

## INTRODUCCIÓN

El incremento de los gases de efecto invernadero y la escasez de combustibles fósiles ha originado una revolución en el sector energético en los últimos años. Para abordar la transición energética requerida, el mercado energético ha optado por el uso de fuentes de energía renovables que son menos nocivas para el medio ambiente (Montoya et al. 2014). Entre todos los tipos de energías renovables, la energía solar es considerada como la alternativa más prometedora debido a que su impacto ambiental es despreciable (Tsoutsos et al. 2005). Especialmente, la energía termosolar de concentración (TSC) cobra un papel fundamental en este nuevo mercado energético porque gracias a la eficiente capacidad de almacenar energía térmica es capaz de suministrar energía casi en cualquier momento del día (Tian et al. 2013). En la actualidad, la capacidad eléctrica instalada de energía TSC en todo el mundo es 6,2 GW, de los cuales 2,3 GW provienen de España, lo que le sitúa como líder mundial. Según las previsiones publicadas por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, de sus siglas en inglés, *International Energy Agency*), en 2050, el 11 % de la energía total generada en el mundo provendrá de plantas TSC (IEA, 2014).

El tiempo de vida útil para el cual se diseña una planta TSC suele ser de al menos 20 años. Por lo tanto, muchos de los componentes, cuyo replazo supone un alto coste, deben resistir durante dicho periodo de tiempo. La compra de los reflectores para el campo solar representa el 6,4 % de la inversión inicial de la planta y el replazo de dichos componentes no está contemplado (IRENA, 2012). Por ello, el material reflectante debe de preservar sus cualidades ópticas iniciales durante todo el tiempo en el que la planta esté activa. Dicho elemento es vital para el correcto funcionamiento de la una planta termosolar ya que es el encargado de dirigir y concentrar la radiación solar. Si el rendimiento óptico del reflector se ve mermado, todo el proceso de conversión de la energía de la planta solar se verá afectado (Mills, 2004). Los espejos de vidrio con plata (protegidos posteriormente con 3 capas de pintura) son los más utilizados para tecnologías TSC puesto que presentan mejor comportamiento óptico y durabilidad que sus homólogos de aluminio y poliméricos (Heller, 2017). Actualmente, se está intentando fabricar espejos de bajo coste que permitan reducir el capital destinado a la compra de éstos, pero la durabilidad de estos nuevos materiales es incierta. Para disminuir el precio de los reflectores, varios experimentados fabricantes están elaborando prototipos *low-cost* con un menor número de capas de pintura protectoras.

Las plantas TSC suelen estar emplazadas en sitios con alta irradiancia solar, lo que supone que la dosis de radiación UV a la que estarán sometidos los materiales reflectores serán muy altas. Además de para producir energía, la energía TSC se utiliza para desalinizar el agua. Para dicha aplicación, estas plantas deben estar ubicadas cerca de la costa ya que no es rentable transportar el vapor exhausto generado durante largas distancias puesto que se necesitarían diámetros de tubería excesivamente grandes (Palenzuela et al. 2015). En zonas cercanas al mar, la salinidad del ambiente es considerablemente alta y podría provocar un deterioro excesivo del material reflector en forma de corrosión. La combinación de ambos efectos (corrosión y altas dosis de UV) podría resultar fatídica para la durabilidad de los espejos. Por consiguiente, es necesario garantizar que los reflectores no se degradarán excesivamente en lugares donde ambos parámetros tengan lugar al mismo tiempo.

Para identificar posibles efectos de degradación que podrían deteriorar los reflectores durante el funcionamiento de una planta TSC en operación, se utilizan ensayos de envejecimiento acelerado que tratan de reproducir los mismos mecanismos de degradación a los que se verán sometidos, pero con unas condiciones de ensayo mucho más agresivas que las dadas durante la operación. Estos ensayos permiten obtener resultados que tendrán lugar a muy largo plazo en un tiempo razonable. Existe una norma española específica para paneles solares donde se compilan los ensayos acelerados más representativos para estudiar la durabilidad de los reflectores (UNE 206016:2018). En ella se recoge un ensayo para analizar el efecto de la radiación UV con la humedad (UV+H) y varios que pueden ser usados para reproducir ambientes corrosivos, entre los que destacan el ensayo CASS (de sus siglas en inglés, *copper-accelerated acetic acid salt spray*) y NSS (de sus siglas en inglés, *neutral salt spray*).

El objetivo de este trabajo es caracterizar los posibles mecanismos de degradación provocados por altas dosis de radiación UV y ambientes altamente salinos, que pueden afectar seriamente a la durabilidad de los reflectores, y reproducirlos mediante ensayos de envejecimiento acelerado. Para dicho fin, 3 tipos de reflectores fueron expuestos durante 2 años en un emplazamiento fuertemente corrosivo y con alta irradiancia solar anual. Además, los materiales fueron sometidos a 2 ensayos envejecimiento acelerado diferentes para verificar que los resultados obtenidos en cámara eran representativos con respecto a los de intemperie. Un ensayo individual de CASS, y un ensayo cíclico de UV+H-CASS en el que las muestras cambiaban de test semanalmente.

## MATERIALES Y MÉTODOS

En esta sección se presenta una descripción de los diferentes materiales usados en este trabajo, la metodología para exponer las muestras en intemperie, la climatología del emplazamiento y el procedimiento utilizado para ensayar los reflectores en condiciones de envejecimiento acelerado. Por último, se detalla el método de análisis utilizado para evaluar la degradación ocurrida en los reflectores solares.



### Materiales Reflectores

Para este trabajo fueron seleccionados 3 reflectores de vidrio plateado de 3 fabricantes diferentes. La razón por la que se utilizaron materiales de vidrio plateados y no poliméricos o de aluminio es que la gran mayoría de las plantas TSC comerciales utilizan este tipo de material debido a que sus cualidades ópticas son significativamente superiores a las del resto y muestran una excelente durabilidad (García-Segura et al. 2016). Dichos reflectores están compuestos por una delgada capa de plata protegida por la parte frontal con vidrio y por la parte posterior con cobre y diferentes capas de pintura. Se utilizaron espejos de 10x10 cm, tanto para exponerlos en intemperie como para los ensayos de envejecimiento acelerado. Las muestras fueron cortadas de una faceta real, por lo que todas ellas tenían los cuatro bordes desprotegidos.

A continuación se describen las características de los reflectores estudiados:

- RLC1: Es un reflector comercial de 4 mm de espesor con 3 capas de pintura que protegen por la parte posterior a la plata (Fig. 1). El espesor de dichas capas es 37, 33 y 30  $\mu\text{m}$ , pinturas 1, 2 y 3, respectivamente.
- RLB1: Es un reflector comercial de 1 mm de espesor con 2 capas de pintura. El espesor de dichas capas es de 30  $\mu\text{m}$  cada una.
- RLA4R: Es un prototipo de reflector de 2 mm de espesor compuesto por 2 capas de pintura de 37 y 32  $\mu\text{m}$ , pinturas 1 y 2 respectivamente.

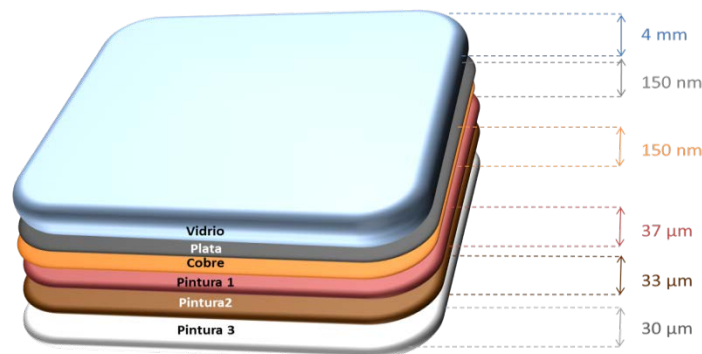


Fig. 1. Esquema de las partes de un reflector de vidrio plateado con 3 capas de pinturas protectoras (RLC1).

### Exposición en Intemperie

5 muestras de los materiales RLA4R, RLB1 y RLC1 fueron expuestas en Almería (España) con el objetivo de identificar los principales mecanismos de degradación que ocurren en los reflectores cuando están sometidos a altas concentraciones de salinidad y de radiación UV. Para ello, las muestras fueron fijadas en una estructura metálica con un ángulo de inclinación de 45° (Fig. 2). Durante dos años de exposición, las muestras fueron recogidas periódicamente para ser caracterizadas en el laboratorio. Una vez que eran analizadas, se volvían a exponer. Los reflectores se encontraban a 500 m en línea recta del mar, siendo la salinidad del sitio muy significativa (C4 según la norma ISO 9223). Además, el sumatorio anual de la irradiancia horizontal global (GHI, de sus siglas en inglés, *Global horizontal Irradiance*) del emplazamiento es de 1938  $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ . Las características del sitio están resumidas en la Tabla 9:



Fig. 2. Estructura de sujeción de los espejos en Almería (España).

Tabla 1. Características del lugar de emplazamiento de los reflectores en Almería (España).

Lugar	Coordenadas	Clima	Distancia a la costa en línea recta (m)	Altitud (m)	GHI anual (kW·h/m <sup>2</sup> )	Temperatura media (°C)	Humedad Relativa media (%)
Almería (España)	(36,8°N, 2,4°W)	Semiárido	500	0	1938	19,1	65

### Ensayos de Envejecimiento Acelerado

Con el objetivo de reproducir la misma degradación observada en intemperie y analizar la resistencia de estos materiales frente a la corrosión y la radiación UV, se llevaron a cabo 2 tipos de test diferentes durante 2000 horas. En ambos, 3 muestras de cada tipo de reflector fueron analizadas semanalmente (cada 168 horas).

- CASS: en este ensayo los reflectores son rociados con una disolución acuosa que contiene 50 g/l de NaCl y 0,26 g/l de CuCl<sub>2</sub>. El pH de la disolución oscila entre 3,1 y 3,3. La temperatura y humedad relativa durante todo el ensayo están controladas a 50 °C y 100 %, respectivamente.
- UV+H-CASS: es un ensayo cíclico que combina el ensayo UV+H con el test CASS, explicado anteriormente. El test UV+H consiste en un test de radiación UV más humedad que comprende dos fases cíclicas de 4 horas cada una. En la primera etapa, una lámpara fluorescente emite radiación UV con una intensidad máxima de 0,83 W/m<sup>2</sup>/nm, entre 290 y 400 nm a 60 °C. En la segunda etapa, no se emite radiación UV y se crean condiciones de condensación a 100 % de humedad relativa y 50 °C. Los reflectores fueron colocados en la cámara de manera que la radiación incidía primero en el vidrio y luego en la plata. El ensayo comenzó con un ciclo UV+H y cada semana fueron transferidos de una cámara a otra.

### Método de Análisis

Periódicamente, tanto las muestras expuestas en intemperie como las ensayadas en cámaras de envejecimiento eran retiradas de los respectivos ensayos para ser analizadas. Se cuantificó tanto la calidad óptica la capa reflectante como el número de defectos que iban apareciendo en toda la superficie de los reflectores.

El parámetro que mejor determina la calidad óptica de un espejo es la reflectancia. En este trabajo se ha medido el valor de dicho parámetro mediante la utilización de un reflectómetro portátil fabricado por la empresa D&S en colaboración con los laboratorios de Sandia. Este instrumento es capaz de medir directamente la reflectancia especular en el rango de 635-685 nm, con un pico a 660 nm (Buendía-Martínez et al. 2020). Gracias a los tornillos regulables que soportan al dispositivo, es muy sencillo poder medir reflectores con diferentes curvaturas y espesores de vidrio. Todas las medidas se realizaron con un ángulo de aceptación de 12.5 mrad y un ángulo de incidencia de 15°.

Adicionalmente, se realizaron estudios microscópicos de la superficie de la plata con un microscopio óptico modelo Axio XSM 700, fabricado por Zeiss, con el objetivo de encontrar posibles imperfecciones ocasionadas por los agentes ambientales a los que estaban expuestos. Asimismo, se cuantificaron los puntos de corrosión que aparecían en la capa de plata y las burbujas que afloraban en la parte más externa de las pinturas. Ambas imperfecciones eran originadas por la penetración de la humedad a través de las pinturas.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se incluyen tanto los resultados de los reflectores expuestos en intemperie como los ensayados en cámaras de envejecimiento acelerado, poniendo de manifiesto y cuantificando los principales mecanismos de degradación. Para ello, se realizó un conteo de defectos aparecidos en la plata y en las pinturas, y se midió la reflectancia especular durante todo el tiempo de ensayo.

### Exposición en Intemperie

Tras 2 años de exposición en intemperie de los materiales RLA4, RLB1 y RLC1 se ha percibido que el principal mecanismo de degradación que existe en Almería es la corrosión de la capa reflectora de plata. Se ha observado la aparición de puntos de corrosión en la plata en las muestras RLA4R y RLB1 (**Fig. 3**). Dichos defectos suelen aparecer debido a que la humedad ambiental, que posee una gran concentración salina, penetra a través de las capas de pintura, alcanzando el material reflector y finalmente provocando la corrosión del mismo. Mientras que en los reflectores RLC1 no se percibieron puntos de corrosión, tanto en el material

RLA4R como en el RLB1 surgieron 2 puntos de corrosión por año en muestras de 10x10 cm, siendo el número de éstos 2 en el primer año y 4 en el segundo (Tabla 10). En la Tabla 10 también se muestra la evolución de la reflectancia en todos los materiales. Como se puede apreciar, la caída de la reflectancia es muy similar entre estos 3 tipos de reflectores, alcanzando una caída máxima tras 2 años de exposición en intemperie de 0,005 para el RLA4R y 0,004 para el RLB1 y RLC1. Las similares caídas de reflectancia son debidas a que en todos los materiales se adhirieron residuos en el vidrio que son complicados de eliminar.

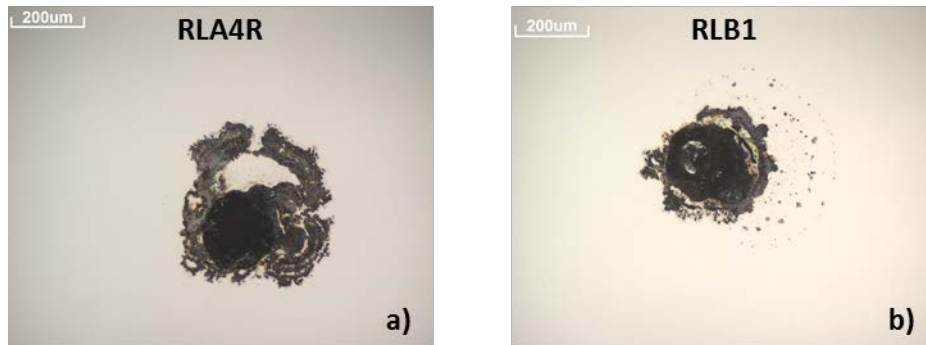


Fig. 3. Puntos de corrosión aparecidos tras 2 años de exposición en Almería en los reflectores a) RLA4R y b) RLB1.

Tabla 2. Evolución del número de puntos de corrosión y de la reflectancia en los reflectores RLA4R, RLB1 y RLC1 expuestos en Almería.

Material	Tiempo (Meses)	Número de puntos de corrosión (-)	Reflectancia (-)
RLA4R	0	0	0,964
	12	2	0,963
	24	4	0,959
RLB1	0	0	0,966
	12	2	0,963
	24	4	0,962
RLC1	0	0	0,948
	12	0	0,948
	24	0	0,944

#### Ensayos de Envejecimiento Acelerado

Todos los tipos de reflectores (RLA4R, RLB1 y RLC1) fueron sometidos a 2 ensayos diferentes de envejecimiento acelerado con el objetivo de conocer qué ensayo se asemejaba más a los resultados obtenidos en intemperie, cuál es el principal mecanismo de degradación y qué material resiste mejor en ambientes con alta salinidad y radiación solar. Todos los materiales se analizaron de la misma forma y al mismo tiempo para garantizar la homogeneidad de los resultados logrados.

Tanto en el ensayo CASS como en el UV+H-CASS se observaron un gran número de puntos de corrosión, de aspecto muy similar a los que se originaron en intemperie. En la Fig. 4, las imágenes de los puntos de corrosión a, b y c se corresponden al ensayo CASS, después de 1 semana de ensayo, y las imágenes d, e y f pertenecen al ensayo UV+H-CASS tras 2 semanas de test. Debido a la gran semejanza entre los defectos observados en Almería (Fig. 3) y los aparecidos en los ensayos de envejecimiento acelerado CASS y UV+H-CASS, se puede afirmar que ambos experimentos de envejecimiento acelerado reproducen los mismos mecanismos de degradación ocurridos en Almería.



Fig. 4. Puntos de corrosión aparecidos en las muestras RLA4R, RLB1 y RLC1 tras 1 semana de ensayo en CASS (a, b y c) y 2 semanas en el test UV+H-CASS (d, e y f).

En la Fig. 5 se muestra la evolución de la reflectancia y del número de puntos de corrosión a lo largo del tiempo para el test CASS. Con cuadrados azules se representan los valores del material RLB1, con triángulos violetas los del RLA4R y con círculos rojos los del RLC1. Mientras que los colores más intensos se corresponden con el número de puntos de corrosión, los más claros se atañen a los valores de reflectancia. Se aprecia claramente que hay una relación inversa entre el número de puntos de corrosión y la reflectancia, es decir, cuando aumenta el número de puntos de corrosión, la reflectancia decrece. En cuanto a los materiales, se observa que el material RLA4R (prototipo con 2 capas de pintura) y RLB1 (comercial con 2 capas de pintura) poseen comportamientos muy similares y que la reflectancia decrece significativamente a partir de las 1000 horas. Por el contrario, el material RLC1 (comercial con 3 capas de pintura) muestra una gran resistencia a la corrosión, siendo el número de puntos de corrosión mucho menor y mostrando una reflectancia significativamente mayor durante todo el ensayo.

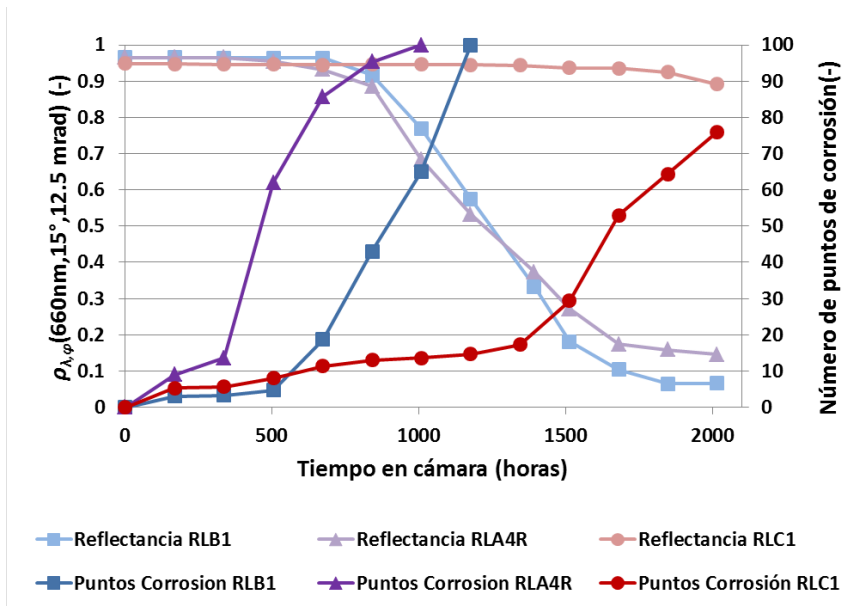


Fig. 5. Evolución de la reflectancia y del número de puntos de corrosión de las muestras RLB1, RLC1 (reflectores solares comerciales) y RLA4R (nuevo prototipo de reflector solar) tras 2000 horas en el ensayo CASS.

Los resultados obtenidos en el test cíclico UV+H-CASS se exponen en la Fig. 6. Los colores y formas geométricas representan los mismos valores que en la Fig. 5. Al igual que en la gráfica anterior, se observa que al aumentar el número de puntos de corrosión, la reflectancia disminuye. En cuanto a los materiales, RLA4R y RLB1 son los reflectores que más se degradan y ambos muestran un comportamiento muy parecido entre ellos. De la misma manera que en la Fig. 5, el material con 3 capas de pintura (RLC1) logra los mejores resultados tanto en la reflectancia especular como en el número de puntos de corrosión. Respecto a los materiales con dos capas de pintura, el reflector RLA4R muestra un comportamiento ligeramente mejor que su homólogo RLB1. El motivo de dicha mejora podría residir en el mayor espesor de las capas de pintura (ver sección Materiales Reflectores). Por consiguiente, se puede intuir que el número de capas de pintura que protegen la capa reflectora y su espesor podrían ser 2 de los principales factores a tener en cuenta para garantizar la durabilidad de los reflectores en ambientes salinos.

Comparando las Fig. 5 y Fig. 6 se aprecia claramente que el test CASS produce una mayor degradación, tanto en número de puntos de corrosión como en caída de la reflectancia, que el ensayo combinado de UV+H-CASS. Estas diferencias entre ambos ensayos son debidas a que durante la etapa de UV+H, los reflectores se afectan mucho menos que en CASS. Visualmente, esta menor contribución se puede percibir al examinar la tendencia exponencial del número de puntos de corrosión y la caída de reflectancia durante los ensayos CASS (Fig. 5) y UV+H-CASS (Fig. 6). En la Fig. 5 se puede apreciar que la reflectancia decrece y que el número de puntos de corrosión aumentan exponencialmente durante todo el ensayo (especialmente en los materiales RLA4R y RLB1). Sin embargo, durante el UV+H-CASS test se observa que existen periodos en los que los puntos de corrosión no aumentan o aumentan escasamente (por ejemplo, desde 1008 a 1176 horas o desde 1344 a 1512 horas), y que la reflectancia disminuye más lentamente (por ejemplo, desde 1680 a 1848 horas). Durante estos periodos de tiempo tuvo lugar una etapa de UV+H. Por lo tanto, se puede concluir que la degradación mayoritaria en ambientes salinos provendrá de la corrosión de la plata provocada por la penetración de agentes corrosivos a través de las pinturas y no por efectos causados por la radiación UV+H. En consecuencia, si se va a analizar la durabilidad de reflectores que se van a exponer en sitios próximos a la costa, es recomendable realizar el ensayo CASS individual ya que la degradación por UV+H es despreciable en comparación con la causada por la corrosión. Asimismo, los reflectores solo estuvieron sometidos a radiación UV durante 504 horas en el ensayo UV+H-CASS, siendo la dosis total de radiación UV que recibieron las muestras  $24 \text{ kW/m}^2$  (entre 290 y 400 nm). Esta cifra es muy inferior a la alcanzada en Almería tras 1 año de exposición ( $70 \text{ kW/m}^2$  (entre 290 y 400 nm)), por consiguiente, para simular la radiación que recibirán los reflectores durante 20 años de exposición en Almería, serían necesarias demasiadas horas de ensayo UV+H-CASS.

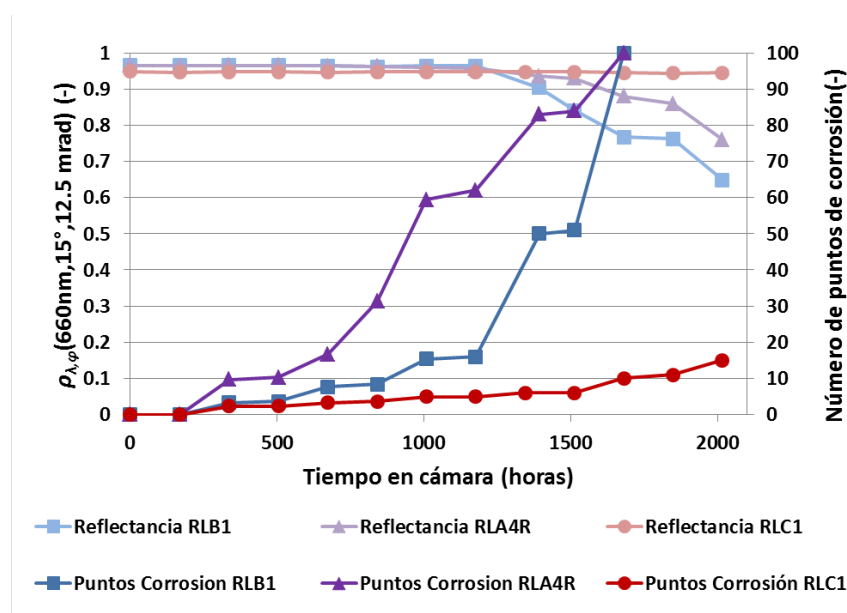


Fig. 6. Evolución de la reflectancia y el número de puntos de corrosión de las muestras RLB1, RLC1 (reflectores solares comerciales) y RLA4R (nuevo prototipo de reflector solar) tras 2000 horas en el ensayo UV+H-CASS.

## CONCLUSIONES

En este artículo se ha puesto de manifiesto que el principal mecanismo de degradación ocurrido en reflectores expuestos en ambientes salinos es la corrosión de la capa de plata. Se han abordado diferentes ensayos de

envejecimiento acelerado para tratar de reproducir los mismos defectos observados en intemperie, siendo el ensayo CASS el más apropiado. De igual manera, se ha evaluado la durabilidad de 3 tipos de reflectores (con un número de capas de pintura protectoras y espesores diferentes) para conocer cuál de los reflectores es más resistente frente a la corrosión. De este ensayo, se ha deducido que el espesor de las pinturas y el número de capas de pintura utilizadas en los reflectores solares podrían ser 2 parámetros a tener en cuenta para aumentar la durabilidad de éstos en lugares con alta corrosión, aumentando su vida útil cuanto mayor es el número de capas y su espesor.

#### AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al proyecto español SOLTERMIN (Ref. ENE2017-83973-R) financiado por el Programa Estatal de Investigación, Desarrollo e Innovación orientada a los Retos de la Sociedad (National Program of Research, Development and Innovation oriented to Society's Challenges) del Ministerio de Economía y Competitividad (Spanish Ministry of Economy and Competitiveness) que ha permitido la realización del trabajo incluido en este artículo.

#### REFERENCIAS

- Montoya F.G., Aguilera M.J. and Manzano-Agugliaro F. (2014). Renewable energy production in Spain: a review. *Renew. Sustain. Energy. Rev.* 33, 509-531. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.091>
- Tsoutsos T., Frantzeskaki N., Gekas V. (2005). Environmental impacts from the solar energy technologies. *Energy Policy.* 33, 289-296. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00241-6](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00241-6)
- Tian Y., Zhao C.Y. (2013). A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal. *Appl. Energy.* 104, 538–553. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.11.051>
- IEA. (2014). Technology Roadmap: Solar Thermal Electricity. Available online: <https://webstore.iea.org/technology-roadmap-solar-thermal-electricity-2014>.
- IRENA. (2012). International Renewable Energy Agency, Renewable energy technologies: cost analysis series. Concentrating solar power. 1-17.
- Mills D. (2004). Advances in solar thermal electricity technology. *Sol Energy.* 76(1–3), 19–31. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(03\)00102-6](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(03)00102-6).
- Heller P. (2017). The performance of concentrated solar power (CSP) systems: analysis, Chap 3: Mirrors, Measurement and Assessment, pp.67–98.
- Palenzuela P., Alarcón-Padilla D.C., Zaragoza G. (2015). Large-scale solar desalination by combination with CSP: Techno-economic analysis of different options for the Mediterranean Sea and the Arabian Gulf. *Desalination.* 366, 130-138. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2014.12.037>
- UNE 206016:2018. Paneles reflectantes para tecnologías de concentración solar.
- García-Segura A., Fernández-García A., Ariza M.J., Sutter F., Valenzuela L. (2016). Durability studies of solar reflectors: A review, *Renew Sustain Energy Rev.* 62, 453-467. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.060>
- ISO 9223:2012. Corrosion of metals and alloys - Corrosivity of atmospheres - Classification, determination and estimation.
- Buendía-Martínez F., Fernández-García A., Sutter F., Martínez-Arcos L., Reche-Navarro T., Garcia-Segura A., Valenzuela L. (2020). Uncertainty study of reflectance measurements for concentrating solar reflectors. *IEEE Trans. Instrum. Meas.* 69, 7218-7232. doi: 10.1109/TIM.2020.2975387.

**FATORES LIMITATIVOS NO  $V_{oc}$  DE CÉLULAS SOLARES DE CIGS: IMPORTÂNCIA DAS FLUTUAÇÕES DE POTENCIAL****Leitão J.P.\***, **Teixeira J.P.**\*\* , **Salomé P.M.P.**\*\*

\* Departamento de Física and I3N, Universidade de Aveiro, Campus Universitário de Santiago, Aveiro, 3810-193, Portugal, [joaquim.leitao@ua.pt](mailto:joaquim.leitao@ua.pt)

\*\* International Iberian Nanotechnology Laboratory, Av. Mestre José Veiga, Braga, 4715-330, Portugal

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2037>

**RESUMO**

Neste trabalho é apresentado um estudo experimental do papel dos defeitos na limitação do desempenho de células solares de filme fino baseadas em  $\text{Cu(In,Ga)Se}_2$  (CIGS). A existência de densidades elevadas de defeitos na rede do CIGS cria flutuações no potencial elétrico ao longo da rede, as quais se traduzem no aparecimento de caudas da densidade de estados no hiato. Diferentes modelos teóricos foram usados para descrever os vários tipos de caudas compatíveis com o CIGS. O estudo centrou-se em três células nas quais a fração de Cu foi intencionalmente variada. Os resultados experimentais, baseados na análise de propriedades óticas, mostram que o papel desempenhado pelas flutuações de potencial é determinante num dos parâmetros mais importantes para caracterizar o desempenho da célula solar, a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ). Por último, este trabalho mostra que as flutuações de potencial influenciam claramente o desempenho da célula solar à temperatura ambiente.

**PALAVRAS-CHAVE:** Células Solares, CIGS, Flutuações de Potencial

**ABSTRACT**

This work presents a theoretical and experimental study of the role of defects in limiting the performance of thin-film solar cells based on  $\text{Cu(In,Ga)Se}_2$  (CIGS). The existence of high defect densities in the CIGS network creates fluctuations in the electrical potential along the network, which translate into the appearance of tails of the density of states in the bandgap. Different theoretical models were used to describe the various types of tails compatible with CIGS. The study focused on three solar cells in which the Cu fraction was intentionally varied. Experimental results based on the analysis of optical properties, showed the relevant role played by fluctuating potentials in one of the most important parameters that characterizes the performance of the solar cell, the open circuit voltage ( $V_{oc}$ ). Finally, this work shows that potential fluctuations clearly influence the performance of the solar cell at room temperature.

**KEYWORDS:** Solar Cells, CIGS, Fluctuating Potentials

## INTRODUÇÃO

Células solares com camada absorvente de  $\text{Cu(In,Ga)Se}_2$  (CIGS) são as células policristalinas baseadas em calcogenetos com eficiência de conversão de luz em potência mais elevada, 23,35% (Nakamura *et al.*, 2019). A presença na camada absorvente de quatro espécies químicas assim como impurezas com origem na difusão de espécies atômicas a partir do substrato de vidro e da incorporação não intencional de outras impurezas durante o crescimento do CIGS, criam espacialmente flutuações na densidade de defeitos contida nesta camada (Leitão *et al.*, 2011; Teixeira *et al.*, 2014). Em geral, a presença de defeitos num semiconductor contribui para a criação de canais de recombinação radiativos ou não radiativos de portadores de carga, o que reduz a eficiência da conversão da energia da radiação solar em energia elétrica. No caso particular de materiais altamente dopados e fortemente compensados, como é o caso do CIGS, a interação coulombiana entre os defeitos dá origem ao alargamento dos níveis de energia no hiato e à formação de flutuações do potencial elétrico ao longo do filme (Levanyuk y Osipov 1981). Esta interação pode ser descrita pela condição  $N a_B^3 \gg 1$ , onde  $N$  é a concentração de dopagem de um tipo específico de defeitos, dadores ou aceitadores, e  $a_B$  é o raio de Bohr correspondente de um estado dador ou aceitador, respetivamente. Tal como é conhecido na literatura (Persson 2008), as massas efetivas de elétrons e buracos são suficientemente diferentes o que leva a diferenças significativas entre os valores do raio de Bohr para estados dadores ou aceitadores. Assim, estas flutuações de potencial para os semicondutores mais comuns, são criadas em primeira ordem por defeitos do tipo dador, mesmo que a condutividade elétrica intrínseca do material seja do tipo p, como é o caso do CIGS (Teixeira *et al.*, 2014; Salomé *et al.*, 2017b). As flutuações de potencial relacionadas com a presença na rede de defeitos, neutros ou ionizados, são designadas de eletrostáticas. Adicionalmente a este tipo de flutuações, um outro tipo pode ser identificado em resultado da ocorrência de variações espaciais na composição do material durante a formação da liga quaternária (Abou-Ras *et al.*, 2018). Neste último caso, as flutuações de potencial resultantes são designadas de flutuações de hiato. Independentemente do tipo de flutuações presentes no material, a sua existência, traduz-se na formação dentro do hiato de caudas da densidade de estados associadas às bandas de condução e de valência. As transições eletrônicas dentro do material são fortemente influenciadas por estas caudas dentro do hiato e são significativamente diferentes das observadas em materiais fracamente dopados (Levanyuk y Osipov 1981; Sedrine *et al.*, 2018).

Na comunidade científica não existe um consenso relativo ao papel desempenhado pelas flutuações de potencial no desempenho das células solares, nomeadamente, à temperatura ambiente (Mattheis *et al.*, 2007; Kirchartz *et al.*, 2009; Repins *et al.*, 2016; Salomé *et al.*, 2017b; Abou-Ras *et al.*, 2018). Em particular, não existem muitos estudos que abordem o impacto de diferentes tipos de flutuações de potencial no desempenho dos dispositivos. Adicionalmente, os resultados reportados na literatura apontam para diferentes tipos de flutuações e para uma disparidade de valores para a amplitude das caudas da densidade de estados (Dirnstorfer *et al.*, 1998; Mattheis *et al.*, 2007; Jean *et al.*, 2017; Salomé *et al.*, 2017a; Guthrey *et al.*, 2018). Por outro lado, no que respeita à eventual influência das flutuações de potencial no desempenho da célula à temperatura ambiente, foi reportado para ligas de  $\text{CuInSe}_2$  e  $\text{CuGaSe}_2$ , pobres em Cu, a redução da amplitude das flutuações de potencial para poucos meV, sendo assumido que a influência das flutuações é desprezável (Larsen *et al.*, 2011). No entanto, alguns estudos mostraram que a presença das flutuações limita o aumento da tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) e a eficiência da célula solar (Wasim *et al.*, 2001; Werner *et al.*, 2005; Gokmen *et al.*, 2013). Desta forma, a influência das flutuações não está clarificada, o que requer que novos estudos sejam desenvolvidos.

## DETALHES EXPERIMENTAIS

Neste trabalho foram estudadas três células solares de CIGS, nas quais para a camada absorvente de CIGS, a razão entre as concentrações de Cu e dos restantes elementos metálicos, isto é  $[\text{Cu}]/([\text{Ga}]+[\text{In}])$  (CGI), foi variada intencionalmente. A identificação das células é feita com base nos valores obtidos para esta razão de concentrações: 0.84, 0.71 e 0.53. Nas três células, a razão  $[\text{Ga}]/([\text{Ga}]+[\text{In}])$  foi mantida constante e igual a 0.3. Detalhes sobre a caracterização estrutural e elétrica das células foram apresentadas em Teixeira *et al.*, 2019. As propriedades óticas foram investigadas por fotoluminescência utilizando um espectrómetro FT-IR Bruker IFS 66v, equipado com um detetor de Ge. A fonte de excitação foi a linha de comprimento de onda de 514.5 nm de um laser de  $\text{Ar}^+$ . Nas medidas de eficiência quântica externa (EQE) foi utilizado um sistema feito em casa, utilizando uma lâmpada de Xenon, tendo as medidas sido feitas na gama de comprimentos de onda de 360 a 1200 nm, em passos de 2 nm.

## RESULTADOS

Na Fig. 1 são apresentados os espectros de fotoluminescência medidos a 7 K. Para as três células, a luminescência é larga e observada na gama de energias  $\sim 0.9$ -1.15 eV, apresentando uma forma claramente assimétrica caracterizada por uma diminuição mais abrupta da intensidade no lado de maiores energias. A assimetria aumenta com a diminuição da razão CGI sendo os valores da largura a meia altura de 53.5, 55.4 e 63.1 meV para valores da razão CGI de 0.84, 0.71 e 0.53, respetivamente. O estudo da luminescência em função da potência de excitação e da temperatura permite identificar duas transições radiativas no caso da célula 0.84 e três transições no caso das restantes duas células. A



dependência na potência de excitação revela igualmente um desvio elevado da luminescência para maiores energias, o qual aumenta com a diminuição da razão CGI, e que é comumente observado em semicondutores fortemente dopados e altamente compensados. A razão física para deslocamentos elevados da luminescência em função da potência de excitação, é o envolvimento nos canais radiativos de estados descritos por uma densidade de estados pequena (Teixeira *et al.* 2020). Assim, com o incremento da densidade de portadores de carga foto-excitados, os estados que vão sendo ocupados por estes, distribuem-se numa gama larga de energias, o que justifica o elevado desvio experimental da luminescência. Tal como discutido anteriormente, para semicondutores com dopagem e compensação elevadas, ocorre frequentemente o envolvimento nos canais radiativos das caudas das bandas de condução e de valência, as quais são caracterizadas por densidades de estados muitíssimo inferiores quando comparadas com as densidades de estados típicas dentro das bandas.

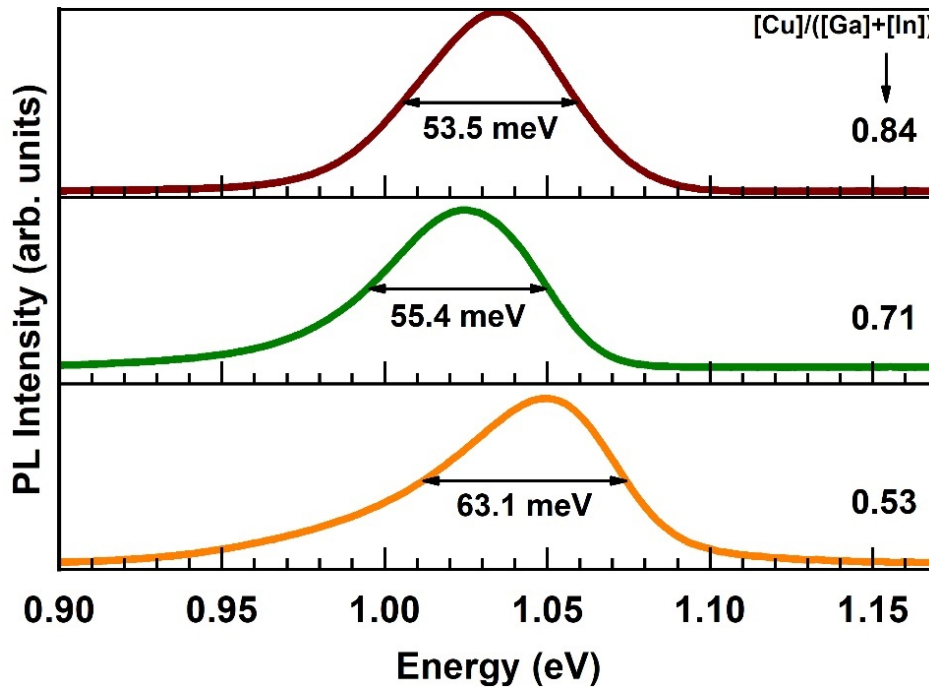


Fig. 1. Espectros de fotoluminescência das três células solares de CIGS, medidos a 7 K, com uma potência de excitação de 10 mW. A razão  $[Cu]/([Ga]+[In])$  para cada célula está indicada junto de cada espectro assim como a largura a meia altura.

No que respeita à energia do máximo de intensidade, esta varia com a razão CGI, não existindo uma relação evidente entre ambas. O valor desta energia é função tanto do valor do hiato do semicondutor como da influência das flutuações de potencial. No sentido de estimar a energia de hiato para cada a camada absorvente em cada célula solar, foram realizadas medidas de EQE para as quais os espectros obtidos são apresentados nas Figs. 2 (a), (b) e (c), na gama em que se observa o início da absorção de cada célula. Com base nestas curvas, é feita na Fig. 2 (d) a representação de  $EQE^2$  em função da energia para cada célula por forma a permitir o cálculo da energia de hiato nas camadas absorventes. A partir de ajustes lineares foram estimados os valores de 1.10, 1.14 e 1.20 eV para as células 0.84, 0.71 e 0.53, respetivamente. Verifica-se que os valores estimados não estão em acordo com a variação experimental das energias do máximo de intensidade da luminescência de cada célula, pelo que não explica a dependência experimental dessa energia na razão CGI. Estimativas da influência das flutuações de potencial na estrutura eletrónica de cada célula, realizadas a baixa temperatura a partir da dependência da luminescência na potência de excitação, revelaram um incremento desta influência com a diminuição da razão CGI (Teixeira *et al.* 2019). No entanto, verifica-se que o comportamento experimental da energia do máximo de intensidade não é explicado unicamente pelas flutuações de potencial na camada de CIGS em cada célula solar. Na realidade, a energia do máximo de intensidade da luminescência é função tanto da energia de hiato como das flutuações de potencial.

No sentido de averiguar a eventual influência das flutuações de potencial à temperatura ambiente, foi estudada a gama de energias imediatamente inferior à energia de hiato. Na literatura, existem diferentes modelos que descrevem diferentes tipos de flutuações~. Neste trabalho, vamos considerar três modelos que descrevem: i) flutuações de hiato; ii) flutuações eletrostáticas; iii) todos os tipos de flutuações (modelo de Urbach) (Teixeira *et al.* 2019). No caso i), o

modelo assume uma distribuição Gaussiana de hiatos locais ( $E_g^{loc}$ ) em torno de um valor médio  $E_g^{mean}$ , com um desvio padrão de  $\sigma$ . O coeficiente de absorção é dado por:

$$\alpha(h\nu) = \alpha_0 \int_0^\infty \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{E_g^{Loc} - E_g^{mean}}{\sigma}\right)^2\right] \left(\frac{\sqrt{h\nu - E_g^{Loc}}}{h\nu}\right) dE_g^{Loc} \quad (1)$$

em que  $\alpha_0$  é um parâmetro de proporcionalidade. No caso do modelo ii), o coeficiente de absorção é dado por:

$$\alpha(h\nu) = \alpha_0 \exp\left(-\frac{2}{5\sqrt{\pi}}\left(\frac{E_g - h\nu}{\gamma/2}\right)^{\frac{5}{4}}\right) \quad (2)$$

onde  $\gamma$  está relacionado com a amplitude das flutuações eletrostáticas. Para o modelo iii), o coeficiente de absorção é dado pela relação empírica:

$$\alpha(h\nu) = \alpha_0 \sim \exp\left(\frac{h\nu - E}{E_U}\right), \quad (3)$$

sendo  $E$  um parâmetro de energia com valor próximo da energia de hiato e  $E_U$  a energia de Urbach relacionada com a amplitude das flutuações de potencial.

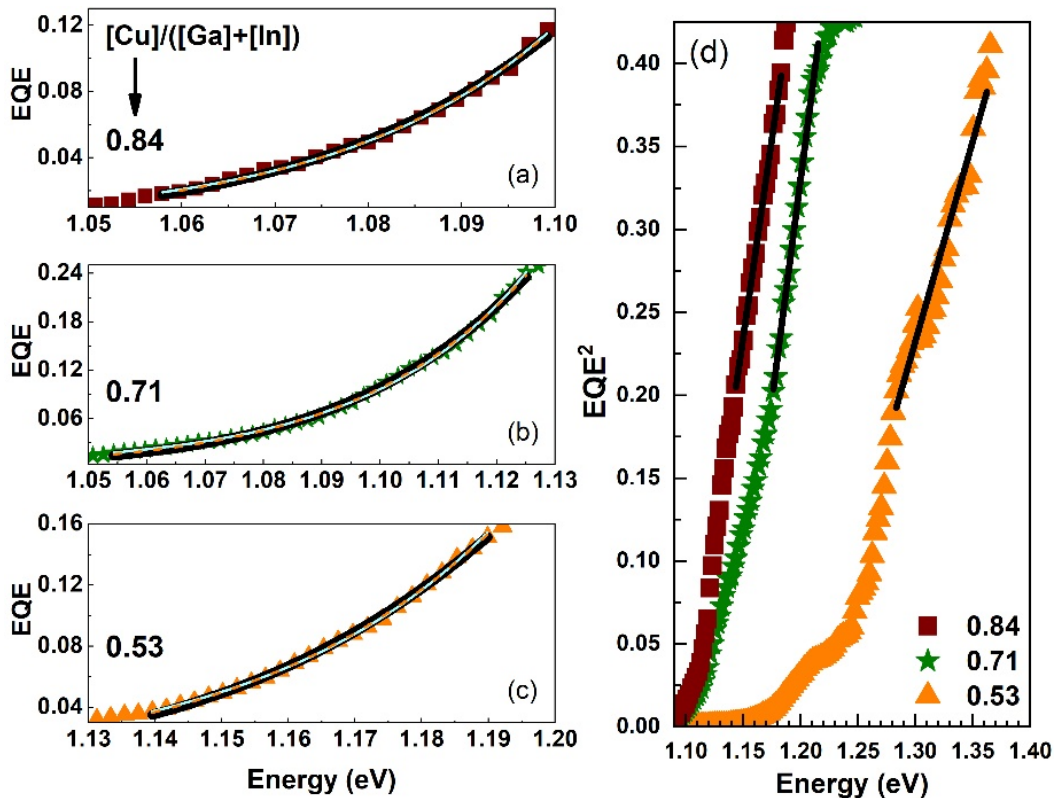


Fig. 2. Curvas de EQE para as três células solares de CIGS ((a)-(c)) e dependência na energia de EQE<sup>2</sup> ((d)). Os ajustes às curvas de EQE foram realizados com base nas Eqs. (1), (2) e (3), enquanto que em (d) os ajustes lineares foram realizados para estimar a energia de hiato da camada de CIGS em cada célula.

Na Figs. 2 (a), (b) e (c) apresenta-se os ajustes das Eqs. (1), (2) e (3) às curvas de EQE nas regiões de energia de interesse. Verifica-se que todas as curvas descrevem razoavelmente bem os pontos experimentais. Este resultado indica que na gama de energias dentro do hiato e próxima deste, existem flutuações com diferentes amplitudes pelo que a dependência na energia da densidade de estados não é puramente Gaussiana, exponencial, ... No que respeita aos valores estimados para os parâmetros de ajuste nas Eqs. (1), (2) e (3), verifica-se que os valores de  $\sigma$  situam-se na gama 54-68 meV, os de  $\gamma$  na gama ~21-32 meV e os de  $E_U$  na gama ~23-36 meV, os quais estão em acordo com os valores publicados na literatura. Nos três modelos os valores estimados para os parâmetros anteriores sofrem um incremento com a diminuição da razão CGI. Este resultado mostra que as flutuações de potencial são menores à medida que o CIGS se aproxima da estequiometria.

Note-se que os três parâmetros  $\sigma$ ,  $\gamma$  e  $E_U$ , refletem qualitativamente a amplitude das flutuações de potencial sem que, no entanto, possa ser estabelecida uma relação direta. A variação dos valores estimados para cada parâmetro em função da razão CGI, está de acordo com a influência da mesma razão no desvio para maiores energias observado a partir da dependência da luminescência na potência de excitação, a baixas temperaturas. Desta forma, os nossos resultados mostram concordância no comportamento experimental independentemente da temperatura da célula solar, o que significa que, à temperatura ambiente, a influência das flutuações de potencial não pode ser desprezada. Esta conclusão está igualmente de acordo com vários trabalhos de outros autores (Wasim *et al.*, 2001; Werner *et al.*, 2005; Gokmen *et al.*, 2013). Os valores de  $V_{oc}$  medidos experimentalmente para as células 0.84, 0.71 e 0.53 foram 600, 570 e 502 mV, respetivamente. Comparando estes valores com os da energia de hiato para cada célula (1.10, 1.14 e 1.20 eV, respetivamente), verifica-se que o comportamento experimental é o oposto do esperado, uma vez que teoricamente o incremento da energia de hiato deverá conduzir a um aumento de  $V_{oc}$ . Na Fig. 3 apresenta-se as perdas de  $V_{oc}$  ( $E_g/q - V_{oc}$ ) calculadas para cada célula solar.

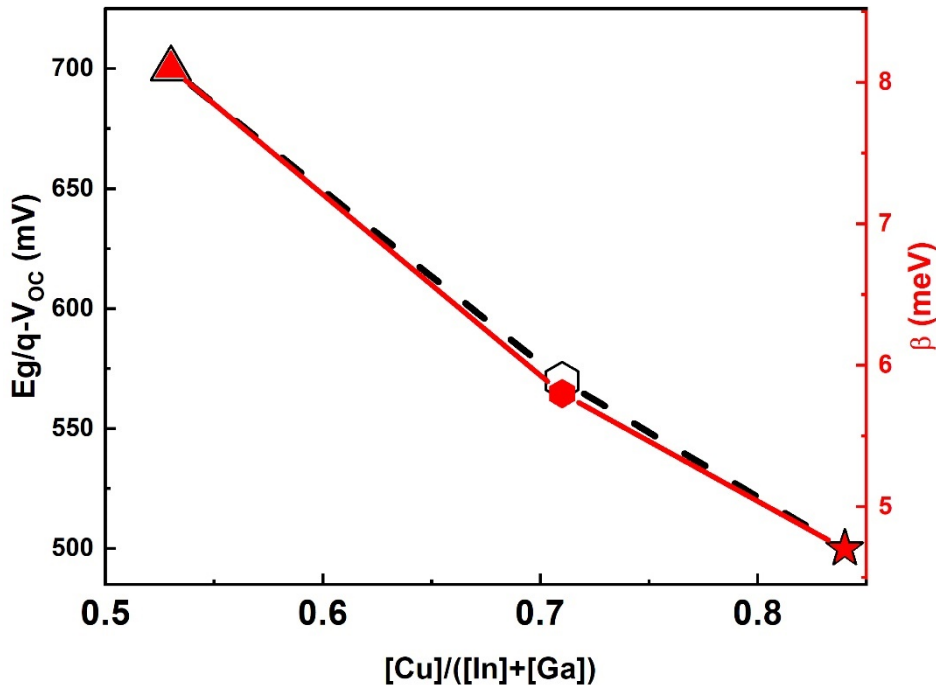


Fig. 3. Perdas de  $V_{oc}$  calculadas para cada célula solar de CIGS (a preto) e parâmetro  $\beta$  que parametriza o desvio da luminescência em função da potência de excitação (a vermelho). Triângulos, hexágonos e estrelas representam os pontos experimentais para as células 0.84, 0.71 e 0.53, respetivamente.

A existência de defeitos no semiconductor é um dos fatores que mais contribui para a perda de  $V_{oc}$  na célula (Gokmen *et al.*, 2013; Repins *et al.*, 2016; Abou-Ras *et al.*, 2018; Teixeira *et al.*, 2019). A sua ocorrência manifesta-se de diferentes formas, como por exemplo, na criação no interior do hiato de níveis de energia relacionados com defeitos nativos e na recombinação de interface. No entanto, por ventura a maior influência dos defeitos será ao nível da criação de flutuações de potencial ao longo da rede do material. No sentido de discutir esta possibilidade, compara-se na Fig. 3 as perdas de  $V_{oc}$  com os valores de  $\beta$  estimados para cada célula solar. Verifica-se uma quase coincidência entre os valores dos dois parâmetros, o que sugere uma influência muito significativa das flutuações de potencial no desempenho da célula solar de CIGS.

### CONCLUSÕES

O papel desempenhado pelos defeitos nas propriedades óticas e no desempenho de células solares de CIGS é estudado neste trabalho. Foram estudadas três células solares nas quais a composição da camada de CIGS foi variada intencionalmente por forma a obter filmes pobres em Cu. Este facto leva à formação de densidades elevadas de defeitos, que variam espacialmente, e que originam flutuações de potencial. Caudas das densidades de estados das bandas de condução e de valência estão envolvidas nas transições radiativas observadas. Os resultados mostram que as flutuações influenciam criticamente tanto as propriedades óticas como um dos parâmetros fundamentais na avaliação do desempenho das células solares, a tensão de circuito aberto. Os resultados mostram igualmente que as flutuações influenciam claramente o desempenho da célula solar à temperatura ambiente.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o suporte financeiro dos fundos FEDER/COMPETE 2020, fundos nacionais através da Fundação para a Ciência e Tecnologia e do Programa Operacional Regional do Centro (Centro2020) sob os projetos UIDB/50025/2020 e UIDP/50025/2020 – Programático, POCI-01-0145-FEDER-007688, SusPhotoSolutions e e IF/00133/2015. Agradece-se igualmente ao programa de investigação e inovação da União Europeia Horizonte 2020 através do projeto ARCIQS-M (no. 720887), ao projecto NovaCell – Development of novel Ultrathin Solar Cell Architectures for low-light, low-cost, and flexible opto-electronic devices (028075), co-financiado pela FCT e pela ERDF através do COMPETE2020 e ao projeto InovSolarCells – Development of innovative nanostructured dielectric materials for interface passivation in thin film solar cells (029696), co-financiado pela FCT e pela ERDF através do COMPETE2020.

## REFERÊNCIAS

Abou-Ras D., Schäfer N., Hages C.J., Levchenko S., Márquez J. and Unold T. (2018). Inhomogeneities in Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> thin films for solar cells: band-gap versus potential fluctuations, *Solar RRL* 2, 1700199.

Dirnstorfer I., Wagner M., Hofmann D.M., Lampert M.D., Karg F. and Meyer B.K. (1998) Characterization of CuIn(Ga)Se<sub>2</sub> thin films. *Phys. Status Solidi (A)* 168, 163-175.

Gokmen T., Gunawan O., Todorov T.K. and Mitzi D.B. (2013) Band tailing and efficiency limitation in kesterite solar cells. *Appl. Phys. Lett.* 103, 103506.

Guthrey H., Moseley J., Nishinaga J., Shibata H., Takahashi H. and Al-Jassim M. (2018) Spatially resolved recombination analysis of CuIn<sub>x</sub>Ga<sub>1-x</sub>Se<sub>2</sub> absorbers with alkali post-deposition treatments. *IEEE J. Photovoltaics* 8, 1833-1840.

Jean J., Mahony T.S., Bozyigit D., Sponseller M., Holovsky J., Bawendi M.G. and Bulovic V. (2017) Radiative efficiency limit with band tailing exceeds 30% for quantum dot solar cells. *ACS Energy Lett.* 2, 2616-2624.

Kirchartz T., Taretto T. and Rau U. (2009) Efficiency limits of organic bulk heterojunction solar cells. *J. Phys. Chem. C* 113, 17958-17966.

Larsen J.K., Burger K., Gtay L. and Siebentritt S. (2011) Temperature dependence of potential fluctuations in chalcopyrites. *IEEE 37th Photovoltaic Specialists Conference*, 19-24 June, Seattle, EUA, pp 000396-000401, IEEE.

Leitão J.P., Santos N.M., Fernandes P.A., Salomé P.M.P., Cunha A.F., González J.C., Ribeiro G.M. and Matinaga F.M. (2011) Photoluminescence and electrical study of fluctuating potentials in Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub>-based thin films. *Phys. Rev. B* 84, 024120.

Levanyuk A.P. and V.V. Osipov (1981) Edge luminescence of direct-gap semiconductors. *Soviet Phys. Uspekhi*, 24, 187-215.

Mattheis J., Rau U. and Werner J.H. (2007) Light absorption and emission in semiconductors with band gap fluctuations - a study on Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> thin films. *J. Appl. Phys.* 101, 113519.

Nakamura M., Yamaguchi K., Kimoto Y., Yasaki Y., Kato T. and Sugimoto H. (2019). Cd-Free Cu(In,Ga)(Se,S)<sub>2</sub> thin-film solar cell with record efficiency of 23.35%, *IEEE J. Photovoltaics*. 9, 1863–1867.

Persson C. (2008) Anisotropic hole-mass tensor of CuIn<sub>1-x</sub>Ga<sub>x</sub>(S,Se)<sub>2</sub>: presence of free carriers narrows the energy gap. *Appl. Phys. Lett.* 93, 072106.

Repins I., Mansfield L., Kanevce A., Jensen S.A., Kuciauskas D., Glynn S., Barnes T., Metzger W., Burst J., Jiang C., Dippo P., Harvey S., Teeter G., Perkins C., Egaas B., Zakutayev A., Alsemeier J., Luky T., Korte L., Wilks R.G.,

Br M., Yan Y., Lany S., Zawadzki P., Park J. and Wei S. (2016) Wild Band Edges: The Role of Bandgap Grading and Band-Edge Fluctuations in High-Efficiency Chalcogenide Devices. *IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference*, 5-10 June, Portland, EUA, pp 0309-0314, IEEE.

Salomé P.M.P., Ribeiro-Andrade R., Teixeira J.P., Keller J., Törndahl T., Nicoara N., Edoff M., González J.C., Leitão J.P. and Sadewasser S. (2017) Cd and Cu interdiffusion in Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub>/CdS hetero-interfaces. *IEEE J. Photovoltaics* 7, 858-863.

Salomé P.M.P., Teixeira J.P., Keller J., Törndahl T., Sadewasser S. and Leitão J.P. (2017). Influence of CdS and ZnSnO buffer layers on the photoluminescence of Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> thin films. *IEEE J. Photovoltaics* 7, 670-675.

Sedrine N.B., Ribeiro-Andrade R., Gustafsson A., Soares M.R., Bourgard J., Teixeira J.P., Salomé P.M.P., Correia M.R., Moreira M.V.B., Oliveira A.G., González J.C. and Leitão J.P. (2018) Fluctuating potentials in GaAs:Si nanowires: critical reduction of the influence of polytypism on the electronic structure. *Nanoscale* 10, 3697-3708.

Teixeira, J.P.; Salomé, P.M.P.; Alves, B.; Edoff, M. and Leitão, J.P. (2019). Evidence of Limiting Effects of fluctuating potentials on V<sub>OC</sub> of Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> thin-film solar cells. *Phys. Rev. Applied* 11, 054013.

Teixeira J.P., Sousa R.A., Sousa M., Cunha A.F., Fernandes P.A., Salomé P.M.P. and Leitão J.P. (2014). Radiative transitions in highly doped and compensated chalcopyrites and kesterites: The case of Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub>, *Phys. Rev. B* 90, 235202.

Wasim S.M., Rincón C., Marn G., Bocaranda P., Hernández E., Bonalde I. and Medina E. (2001) Effect of structural disorder on the Urbach energy in Cu ternaries. *Phys. Rev. B* 64, 195101.

Werner J.H., Mattheis J. and Rau U., Efficiency limitations of polycrystalline thin film solar cells: case of Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub>, *Thin Solid Films* 480–481, 399-409.



## ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN DE POTENCIA DE DIVERSAS TECNOLOGÍAS FOTVOLTAICAS A SOL REAL EN MADRID (ESPAÑA)

Solís A.E.M.\*, Adrada G.T.\*\*, Amador G.J.\*\*

\* Departamento de Ingeniería, Ric Energy Group, Paseo de la Castellana 91, 28046, Madrid (España), [esolis@ric.energy](mailto:esolis@ric.energy)

\*\* Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial (ETSIDI) Universidad Politécnica de Madrid (UPM) Ronda de Valencia 3. 28012 Madrid (España) [t.adrada@upm.es](mailto:t.adrada@upm.es) (Tel.: +34-913366843) [julio.amador@upm.es](mailto:julio.amador@upm.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2038>

### RESUMEN

Este artículo analiza la degradación de potencia, respecto a condiciones estándar de medida, de seis generadores fotovoltaicos de diferentes tecnologías de célula: silicio cristalino y capa fina, instalados en la terraza de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial de la Universidad Politécnica de Madrid durante un periodo de tres años y medio mediante la determinación de la tasa de degradación de dos parámetros: potencia en "Condiciones Estándar de Medida" y Performance Ratio de corriente continua con diferentes métricas para reducir los efectos debidos a la temperatura, irradiancia solar y distribución espectral, este último factor muy importante para las tecnologías de lámina delgada. Para determinar estas tasas de degradación se utilizan métodos estadísticos de análisis de tendencia de series temporales. Los resultados muestran el método estadístico que suministra mayor precisión y contribuyen a un mayor conocimiento del comportamiento energético de los generadores fotovoltaicos de diferentes tecnologías bajo condiciones de operación a sol real bajo un clima continental como el de Madrid (España).

PALABRAS CLAVE: energía solar fotovoltaica, degradación de potencia, performance ratio, capa fina.

### ABSTRACT

This article analyses the power degradation of six photovoltaic generators of different cell technologies: crystalline silicon and thin film, installed on the terrace of the School of Industrial Engineering and Design of the Polytechnic University of Madrid over a period of three and a half years by determining the degradation rate of two parameters: power in "Standard Test Conditions" and Performance Ratio of direct current with different metrics to reduce the effects due to temperature, solar irradiance and spectral distribution, this last factor being very important for thin film technologies. Statistical methods of time series trend analysis are used to determine these degradation rates. The results show the statistical method that provides the highest precision and contributes to a greater knowledge of the energy behaviour of photovoltaic generators of different technologies under operating conditions in real sunshine in the continental climate of Madrid (Spain).

KEYWORDS: photovoltaic solar energy, power degradation, performance ratio, thin film.

### INTRODUCCIÓN

Los avances tecnológicos y de costes de la energía solar fotovoltaica han situado a esta energía renovable como una de las más relevantes en la transformación de la matriz energética mundial. Esto conlleva un mayor interés en la caracterización energética de las diferentes tecnologías fotovoltaicas existentes en el mercado. La predominante continúa siendo la basada en silicio cristalino (c-Si). Las tecnologías de lámina delgada representan un porcentaje menor del mercado, con un 4% de la potencia instalada mundial en 2019, pero su presencia sigue siendo significativa con una producción mundial de 4,5 GWp (ISE Fraunhofer, 2019).

Existe actualmente un menor de conocimiento del comportamiento eléctrico bajo condiciones de sol real de las tecnologías de lámina delgada que las de c-Si pero, en ambos casos, los valores de tasas de degradación publicados difieren considerablemente.

La determinación de la degradación sufrida por los sistemas fotovoltaicos es compleja porque depende de una gran cantidad de factores: el tipo de tecnología fotovoltaica (Belluardo et al. 2015), el emplazamiento, la meteorología, las condiciones de fabricación (Ye et al. 2014), el transporte, la instalación y las características suministradas por el fabricante (Skoczek et al. 2009). Debido a esta diversidad de factores, las tasas de degradación sufridas por los

sistemas fotovoltaicos presentan gran variabilidad según el estudio concreto realizado: Lam et al. (2004), Jordan y Kurtz, (2013); Jordan et al. (2016); Belluardo et al. (2015), Makrides et al. (2010).

Por otra parte, la incertidumbre de la tasa de degradación anual puede ser alta dependiendo de los métodos utilizados para su determinación (Makrides et al. 2010), de los criterios de filtrado de los datos monitorizados (Radue y Van Dyk, 2009; Jordan y Kurtz, 2014) que son fundamentales para eliminar valores atípicos (Davis et al. 2012; Jordan y Kurtz, 2014; Jordan et al. 2010; Makrides et al. 2010), de las técnicas de análisis (Makrides et al. 2010) y del periodo de estudio que debe ser como mínimo de tres años (Jordan y Kurtz, 2010) (Osterwald et al. 2006).

Los criterios de filtrado tienen especial importancia para la irradiancia solar sobre el plano de captación (Jordan y Kurtz, 2014) con límites inferiores de  $250 \text{ W/m}^2$  para eliminar los efectos de baja irradiancia y ángulos de incidencia superiores a  $60^\circ$ , sombreados, etc. (Shrestha y Tamizhmani, 2015; Fuentes et al. 2007; Fuentes, 2009; Nofuentes et al. 2009; Torres et al. 2014; Torres 2015; Kichou et al. 2016a; Kichou et al. 2016b) que en otros casos se eleva hasta  $700 \text{ W/m}^2$  para minimizar aún más los efectos espectrales y de ángulo de incidencia (Whitaker et al. 1997).

Un amplio número de estudios realizados en condiciones climáticas diferentes muestran que la tasa de degradación es mayor en las tecnologías de lámina delgada, para la potencia (Jordan et al. 2016) y el Performance Ratio (PR) (Belluardo et al. 2015). Otros autores como Ye et al. (2014) analizan la degradación comparando medidas curvas I-V bajo sol real, estableciendo que la baja tasa de degradación de los módulos de c-Si es debida principalmente a una ligera disminución de su intensidad de cortocircuito, mientras que la mayor tasa de degradación de los módulos de lámina delgada se debe principalmente a disminuciones significativas de tensión de circuito abierto y factor de forma, por aumento de la resistencia serie. Skoczek et al. (2009) muestra que no hay diferencias significativas en la degradación de silicio monocristalino y policristalino, pero sí influye el tipo de encapsulante y la capa posterior, presentando mayor degradación los módulos de vidrio-vidrio que los de vidrio-polímero.

El método estadístico más utilizado para la estimación de la tasa de degradación de potencia es el método de regresión lineal (RL) (Kyprianou et al. 2014; Makrides et al. 2010; Belluardo et al. 2015). Los métodos de descomposición estadística son más robustos que RL ya que permiten separar la estacionalidad y la tendencia de una serie temporal (Jordan y Kurtz, 2010; Ye et al. 2014; Phinikarides et al. 2014a; Sharma et al. 2014; Kichou et al. 2016a; Kichou et al. 2016b; Silvestre et al. 2016). Hay métodos que requieren la especificación de un modelo de serie de tiempo estocástico como la Descomposición Estacional Clásica (Makrides et al. 2014), el alisamiento exponencial de Holt-Winters (Phinikarides et al. 2014b) y la Media Móvil Integrada Autorregresiva (Jordan y Kurtz, 2010). En cambio, los métodos estadísticos no paramétricos, como Locally Estimate Scatterplot Smoothing, no requieren la especificación de un modelo y son más simples (Phinikarides et al. 2014a).

A pesar de todas las investigaciones realizadas existen algunas discrepancias por parte de la comunidad científica sobre el parámetro y método más adecuados para cuantificar la degradación de los módulos fotovoltaicos debido al elevado número de factores que intervienen.

La presente investigación establece la tasa de degradación de potencia en Condiciones Estándar de Medida (CEM) y del PR en el lado de corriente continua (DC) de seis tecnologías fotovoltaicas: Teluro de Cadmio/Sulfuro de Cadmio (CdTe/CdS), micromorfo (a-Si:H/ $\mu\text{c-Si}$ ), Cobre-Indio-Selenio (CIS), silicio monocristalino (sc-Si), silicio monocristalino de doble contacto posterior (sc-dc-Si) y silicio policristalino (pc-Si); aplicando los métodos estadísticos más utilizados.

## DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BAJO ESTUDIO

Los generadores fotovoltaicos (GFV) bajo estudio se ubican en la terraza de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial de la Universidad Politécnica de Madrid (ETSIDI-UPM), en la ciudad de Madrid, España, con coordenadas: latitud Norte  $40,4^\circ$ , longitud Oeste  $3,7^\circ$  y altitud 657 m sobre el nivel del mar, ver figura 1. Las principales características de los módulos fotovoltaicos se indican en la tabla 1 y de los GFV en la tabla 2. Cada GFV cuenta con un inversor monofásico SMA Sunny Boy 1200. Las variables eléctricas y meteorológicas son muestreadas cada 1 s y registradas cada 5 minutos. Para más información de los GFV y del sistema de monitorización consultar Adrada et al. 2017.





Fig. 1. GFV objeto de estudio, de izquierda a derecha: sc-Si, pc-Si, CdTe (fila superior) a-Si:H/ $\mu$ c-Si (fila inferior), CIS y sc-dc-Si.

Tabla 1. Principales características de los módulos fotovoltaicos.

Característica	sc-Si	pc-Si	CdTe/CdS	a-Si:H/ $\mu$ c-Si	CIS	sc-dc-Si
Potencia máxima CEM (W)	250	220	77,5	115	80	333
Eficiencia CEM (%)	15,5	14,4	10,4	8,5	10,9	20,4
Coefficiente temperatura de la potencia $\gamma$ (%/°C)	-0,469	-0,45	-0,25	-0,24	-0,36	-0,38
Año de fabricación	2012	2009	2010	2009	2008	2012

Tabla 2. Principales características de los GFV objeto de estudio.

Parámetros	sc-Si	pc-Si	CdTe/CdS	a-Si:H/ $\mu$ c-Si	CIS	sc-dc-Si
Potencia máxima CEM (W)	1250	1100	775	1150	1280	1332
Asociación $N_p \times N_s$	1 x 5	1 x 5	2 x 5	10 x 1	2 x 8	1 x 4
Área ( $m^2$ )	8	8,2	7,2	14,2	11,7	6,5
Orientación GFV	19 ° Este					
Inclinación GFV (°)	30					

## MÉTODOLÓGÍA GENERAL

Los generadores fotovoltaicos en estudio se instalaron en agosto de 2012 y la campaña experimental ha tenido una duración de 3,5 años, desde febrero de 2013 a junio de 2016. Los datos disponibles han sido filtrados cuidadosamente para evitar entradas erróneas en el análisis, tales como posibles desconexiones en los sistemas, mal funcionamiento, etc. Para el límite inferior de irradiancia en el plano de captación de los módulos fotovoltaicos se considera 250 W/m<sup>2</sup>.

Para calcular las tasas de degradación de cada uno de los GFV, en primer lugar, se determina su potencia máxima en CEM para cada medida registrada, empleando una variante del método de Evans (Evans, 1981) Ec. (1) que ha sido ampliamente utilizada en tecnologías de c-Si (Osterwald, 1986; Rosell e Ibañes, 2006; Fuentes et al. 2007; Almonacid et al. 2011; Torres et al. 2014; Mulcué y Mora, 2014) y también de lámina delgada (Torres, 2015).

$$P_{M\_GFV,t} = P_{M\_GFV}^* \cdot \frac{G_t}{G^*} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_{C,t} - T_C^*)] \quad (1)$$

- $P_{M\_GFV,t}$  Potencia máxima del GFV en el periodo de registro t (W)
- $P_{M\_GFV}^*$  Potencia máxima del GFV en CEM (W)
- $G_t$  Irradiancia solar global incidente en el plano del GFV en el periodo t (W/m<sup>2</sup>)
- $G^*$  Irradiancia solar en CEM (1000 W/m<sup>2</sup>)
- $\gamma$  Coeficiente de variación de la potencia máxima con la temperatura de la célula (°C<sup>-1</sup>)
- $T_{C,t}$  Temperatura de la célula en el periodo t (°C)
- $T_C^*$  Temperatura de la célula en CEM (25°C)

La temperatura de célula es calculada a partir de la irradiancia incidente y la temperatura medida en la cubierta posterior de los módulos según Ec. 2, donde  $\Delta T$  se considera 3 °C para los módulos con cubierta posterior de cristal y 2 °C para Tedlar o polímero (King et al. 2004).

$$T_{C,t} = T_{MOD\_MED,t} + \frac{G_t}{G^*} \cdot \Delta T \quad (2)$$

$T_{MOD\_MED,t}$  Temperatura medida en la cubierta posterior del módulo en el periodo t (°C)  
 $\Delta T$  Diferencia de temperatura entre la célula y la cubierta posterior del módulo (2 – 3 °C)

Además de la potencia en CEM se calculan diferentes métricas del PR, para cada periodo de registro de medidas, con el objetivo de obtener un PR corregido que evalúe de forma más específica el comportamiento del GFV.

Performance Ratio del GFV en DC (PR<sub>DC</sub>)

El PR<sub>DC</sub> expresa el rendimiento global de la parte de corriente continua del GFV, eliminando la influencia de las pérdidas de energía en el inversor y en la parte de corriente alterna. Se calcula según las Ecs. (3) (4) (5) y (6):

$$Y_R = \frac{T_r \cdot \sum T_r \cdot G_t}{G^*} \quad (3)$$

$Y_R$  Índice de producción de referencia  
 $T_r$  Periodo de tiempo en que se realiza el análisis, un mes en este caso

$$E_{DC} = \sum_{T_r} P_{DC,t} \cdot t \quad (4)$$

$E_{DC}$  Energía en DC en el periodo de tiempo  $T_r$   
 $P_{DC,t}$  Potencia dc en el periodo de registro t

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{M\_GFV}^*} \quad (5)$$

$Y_A$  Índice de producción del GFV

$$PR_{DC} = \frac{Y_A}{Y_R} \cdot 100 \quad (6)$$

PR<sub>DC</sub> Performance ratio en corriente continua del GFV

Performance Ratio con corrección de temperatura (PR<sub>DC\_T</sub>)

Para eliminar el efecto de la temperatura sobre el PR se corrige la potencia generada en DC para cada periodo de registro según la Ec. (7) que considera la potencia DC en condiciones estándar respecto a la temperatura. Una vez calculada  $E_{DC\_T}$ , se determina el PR<sub>DC\_T</sub> aplicando las Ecs. (4), (5) y (6).

$$E_{DC\_T} = \sum_{T_r} \frac{P_{DC,t} \cdot t}{1 - \gamma \cdot (T_{C,t} - 25)} \quad (7)$$

Performance Ratio del GFV en DC con corrección de temperatura e irradiancia (PR<sub>DC\_TG</sub>)

De forma similar al caso anterior se procede a determinar el PR con corrección de temperatura y los efectos de la irradiancia, utilizando la Ec. (8):

$$E_{DC} = \sum_{T_r} \frac{P_{DC,t} \cdot t}{[1 - \gamma \cdot (T_{C,t} - 25)] \cdot [1 + c_c \cdot \ln \frac{G_t}{G^*}]} \quad (8)$$

$c_c$  Coeficiente que tiene en cuenta que, a temperatura constante, la eficiencia disminuye con la irradiancia

Performance Ratio del GFV en DC con corrección espectral y temperatura (PR<sub>DC\_ESP\_T</sub>)

Para determinar el PR con corrección espectral y temperatura en el lado de DC para los sistemas FV se utiliza la Ecs. (9) y (10) en el que el factor de desacoplo espectral (MM) es calculado a partir de un modelo desarrollado por Lee y

Panchula, (2016) dependiendo de la masa de aire, las precipitaciones (calculadas como función dependiente de la humedad relativa y la temperatura ambiente) y el tipo de tecnología fotovoltaica de los GFV.

$$E_{DC} = \sum_{Tr} \frac{P_{DC,t} \cdot t}{G_{EFF} \cdot (1 - \gamma \cdot (T_{C,t} - 25))} \quad (9)$$

$$G_{EFF} = G \cdot MM \quad (10)$$

GEFF Irradiancia solar efectiva  
MM Factor de desacoplo espectral

### MÉTODOS ESTADÍSTICOS DE DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DEGRADACIÓN

Para determinar las tasas de degradación de la potencia en CEM se aplican los métodos estadísticos siguientes a las series temporales de potencia. A las series temporales de las métricas del PR se les aplica el método de regresión lineal.

#### Método de Regresión Lineal (RL)

Para obtener la tasa de degradación de potencia anual se ajusta la tendencia seguida por la potencia máxima mensual en CEM con un modelo de regresión lineal según Ec. (11).

$$y = m \cdot x + c \quad (11)$$

y Potencia máxima en CEM mensual (W)  
m Pendiente de la recta de regresión lineal (W/mes)  
x Mes analizado  
c Término constante de la recta de regresión lineal

Determinado estos coeficientes por ajuste lineal, la tasa de degradación que cuantifica la disminución o pérdida de potencia que ha sufrido un módulo o generador fotovoltaico durante un cierto tiempo se determina utilizando la Ec. (12) (Kichou et al. 2016a; Kichou et al. 2016b; y Silvestre et al. 2016).

$$DR = \frac{12 \cdot m}{c} \cdot 100 \quad (12)$$

DR Tasa de degradación (%/mes)

El método de regresión lineal RL es aplicado a la serie temporal original, por lo que no es adecuado para tecnologías que presenten una variabilidad estacional significativa. Para estos casos, son más convenientes los métodos siguientes que permiten eliminar de la serie temporal original (Yt) la componente estacional (St) y los errores, valores extremos, etc. que se denominan residuales (Rt) lo que permite obtener la verdadera tendencia de la serie (Tt). A la tendencia libre de la estacionalidad y de errores, se le aplica el método de regresión lineal Ecs. (11) y (12) para obtener DR.

#### Método de Descomposición Estacional Clásica (CSD)

La tendencia de la serie temporal Tt es obtenida empleando el modelo aditivo de este método, ecuación 3.5, que calcula una media móvil centrada en dos pasos, con un valor de 2·k, siendo k el orden de la media móvil, que en este caso es 12, el número de meses del año. Como resultado se obtiene una nueva serie de tiempo con un mayor suavizado, en la cual ha sido eliminada la estacionalidad (St) y los “residuales” (Rt). El modelo matemático puede consultarse en Makridakis et al. (2008) o en Wang (2017)

#### Método de Alisamiento exponencial (HW Holt-Winters)

Es un procedimiento de suavizado exponencial de series temporales continua. es conocido también como método de suavizado exponencial triple (Triple Exponential Smoothing Method) ya que aplica una exponencial triple que tiene en cuenta los cambios estacionales, así como la tendencia, minimizando el error cuadrático de la predicción. Los modelos matemáticos en los que se basa este método se pueden consultar en Makridakis et al. (2008).

En la aplicación de los métodos CSD y HW se desestiman seis valores al inicio y final de la serie temporal a la cual se le extrae la tendencia, la estacionalidad y los residuales, con lo cual, en el caso de este estudio, con duración de la campaña experimental de 3,5 años y medio, resulta un número reducido de datos para determinar la tasa de

degradación, lo que hace perder fiabilidad a los resultados. Estos métodos resultan más adecuados para periodos de estudio superiores a 5 años.

Método de la Media Móvil Integrada Autorregresiva (ARIMA).

El método ARIMA es uno de los métodos de descomposición de series temporales más sofisticados. Tiene la ventaja frente a métodos clásicos de tratar de forma más efectiva las variaciones estacionales, los errores aleatorios, los valores atípicos y los cambios de nivel, así como, de eliminar las autocorrelaciones en los residuos del modelo. Se expresa como ARIMA (p, d, q) (P, D, Q)<sub>s</sub> donde el primer término agrupa el sub-modelo no estacional y mientras que el último incluye el sub-modelo relacionado a la estacionalidad. El subíndice "S" es el lapso de tiempo de la repetición del patrón estacional, cuyos valores típicos son 3 (trimestrales), 6 (semestrales) y 12 (anual). Los símbolos p, d, q o (P, D, Q) son el orden autorregresivo (AR) no estacional (o estacional), el orden de diferenciación (I) y el orden de media móvil (MA), respectivamente. El modelo matemático de ARIMA se obtiene de Makridakis et al. 2008; Phinikarides et al. 2015 o Wang, 2017.

Método de Regresión (LOESS Locally Estimate Scatterplot Smoothing)

Este método extrae la tendencia realizando un ajuste polinomial ponderado (Makridakis et al. 2008, Wang, 2017) con cierta protección contra observaciones extremas o valores atípicos gracias al proceso iterativo (Kyprianou et al. 2014). Se calcula una regresión local inicial para extraer la tendencia de la serie de tiempo original. Para ello determina para cada observación  $Y_t$ , la diferencia  $D_t$  respecto a la curva lineal ajustada  $T_t$ ,  $D_t = Y_t - T_t$ . A continuación, la regresión local se recalcula con las ponderaciones ajustadas para garantizar que las observaciones con un valor de  $D_t$  grande se les asignen ponderaciones más pequeñas que las establecidas en el proceso de cálculo inicial de  $T_t$ . Posteriormente, es recalculado  $D_t$  por diferencia de  $T_t$  de  $Y_t$  obteniéndose una nueva estimación. Este procedimiento continúa a través de varias iteraciones, suavizando repetidamente los datos hasta que  $T_t$  converge. Una vez determinado  $T_t$  se aplica el mismo procedimiento que utiliza el método CSD para averiguar la estacionalidad ( $S_t$ ) y los residuales ( $R_t$ ).

Incertidumbre del cálculo de la tasa de degradación

Teniendo en cuenta que el objetivo del estudio es determinar el modelo que mejor estima la tasa de degradación anual, para el cálculo de la incertidumbre no se tiene en cuenta la propagación de los errores de las mediciones en las distintas variables utilizadas, tanto meteorológicas como eléctricas, únicamente se considera el ajuste del modelo que estima la tasa de degradación tanto para la potencia en CEM como de las diferentes variantes del PR consideradas. La incertidumbre en la determinación de la tasa de degradación anual es calculada siguiendo el procedimiento que propone la “Guía para la expresión de la incertidumbre de medida” (GUM-JCGM, 2008) teniendo en cuenta que el error relativo presenta una distribución normal (Montgomery et al. 2012), el número total de meses analizados durante la campaña experimental y un valor de 0,95 del parámetro  $\alpha$  para la t-Student dado que los cálculos son realizados para un nivel de confianza del 95%.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Tasa de degradación de potencia en CEM

En la tabla 3 se aportan los resultados obtenidos para DR (%/año) para los GFV estudiados. De la observación de dicha tabla 3 se deduce que la tasa de degradación anual de potencia en CEM se encuentra en el orden de un 2 %/año para la tecnología a-Si:H/ $\mu$ c-S, desde 2,6 %/año a 4,5 %/año CdTe/CdS, un 2,7 %/año para CIS, un 0,5 %/año para mc-dc-Si, un 0,3 %/año para sc-Si y desde 0,20 a 0,45 %/año para pc-Si. Valores del mismo orden de magnitud que los obtenidos en trabajos similares. El método más adecuado para la obtención de la tasa de degradación de potencia resulta ser el LOESS, seguido de ARIMA. Los métodos CSD y HW necesitan una mayor duración del periodo de estudio.

Tabla 3. Resultados de la tasa de degradación de potencia en CEM, DR (%/año) e incertidumbres asociadas

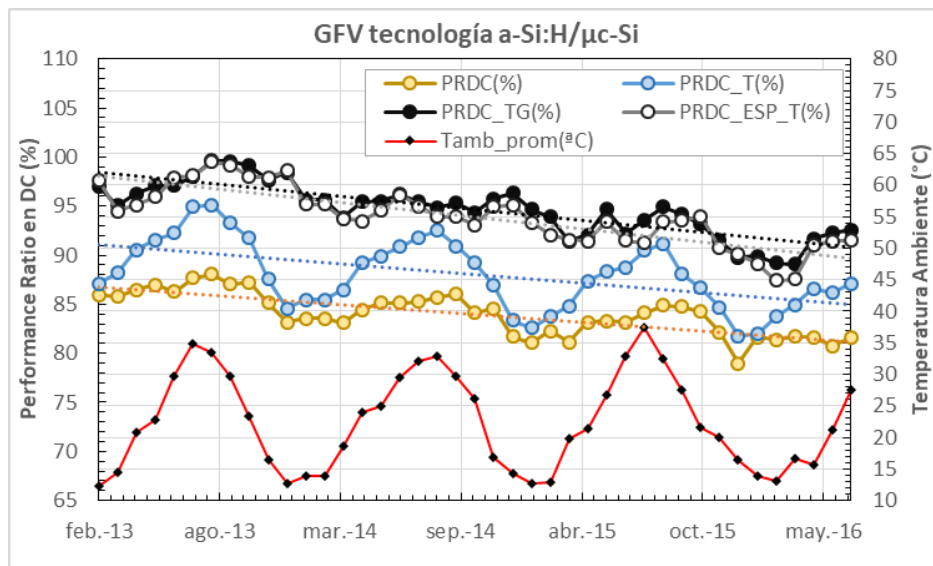
Método	a-Si:H/ $\mu$ c-Si	CdTe/CdS	CIS	sc-dc-Si	sc-Si	pc-Si
RL	2,05 $\pm$ 1,07	4,48 $\pm$ 1.25	2,68 $\pm$ 0,29	0,40 $\pm$ 0,16	0,31 $\pm$ 0,11	0,28 $\pm$ 0,12
CSD	1,82 $\pm$ 0,20	2,82 $\pm$ 0.73	2,79 $\pm$ 0,19	0,50 $\pm$ 0,09	0,39 $\pm$ 0,06	0,45 $\pm$ 0,07
HW	1,98 $\pm$ 0,32	2,84 $\pm$ 0.68	2,91 $\pm$ 0,46	0,46 $\pm$ 0,17	0,39 $\pm$ 0,12	0,42 $\pm$ 0,14
ARIMA	2,70 $\pm$ 0,24	2,98 $\pm$ 0.44	2,73 $\pm$ 0,22	0,40 $\pm$ 0,09	0,33 $\pm$ 0,04	0,27 $\pm$ 0,05
LOESS	2,24 $\pm$ 0,14	2,83 $\pm$ 0.36	2,74 $\pm$ 0,09	0,48 $\pm$ 0,03	0,38 $\pm$ 0,01	0,38 $\pm$ 0,03

Tasa de degradación de las métricas del PR

Para cada GFV se ha determinado la tasa de degradación de cada métrica considerada para el PR en todo el periodo de estudio por el método RL, junto con su incertidumbres U(%) asociada, ver como ejemplo la tabla 4; y su evolución durante el mismo, que se presenta de forma gráfica incluyendo la temperatura ambiente media mensual para poder observar su influencia en la variabilidad estacional del parámetro, ver como ejemplo la figura 2.

Tabla 4. Tasa de degradación de métricas del PR para el GFV de tecnología a-Si:H/ $\mu$ c-Si.

PR	m	c	R <sup>2</sup>	DR (%/año)	U (%)
PR <sub>DC</sub>	-0,1396	86,933	0,59	1,93	±0,43
PR <sub>DC_T</sub>	-0,1522	91,204	0,74	2,00	±0,88
PR <sub>DC_TG</sub>	-0,1895	98,618	0,87	2,31	±0,26
PR <sub>DC_ESP_T</sub>	-0,2097	98,33	0,85	2,56	±0,36



**Figura 2.** Evolución de las métricas del PR para el GFV de tecnología a-Si:H/ $\mu$ c-Si y de la temperatura ambiente media mensual, en el periodo de estudio.

Se observa en la figura 2 el marcado efecto de la estacionalidad para las métricas PR<sub>DC</sub> y PR<sub>DC\_T</sub>, mientras que las métricas PR<sub>DC\_TG</sub> y PR<sub>DC\_ESP\_T</sub> están menos influidas por los efectos estacionales, por lo que representan mejor el comportamiento de la tecnología fotovoltaica teniendo, además, menor incertidumbre asociada. Los valores de degradación del PR son similares a los de la potencia en CEM.

Se han obtenido las mismas tablas y gráficos para el resto de GFV en estudio, con comportamientos similares a los indicados para la tecnología a-Si:H/ $\mu$ c-Si, excepto en los siguientes casos:

- La tasa de degradación del PR es del orden de 10 % para la tecnología CdTe/CdS, de 0,3 % para mc-dc-Si y un 0,1 % para sc-Si y pc-Si.
- Para las tecnologías de c-Si el efecto de la estacionalidad desaparece ya para la métrica PR<sub>DC\_T</sub> presentando una gran independencia de la temperatura especialmente en los casos de sc-Si y pc-Si.

CONCLUSIONES

- El método estadístico de LOESS ha resultado ser el más adecuado para obtener la tasa de degradación de potencia de todas las tecnologías fotovoltaicas estudiadas, seguido del método ARIMA.
- Los métodos de CSD y HW necesitan mayor duración de la campaña experimental.
- El método estadístico de regresión lineal no ha resultado adecuado para determinar la tasa de degradación de potencia en CEM de las diferentes tecnologías fotovoltaicas analizadas.
- Las variaciones estacionales que sufre la potencia máxima debido a la estacionalidad, es más acusada en las tecnologías, a-Si:H/ $\mu$ c-Si, CdTe/CdS y CIS, por dicho orden.

- Los valores obtenidos para las tasas de degradación de potencia en CEM están en línea con el resto de estudios publicados hasta la fecha.
- Las tasas de degradación del PR son similares a las de la potencia en CEM, excepto en el caso del CdTe/CdS que resultan mucho mayores.
- Las métricas de corrección del PR con la temperatura y, especialmente con temperatura e irradiancia, y con la temperatura y corrección espectral, permiten eliminar los efectos estacionales sobre el PR y poder representar con mayor fidelidad el comportamiento de las diferentes tecnologías fotovoltaicas.

## REFERENCIAS

Adrada, T., Amador, J., Orfao, B., & De la Cruz, G. (2017). Comparative Energy Performance Analysis of Six Primary Photovoltaic Technologies in Madrid (Spain). *Energies*, MDPI, Open Access Journal, 10(6), 1-23, June.

Almonacid, F., Rus, C., Pérez-Higueras, P., & Hontoria, L. (2011). Calculation of the energy provided by a PV generator. Comparative study: Conventional methods vs. artificial neural networks. *Energy*, 36(1), 375-384. doi:

Belluardo, G., Ingenhoven, P., Sparber, W., Wagner, J., Weihs, P., & Moser, D. (2015). Novel method for the improvement in the evaluation of outdoor performance loss rate in different PV technologies and comparison with two other methods. *Solar Energy*, 117, 139-152. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2015.04.030>

Davis, K. O., Kurtz, S. R., Jordan, D. C., Wohlgemuth, J. H., & Sorloaica-Hickman, N. (2013). Multi-pronged analysis of degradation rates of photovoltaic modules and arrays deployed in Florida. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(4), 702-712. doi: doi:10.1002/pip.2154

Evans, D. L. (1981). Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Solar Energy*, 27(6), 555-560. doi: [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(81\)90051-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(81)90051-7)

Fraunhofer ISE. (2019). Photovoltaics Report: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.

Fuentes, M. (2009). Contribución al modelado del comportamiento eléctrico a sol real de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino y CIS. (Tesis Doctoral), Universidad de Jaén, España.

Fuentes, M., Nofuentes, G., Aguilera, J., Talavera, D. L., & Castro, M. (2007). Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Solar Energy*, 81(11), 1396-1408.

GUM – JCGM 100:2008, 2008. Evaluation of Measurement Data Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement.

Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2010). Analytical improvements in PV degradation rate determination. Paper presented at the 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.

Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2013). *Progress in photovoltaics: Research and Applications* 21(1), 12-29. doi: 10.1002/pip.1182

Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2014). The Dark Horse of Evaluating Long-Term Field Performance—Data Filtering. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4(1), 317-323.

Jordan, D. C., Kurtz, S. R., VanSant, K., & Newmiller, J. (2016). Compendium of photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(7), 978-989.

Jordan, D. C., Smith, R. M., Osterwald, C. R., Gelak, E., & Kurtz, S. R. (2010). Outdoor PV degradation comparison. Paper presented at the 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.

Kichou, S., Abaslioglu, E., Silvestre, S., Nofuentes, G., Torres-Ramírez, M., & Chouder, A. (2016a). Study of degradation and evaluation of model parameters of micromorph silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Jaén, Spain. *Energy Conversion and Management*, 120, 109-119.

- Kichou, S., Silvestre, S., Nofuentes, G., Torres-Ramírez, M., Chouder, A., & Guasch, D. (2016b). Characterization of degradation and evaluation of model parameters of amorphous silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure. *Energy*, 96, 231-241. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.054>
- King, D. L., Boyson W. E., Kratochvil, J. A. (2004) Photovoltaic Array Performance Model. Sandia Report N°. SAND2004-3535. Sandia Nacional Laboratorios. August.
- Kyprianou, A., Phinikarides, A., Makrides, G., & Georghiou, G.E. (2014). Robust principal component analysis for computing the degradation rates of different photovoltaic systems. Paper presented at the Proceedings of the 29th EU-PVSEC Conference, Amsterdam.
- Lam, K. H., Close, J., & Durisch, W. (2004). Modelling and degradation study on a copper indium diselenide module. *Solar Energy*, 77(1), 121-127. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2004.03.007>
- Lee, M., & Panchula, A. (2016). Spectral correction for photovoltaic module performance based on air mass and precipitable water. Paper presented at the 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 1351-1356. doi:10.1109/PVSC.2016.7749836
- Makridakis, S., Wheelwright, S.C., Hyndman, R.J., 2008. Forecasting: methods and applications. John Wiley & Sons.
- Makrides, G., Zinsser, B., Georghiou, G. E., Schubert, M., & Werner, J. H. (2010). Degradation of different photovoltaic technologies under field conditions. Paper presented at the 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.
- Makrides, G., Zinsser, B., Phinikarides, A., Schubert, M., & Georghiou, G. E. (2012). Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies. *Renewable Energy*, 43, 407-417. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.11.046>
- Makrides, G., Zinsser, B., Schubert, M., & Georghiou, G. E. (2014). Performance loss rate of twelve photovoltaic technologies under field conditions using statistical techniques. *Solar Energy*, 103, 28-42. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.011>
- Molenbroek, E., Waddington, D. W., & Emery, K. A. (1991). Hot spot susceptibility and testing of PV modules. Paper presented at the The Conference Record of the Twenty-Second IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1991.
- Montgomery, D.C., Peck, E.A., Vining, G.G., 2012. Introduction to Linear Regression Analysis. John Wiley & Sons.
- Mulcué-Nieto, L. F., & Mora-López, L. (2014). A new model to predict the energy generated by a photovoltaic system connected to the grid in low latitude countries. *Solar Energy*, 107, 423-442. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.030>
- Nofuentes, G., de la Casa, J., Solís, E. M., & Fernández, E. F. (2017). Spectral impact on PV performance in mid-latitude sunny inland sites: Experimental vs. modelled results. *Energy*, 141, 1857-1868. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.078>
- Nofuentes, G., Fuentes, M., Aguilera, J., & Muñoz, J. V. (2009). An Assessment on Simple Modeling Approaches to the Electric Behavior of Two CIS PV Modules in a Sunny Climate. *Journal of Solar Energy Engineering*, 131(3), 031013-031013. doi: 10.1115/1.3142800
- Osterwald, C. R., Adelstein, J., Cueto, J. A. d., Kroposki, B., Trudell, D., & Moriarty, T. (2006). Comparison of Degradation Rates of Individual Modules Held at Maximum Power. Paper presented at the 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference.
- Phinikarides, A., Kindyni, N., Makrides, G., & Georghiou, G. E. (2014a). Review of photovoltaic degradation rate methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 143-152. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.155>
- Phinikarides, A., Makrides, G., Kindyni, N., & Georghiou, G. E. (2014b). Comparison of trend extraction methods for calculating performance loss rates of different photovoltaic technologies. Paper presented at the 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC).

- Phinikarides, A., Makrides, G., Zinsser, B., Schubert, M., & Georghiou, G. E. (2015). Analysis of photovoltaic system performance time series: Seasonality and performance loss. *Renewable Energy*, 77, 51-63. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.091>
- Radue, C., & van Dyk, E. E. (2009). Degradation analysis of thin film photovoltaic modules. *Physica B: Condensed Matter*, 404(22), 4449-4451. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.physb.2009.09.011>
- Rosell, J. I., & Ibáñez, M. (2006). Modelling power output in photovoltaic modules for outdoor operating conditions. *Energy Conversion and Management*, 47(15), 2424-2430. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2005.11.004>
- Sharma, V., Sastry, O. S., Kumar, A., Bora, B., & Chandel, S. S. (2014). Degradation analysis of a-Si, (HIT) hetero-junction intrinsic thin layer silicon and m-C-Si solar photovoltaic technologies under outdoor conditions. *Energy*, 72, 536-546. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.05.078>
- Silvestre, S., Kichou, S., Guglielminotti, L., Nofuentes, G., & Alonso-Abella, M. (2016). Degradation analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Spanish continental climate conditions. *Solar Energy*, 139, 599-607. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.10.030>
- Skoczek, A., Sample, T., & Dunlop, E. D. (2009). The results of performance measurements of field-aged crystalline silicon photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 17(4), 227-240. doi: [doi:10.1002/pip.874](https://doi.org/10.1002/pip.874)
- Torres, M. (2015). Contribución al modelado del comportamiento eléctrico en exterior de módulos fotovoltaicos de capa delgada. (Tesis Doctoral), Universidad de Jaén, España.
- Torres, M., Nofuentes, G., Silva, J. P., Silvestre, S., & Muñoz, J. V. (2014). Study on analytical modelling approaches to the performance of thin film PV modules in sunny inland climates. *Energy*, 73, 731-740. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.06.077>
- Wang, H. (2017). Análisis comparativo del funcionamiento de distintas tecnologías de paneles solares operando en las mismas condiciones. (Tesis Doctoral), Universidad Politécnica de Madrid, España.
- Wang, Huaxin, Muñoz-García, M. A., Moreda, G. P., & Alonso-García, M. C. (2017). Seasonal performance comparison of three grid connected photovoltaic systems based on different technologies operating under the same conditions. *Solar Energy*, 144, 798-807. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.02.006>
- Whitaker, C. M., Townsend, T. U., Newmiller, J. D., King, D. L., Boyson, W. E., Kratochvil, J. A., & Osborn, D. E. (1997). Application and validation of a new PV performance characterization method. Paper presented at the Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference.
- Ye, J. Y., Reindl, T., Aberle, A. G., & Walsh, T. M. (2014). Performance Degradation of Various PV Module Technologies in Tropical Singapore. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4(5), 1288-1294. doi: [10.1109/JPHOTOV.2014.2338051](https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2014.2338051)



**MODELO UNIDIMENSIONAL DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR EM UM ABSORVERDOR TRAPEZOIDAL MULTI-TUBOS PARA CONCENTRADORES FRESNEL LINEARES****Pigozzo V.C.F.\*, de Sá A.B.\*\***, Passos J.C.\*

\*Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 88040-900, Brasil, [victorpigozzo@gmail.com](mailto:victorpigozzo@gmail.com), [julio.passos@ufsc.br](mailto:julio.passos@ufsc.br)

\*\*Instituto Federal do Rio Grande do Sul, Ibirubá – RS, 98200-000, Brasil, [alexandre.sa@ibiruba.ifrs.edu.br](mailto:alexandre.sa@ibiruba.ifrs.edu.br)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2039>

**RESUMO**

Este artigo descreve o modelo matemático unidimensional de transferência de calor em um absorvedor multi-tubos com cavidade trapezoidal utilizado em um concentrador solar do tipo Fresnel Linear. Todas as taxas de transferência de calor foram modeladas analiticamente e o modelo foi validado experimentalmente. Os experimentos para a validação do modelo foram realizados em um Fresnel com 60 m<sup>2</sup> de área localizados na cidade de Florianópolis. Nas condições analisadas, com diferenças de temperatura entre o fluido e o ambiente de até 200°C, aproximadamente 70% das perdas térmicas ocorrem por convecção das chapas metálicas com o ar externo e 30% por radiação e convecção pela janela de vidro. Na comparação dos resultados do modelo com os dos testes experimentais foi observado uma diferença média de 10%, sendo superior no modelo. As trocas de calor pelo ar no interior da cavidade foram consideradas como por difusão apenas, desconsiderando efeitos advectivos e, esta consideração não implicou em erros significativos.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar, Concentrador Fresnel Linear, Transferência de Calor

**ABSTRACT**

This article describes the one-dimensional heat transfer mathematical model of a multi-tube trapezoidal cavity absorber used in a linear Fresnel concentrator. All heat transfer rates were modeled analytically and the model was experimentally validated. The experiments for the validation of the model were carried out in a Fresnel with 60 m<sup>2</sup> of area located in the city of Florianópolis. Under the conditions analyzed, with temperature differences between the fluid and the environment of up to 200 ° C, approximately 70% of the thermal losses occur by convection of the metal plates with the external air and 30% by radiation and convection through the glass window. When comparing the results of the model with those of the experimental tests, an average difference of 10% was observed, being higher in the model. The heat exchanges for air inside the cavity were considered to be by diffusion only, disregarding advective effects and, this consideration did not imply significant errors.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Linear Fresnel Concentrator, Heat Transfer

## INTRODUÇÃO

Este artigo apresenta um modelo analítico desenvolvido para avaliar as taxas de transferência de calor que ocorrem no absorvedor de um Concentrador Fresnel Linear (CFL). O absorvedor analisado é do tipo cavidade trapezoidal, não evacuado, multi-tubos. Este absorvedor analisado foi instalado na bancada experimental de CFL com 60 m<sup>2</sup> para avaliar a viabilidade de geração direta de vapor a temperaturas de até 220°C para o uso em processos industriais. O modelo matemático que será aqui apresentado foi validado experimentalmente nesta bancada.

Dois tipos de testes experimentais foram realizados para caracterizar o absorvedor e posteriormente foram utilizados para validar o modelo aqui apresentado. Um dos testes é com o CFL operando em condições reais, com o absorvedor recebendo radiação solar concentrada. O segundo tipo de teste é de perdas térmicas, onde se alimenta o absorvedor com o fluido aquecido e avalia-se a queda de temperatura deste ao escoar pelo absorvedor, sem a incidência de radiação concentrada.

## REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção serão apresentados os principais trabalhos publicados sobre transferência de calor em absorvedores trapezoidais utilizados em CFL.

Reynolds, (REYNOLDS et al., 2004), propôs um absorvedor com cavidade trapezoidal para utilizar no conceito do CLFR (*Compact Linear Fresnel Reflector*). O objetivo do trabalho foi aperfeiçoar o design do absorvedor para atingir máxima eficiência térmica, sujeito a algumas restrições como temperatura do vidro e tamanho do absorvedor. Uma janela de vidro na parte inferior da cavidade permite a passagem da radiação solar e diminui as perdas por convecção para o ambiente externo. Em operação, a placa absorvedora esquenta e emite radiação infravermelha na cavidade, aquecendo as paredes laterais e a janela de vidro. Devido a essas diferenças de temperaturas um escoamento de convecção natural se forma no interior da cavidade. Um protótipo de 1550 mm de comprimento foi construído e instrumentado. O aquecimento foi realizado com resistências elétricas. Os resultados experimentais foram comparados com simulações em CFD. Com a placa absorvedora a 300°C e o ambiente a 20°C as perdas térmicas obtidas experimentalmente e por simulações em CFD foram de 1040 W/m<sup>2</sup> e 623 W/m<sup>2</sup>, respectivamente. Apesar da diferença de 40% no valor do calor perdido, os padrões de escoamento no interior da cavidade obtidos por CFD e na visualização experimental apresentaram excelente concordância.

Diferentes arranjos dos tubos absorvedores foram analisados, em simulações, para o mesmo absorvedor, do CLFR, (DEY, 2004). Foi verificado que quanto menor o diâmetro dos tubos menor o gradiente de temperatura na parede dos tubos e melhor a transferência de calor.

Em um estudo numérico e experimental as perdas térmicas em um absorvedor trapezoidal para concentradores solares tipo Fresnel linear foram analisadas (SINGH; SARVIYA; BHAGORIA, 2010). Neste estudo um total de oito configurações de absorvedor foram testadas experimentalmente para temperaturas do fluido de trabalho de até 175°C. As oito configurações consistem em mudanças no tipo de tubo, redondo ou retangular, com pintura preta normal ou pintura seletiva, janela de vidro simples ou dupla no inferior. O fluido de trabalho utilizado foi o óleo sintético *Hytherm-500*. Foi verificado que a pintura seletiva diminui as perdas térmicas entre 20% e 30% quando comparado com a tinta preta comum. A janela dupla de vidro reduz as perdas térmicas em 10% a 15%. A utilização de tubos quadrados ou redondos não produziu diferenças significativas nas perdas térmicas.

Foram realizadas simulações em CFD de um absorvedor trapezoidal multi-tubos para um concentrador Fresnel de pequeno porte, com 48 m<sup>2</sup> de área de espelhos (FACÃO; OLIVEIRA, 2011). Foram feitas simulações com a profundidade da cavidade de 25, 45 e 65 mm e a espessura do isolamento de 20, 35 e 50 mm. Os autores concluíram que o aumento da profundidade da cavidade aumenta as perdas por radiação pelo fato de aumentar a área das paredes internas e diminui as perdas por convecção. A melhor configuração encontrada foi a cavidade com 45 mm de profundidade e 35 mm de isolamento.

Através de experimentos e simulações foram detectados dois regimes de escoamento do ar no interior da cavidade trapezoidal, a parte superior, próxima aos tubos aquecidos, com estratificação de temperatura e uma zona de convecção na parte inferior, junto à janela de vidro (FLORES LARSEN; ALTAMIRANO; HERNÁNDEZ, 2012). Quando os tubos estão a 200°C, 91% do calor perdido é através da janela de vidro. Ainda, o uso de coeficientes de convecção constantes para as superfícies internas trouxe grande simplificação sem acarretar em erros significativos na determinação do coeficiente de perdas de calor.

Uma análise por CFD em regime permanente para um absorvedor multi-tubos foi realizada (SAHOO; SINGH; BANERJEE, 2012). Correlações específicas para o absorvedor em questão foram geradas para obter o número de *Nusselt* geral. Uma boa concordância foi obtida entre o modelo, a correlação e trabalhos experimentais. Foi verificado que as perdas por radiação são dominantes, entretanto a convecção natural interna na cavidade representa entre 8% e 15% das perdas totais, não podendo ser desprezada.

A influência da presença de uma chapa em baixo dos tubos absorvedores pra um absorvedor trapezoidal para CFL foi analisada numericamente (MANIKUMAR; VALAN ARASU, 2014). O uso da chapa, como superfície absorvedora, reduz a perdas térmicas em até 16,5%.

Parâmetros como geometria dos tubos, geometria da cavidade e espessura de isolamento térmico foram analisados através de uma otimização multiobjetivos com algoritmo genético e CFD. (MOGHIMI; CRAIG; MEYER, 2015). A profundidade da cavidade e a espessura de isolamento foram os parâmetros mais influentes nas perdas térmicas.

Em uma análise numérica com CFD foram obtidas correlações para os números de *Nusselt* convectivo, radiativo e total (SAXENA et al., 2016). Os tubos foram simulados por uma placa plana para que a correlação obtida possa ser usada para diferentes configurações de tubos. Os valores para as perdas térmicas obtidos nas simulações e pelas correlações forneceram diferenças máximas de até 15%.

Uma análise de perdas térmicas considerando apenas condução e radiação e ignorando a convecção interna na cavidade trapezoidal foi realizada (MOHAN; SAXENA; SINGH, 2018). Em trabalhos anteriores foi observada a estratificação da temperatura do ar no interior da cavidade, assim os autores resolveram tratar a transferência de calor dos tubos para a janela de vidro por condução. Esta substituição traz benefícios computacionais pois o escoamento não precisa ser resolvido. Quando os tubos absorvedores estão à mesma temperatura o modelo apresentou desvios máximos de 8% entre os obtidos por CFD e pelo modelo desconsiderando a convecção natural.

### DESENVOLVIMENTO

A Figura 1 mostra um esquema da seção transversal do absorvedor onde os números indicados representam os componentes mais importantes no balanço de energia, conforme a lista apresentada na Tabela 1. As superfícies das chapas de alumínio, interna e externa, números 6 e 7, respectivamente, foram discretizadas em elementos menores, com 5 mm de comprimento, para incluírem os efeitos de condução de calor na própria chapa.

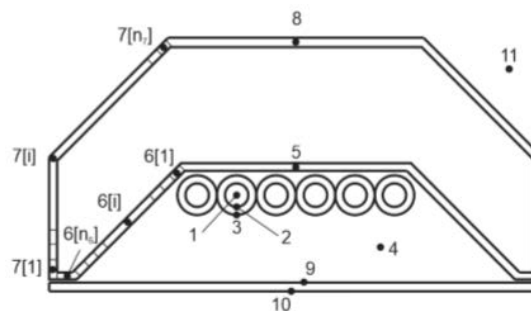


Fig. 1. Seção transversal do absorvedor com a numeração de cada componente relevante ao balanço de energia.

Tabela 1. Componente representado por cada número de acordo com a Fig. 1.

Número	Componente
1	fluido
2	parede interna tubo absorvedor
3	parede externa tubo absorvedor
4	ar interno
5	chapa de alumínio superior interna
6	chapa de alumínio lateral interna
7	chapa de alumínio lateral externa
8	chapa de alumínio superior externa
9	superfície interna do vidro
10	superfície externa do vidro
11	ar ambiente externo

O modelo desenvolvido foi calculado por unidade de comprimento do absorvedor. Foram negligenciadas as taxas de calor por radiação envolvendo as chapas de alumínio internas e externas, pois além dos valores de emissividade e absorvidade do alumínio serem pequenos, em torno de 0,06 e 0,15, respectivamente, as temperaturas dessas chapas também são baixas. A Fig. 2 mostra o circuito térmico com todas as taxas de transferência de calor analisadas para o absorvedor operando com a chapa de vidro. Os números subscritos representam os componentes envolvidos e as letras *cond*, *conv* e *rad* representam os modos de transferência de calor por condução, convecção e radiação, respectivamente. Os índices, sobrescritos, *iso*, nas taxas  $\dot{q}'_{58cond^{iso}}$  e  $\dot{q}'_{67cond^{iso}}$ , referem-se ao isolamento térmico de lã de rocha, que preenche o espaço entre as chapas de alumínio externas e internas. O parâmetro *i*, entre colchetes, presente na taxa  $\dot{q}'_{67cond[i]}$ , por exemplo, refere-se aos elementos da discretização das superfícies 6 e 7, conforme mostrado na Fig. 1.

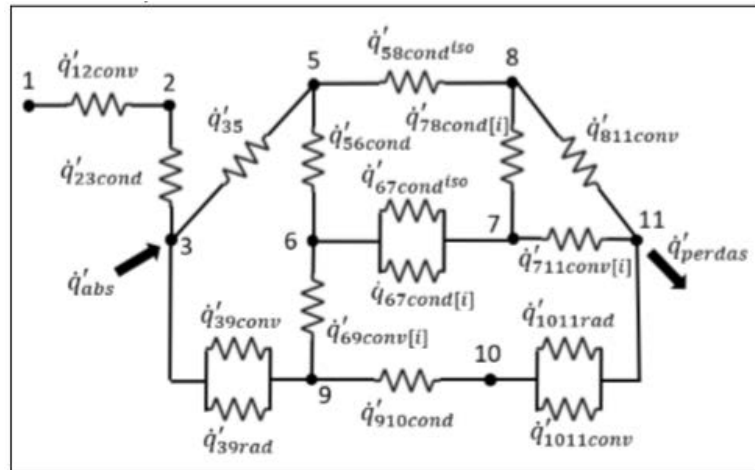


Fig. 2. Circuito térmico com as taxas de transferência de calor envolvidas no absorvedor operando com o vidro.

No circuito térmico do absorvedor existem 17 taxas de transferência de calor a serem determinadas, em que as incógnitas são nove temperaturas, de  $T_2$  a  $T_{10}$ . Efetuando o balanço de energia nos pontos de 2 ao 10, obtêm-se as oito equações necessárias, Eq.1 à Eq. 8.

$$\dot{q}'_{12conv} = \dot{q}'_{23cond} \quad (1)$$

$$\dot{q}'_{23cond} + \dot{q}'_{abs} = \dot{q}'_{35} + \dot{q}'_{39rad} + \dot{q}'_{39conv} \quad (2)$$

$$\dot{q}'_{35} = \dot{q}'_{58cond^{iso}} + \dot{q}'_{56cond} \quad (3)$$

$$\dot{q}'_{56cond} = \dot{q}'_{67cond[i]} + \dot{q}'_{67cond^{iso}} + \dot{q}'_{69conv} \quad (4)$$

$$\dot{q}'_{67cond[i]} + \dot{q}'_{67cond^{iso}} = \dot{q}'_{78cond[i]} + \dot{q}'_{711conv[i]} \quad (5)$$

$$\dot{q}'_{58cond^{iso}} + \dot{q}'_{78cond[i]} = \dot{q}'_{811conv} \quad (6)$$

$$\dot{q}'_{39conv} + \dot{q}'_{39rad} + \dot{q}'_{69conv[i]} = \dot{q}'_{910cond} \quad (7)$$

$$\dot{q}'_{910cond} = \dot{q}'_{1011rad} + \dot{q}'_{1011conv} \quad (8)$$

A taxa de calor, por unidade de comprimento, que chega à superfície dos tubos devido à incidência de radiação concentrada,  $\dot{q}'_{abs}$ , é calculada pela Eq. 9, em função das propriedades do Fresnel e da intensidade de irradiação solar direta. O cálculo das perdas térmicas, por unidade de comprimento, é obtido por meio da Eq. 10.

$$\dot{q}'_{abs} = \frac{DNI A_{col} \eta_{opt}}{2 L_{col}} \quad (9)$$

$$\dot{q}'_{perdas} = \dot{q}'_{1011conv} + \dot{q}'_{1011rad} + \dot{q}'_{711conv[i]} + \dot{q}'_{811conv} \quad (10)$$

A taxa de transferência de calor por convecção entre o fluido e a parede interna,  $\dot{q}'_{12conv}$ , foi calculada utilizando a correlação de *Gnielinski* para determinar o coeficiente de transferência de calor. A taxa de calor por condução através da parede dos tubos,  $\dot{q}'_{23cond}$ , é obtida pela equação da condução em dutos circulares com o devido valor para a condutividade térmica. Os tubos utilizados e modelados são de aço inoxidável.

A taxa de transferência de calor por condução através do isolamento térmico de lã de rocha, da parede 5 até a parede 8,  $\dot{q}'_{58cond^{iso}}$ , é calculada utilizando-se a condutividade térmica e espessura do isolamento térmico.

Na condução de calor, através do isolamento, da superfície 6 para a 7,  $\dot{q}'_{67cond^{iso}}$ , foi considerada a temperatura média de cada chapa, uma vez que estas são discretizadas e sua temperatura varia ao longo do comprimento. Para incluir este efeito no balanço de energia em cada elemento discretizado, a taxa total de transferência de calor pelo isolamento, foi dividida, por igual, entre o número de elementos de cada superfície. Essa simplificação não deve causar erros significativos pois a taxa de calor transferida pelo isolamento térmico, é muito pequena, quando comparada às outras taxas envolvidas.

As taxas de transferência de calor por condução através das chapas de alumínio,  $\dot{q}'_{56cond}$ ,  $\dot{q}'_{67cond[i]}$  e  $\dot{q}'_{78cond[i]}$ , são calculadas para cada elemento da discretização.

A condução de calor através da janela de vidro,  $\dot{q}'_{910cond}$  é obtida utilizando a condutividade térmica e a espessura da janela de vidro do absorvedor.

As taxas de transferência de calor por radiação envolvidas são da superfície 3 para a 9, e da superfície 10 para o ambiente externo. A área da superfície 3 considerada nesta análise foi de uma chapa plana com dimensões iguais da chapa 5. Pelo fato de a interação da radiação com a superfície 6 ter sido negligenciada, sendo que a radiação que seria interceptada por esta superfície seria refletida, toda a radiação que é emitida pelos tubos atinge o vidro. Assim, o fator de forma  $F_{39}$  é igual a unidade, assim como para a superfície 10, que emite para todo o hemisfério, com fator de forma também igual unidade.

As taxas de transferência de calor por convecção com o ar externo,  $\dot{q}'_{711conv[i]}$ ,  $\dot{q}'_{811conv}$  e  $\dot{q}'_{1011conv}$ , foram calculadas com correlações para escoamento externo laminar. Com os comprimentos envolvidos, e a maior velocidade do vento considerada, de 7m/s, o maior número de *Reynolds* obtido fica aquém de  $5 \times 10^5$ , considerado o valor para a transição do regime laminar a turbulento em escoamentos paralelos a placas. Os números de *Nusselt* necessários para determinar os coeficientes de convecção externa, para as superfícies 7, 8 e 10 foram calculados pela Eq. 11. Os valores encontrados para os três coeficientes de convecção,  $h_{711}$ ,  $h_{811}$  e  $h_{1011}$ , são muito próximos, variando entre 5,5 e 23,7 W/m<sup>2</sup>K para velocidades do vento,  $V_{11}$ , de 0,7 m/s a 7 m/s. A taxa de calor transferido por convecção entre a superfície da chapa 7 e o ar externo foi calculada para cada elemento discretizado, sendo a taxa total igual à soma das taxas transferidas desses elementos.

$$Nu_{1011} = 0,664 Re_{1011}^{\left(\frac{1}{2}\right)} Pr_{11}^{\left(\frac{1}{3}\right)} \quad (11)$$

A determinação dos coeficientes internos de convecção na cavidade trapezoidal é um dos maiores desafios. Entretanto, por ser aquecida por cima, a temperatura do ar fica estratificada, suprimindo a convecção. Neste modelo, o modo de transferência de calor entre os tubos e o vidro,  $\dot{q}'_{39conv}$ , será considerado como sendo apenas por difusão através do ar. Esta hipótese foi testada e analisada, em simulações CFD, sem causar prejuízos significativos nos resultados (MOHAN, SAXENA, SINGH 2018). A convecção da superfície 6 para a 9 foi discretizada, nos elementos em 6, e, também é considerada como somente difusão pelo ar.

A taxa de calor transferido entre a superfície dos tubos e a chapa interna superior  $\dot{q}'_{35}$ , ocorre devido ao contato direto dos tubos com a chapa e, em menor escala, por convecção natural. A determinação do coeficiente de transferência de calor entre essas duas superfícies é de difícil tarefa, por não ser possível determinar com a precisão necessária, a área de contato, a resistência de contato e o coeficiente de convecção. Entretanto o CFL construído foi instrumentado com sensores de temperatura na chapa 5. Com diversos testes experimentais realizados foi possível correlacionar a temperatura da chapa 5 com a temperatura do fluido,  $T_f$ . Assim a temperatura da chapa,  $T_5$ , não é mais uma incógnita nas equações e passa a ser dependente de  $T_f$ .

## RESULTADOS

Comparando os resultados obtidos no modelo com os resultados dos testes de perdas térmicas, sem incidência de radiação concentrada, obtêm-se o gráfico da Fig. 3. Observa-se que os resultados obtiveram uma boa correlação, com todos os pontos, a exceção de dois, ficando dentro da margem das incertezas experimentais. Os resultados obtidos com o modelo forneceram, em média, valores 10% maiores do que os obtidos experimentalmente, variando entre - 17% e 51% nos casos extremos.

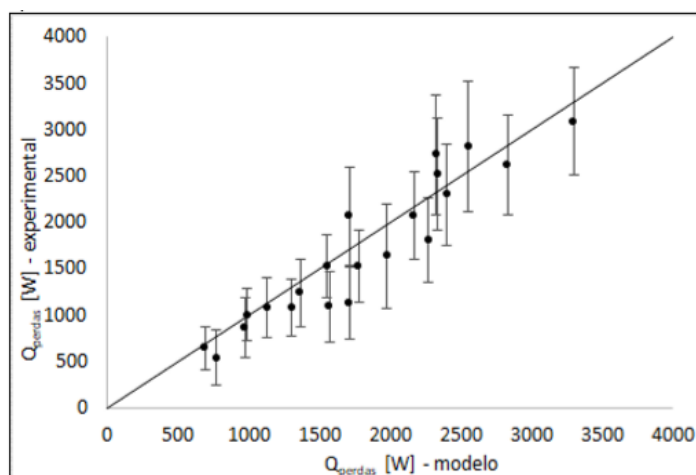


Fig. 3. Comparação dos resultados obtidos no modelo de transferência de calor com os testes de perdas térmicas sem incidência de radiação concentrada no absorvedor.

Nestas condições, o calor perdido para o ambiente, é repartido da seguinte forma: 70% devido a perdas por convecção através das chapas externas, e 30% devido a perdas por convecção e radiação através da janela de vidro. Analisando os fatores que influenciaram as diferenças entre os resultados experimentais e teóricos, constatou-se que a velocidade do vento é um dos mais influentes.

O motivo desta alta taxa de perda de calor por convecção com as chapas externas se dá pelo fato de estas serem de alumínio, um material com alta condutividade térmica. Estas chapas funcionaram como aletas lavando o calor para fora. O uso do alumínio deve ser reconsiderado em projetos futuros. A mesma simulação foi realizada considerando que o absorvedor era feito com chapas de aço inoxidável e mais finas, para suprimir o efeito aleta comentado. Foram encontrados valores substancialmente menores para as perdas térmicas, chegando até 70% a menos.

A Figura 4 mostra a relação entre a velocidade do vento e a diferença percentual obtida entre os resultados. Valores positivos para a diferença obtida significam que o valor obtido no modelo foi maior do que o experimental. Pela Fig. 4 observa-se que um aumento na velocidade do vento, aumenta a diferença obtida. Uma possível explicação para este fato é que os valores da velocidade do vento utilizados nos cálculos eram maiores do que os da velocidade sobre o absorvedor. Os dados utilizados são de uma estação solarimétrica localizada a, aproximadamente, 80 m da bancada e instalada sobre um prédio que sofre pouca interferência de prédios vizinhos sobre a velocidade do vento. O Fresnel está situado em um prédio mais baixo, onde a velocidade do vento muito provavelmente é menor. A direção do vento não foi considerada na análise e, dependendo se a incidência do vento é transversal ou longitudinal ao absorvedor, as perdas por convecção podem ser bem distintas do que o calculado com o modelo.

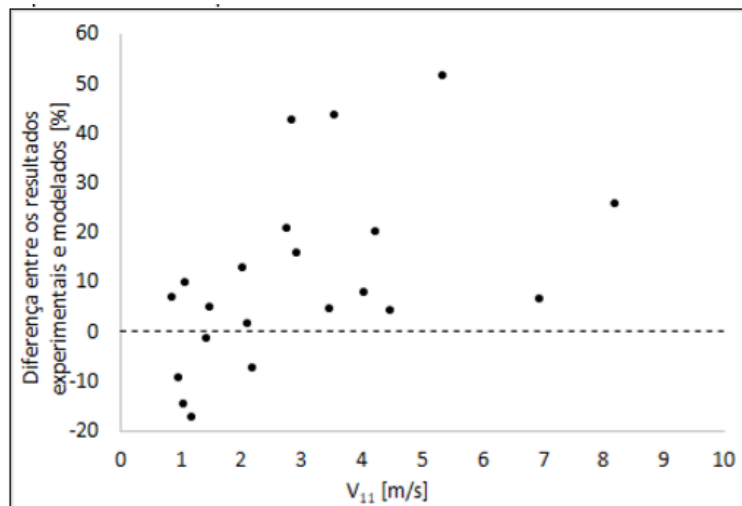


Fig. 4. Influência da velocidade do vento na diferença entre os resultados obtidos experimentalmente e pelo modelo.

A Figura 5 mostra a influência do vento sobre o cálculo as perdas térmicas utilizando o modelo. É perceptível o aumento das perdas com o aumento da velocidade do vento, o que não foi possível de se afirmar nos testes experimentais. Essa pode ser mais uma evidência de que a velocidade do vento no absorvedor é menor do que a medida na estação solarimétrica. A instalação de um anemômetro próximo ao absorvedor permitiria obter a velocidade real do vento na bancada de testes.

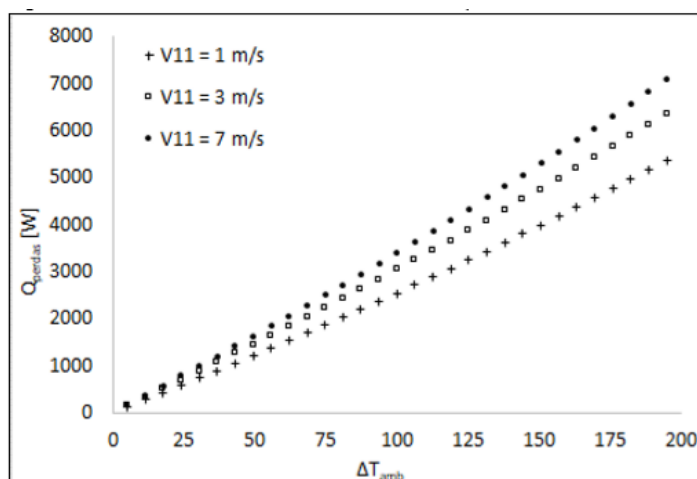


Fig. 5. Influência da velocidade do vento nas perdas térmicas obtidas com o modelo.

As Figuras 6 e 7 apresentam os valores totais para todas as taxas de transferência de calor em um teste de perdas térmicas, sem incidência de radiação concentrada, e em um teste em condições reais de operação, com radiação concentrada atingindo o absorvedor.

Ambos os testes foram realizados nas mesmas condições, com a temperatura do fluido em 150°C, vazão volumétrica de 0,22 l/s e o ambiente a 25°C com velocidade do vento de 3 m/s. Nos esquemas do circuito térmico, a diferença entre os testes está na taxa de calor incidente no absorvedor,  $\dot{q}'_{abs}$ , que no primeiro caso é zero e no segundo possui um valor de 29160 W.

Nota-se que as perdas térmicas se alteram muito pouco, indo de 3869 W, no primeiro caso, para 3887 W, no segundo caso, representando um ligeiro aumento de 0,5% nas perdas térmicas. A temperatura da parede externa dos tubos absorvedores,  $T_3$ , foi de 149,8°C e 151,6°C, no primeiro e segundo caso, respectivamente. Essa pequena diferença na temperatura faz com as perdas térmicas em ambos os casos seja muito parecida. Com essa análise, corrobora-se a conclusão de que utilizar a temperatura do fluido como referência para estimar as perdas térmicas não introduz erros significativos, para a temperatura diferença de temperatura analisada.

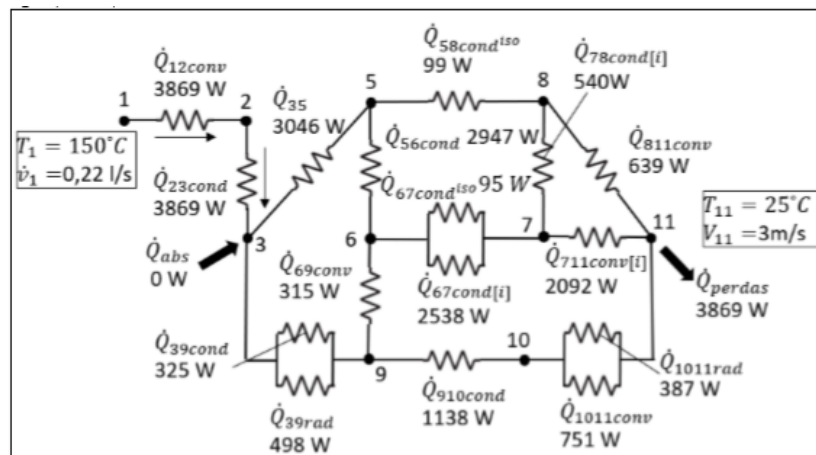


Fig. 6. Valores totais das taxas de transferência de calor em uma simulação de teste perdas térmicas, sem incidência de radiação concentrada, nas seguintes condições:  $T_1=150^\circ\text{C}$ ,  $\dot{v}_1=0,22$  l/s,  $T_{11}=25^\circ\text{C}$  e  $V_{11}=3$  m/s.

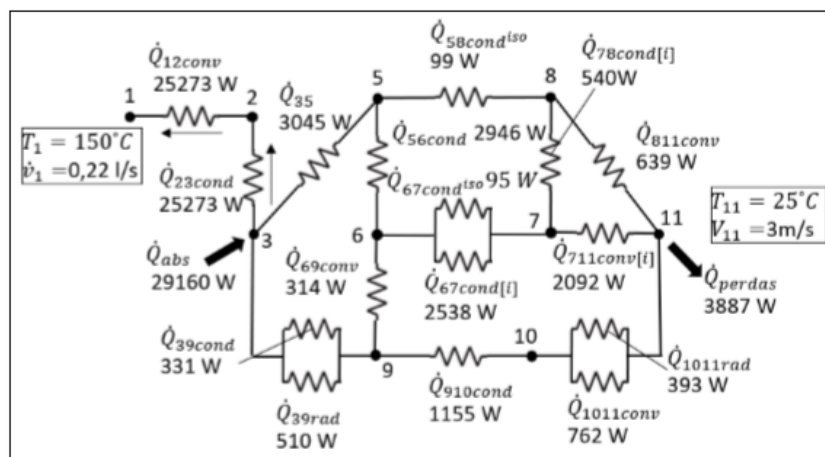


Fig. 7. Valores totais das taxas de transferência de calor em uma simulação de teste de desempenho, com incidência de radiação concentrada, nas seguintes condições:  $T_1=150^\circ\text{C}$ ,  $\dot{v}_1=0,22$  l/s,  $T_{11}=25^\circ\text{C}$  e  $V_{11}=3$  m/s,  $\text{DNI}=1000$  W/m<sup>2</sup>.

## CONCLUSÕES

Um modelo analítico que considera os modos transferência de calor foi desenvolvido e simulado para um CFL operando com um absorvedor trapezoidal multi-tubos.

Os resultados obtidos foram satisfatórios, com o modelo superestimando as perdas térmicas em 10%, na média, na comparação com resultados experimentais. A hipótese de considerar que a transferência de calor no interior da cavidade ocorre apenas por difusão no ar, devido à estratificação da temperatura do ar que suprime a convecção natural, não causou prejuízos aos resultados obtidos.

A alta condutividade das chapas de alumínio foi responsável por transferir o calor para as chapas externas, chegando a representar até 70% do total de perdas térmicas. A substituição do material, aço inoxidável no lugar do alumínio, e a escolha de chapas de menor espessura permitiram reduzir em até 70% as perdas térmicas.

Com o modelo foi possível corroborar os resultados experimentais de que com o Fresnel operando com o absorvedor analisado não houve diferença nas perdas térmicas nos testes com e sem a incidência de radiação concentrada no absorvedor, operando nas mesmas condições de temperatura e vazão do fluido térmico e condições ambientais de temperatura e velocidade do vento.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Universidade Federal de Santa Catarina e ao POSMEC/UFSC pela infraestrutura disponível e ao CNPq pelo apoio financeiro através do projeto n° 406357/2013-17.

#### REFERÊNCIAS

- Dey, C. J. Heat transfer aspects of an elevated linear absorber. *Solar Energy*, v. 76, n. 1–3, p. 243–249, 2004.
- Facão, J.; Oliveira, A. C. (2011) Numerical simulation of a trapezoidal cavity receiver for a linear Fresnel solar collector concentrator. *Renewable Energy*. 36, 90–96.
- Flores Larsen, S.; Altamirano, M.; Hernández (2012) A. Heat loss of a trapezoidal cavity absorber for a linear Fresnel reflecting solar concentrator. *Renewable Energy*. 39, 198–206.
- Manikumar, R.; Valan Arasu, A. (2014) Heat loss characteristics study of a trapezoidal cavity absorber with and without plate for a linear Fresnel reflector solar concentrator system. *Renewable Energy*. 63, 98–108.
- Moghimi, M. A.; Craig, K. J.; Meyer, J. P. (2015) Optimization of a trapezoidal cavity absorber for the Linear Fresnel Reflector. *Solar Energy*. 119, 343–361.
- Mohan, S.; Saxena, A.; Singh, S. (2018) Heat loss analysis from a trapezoidal cavity receiver in LFR system using conduction-radiation model. *Solar Energy*. 159, 37–43.
- Reynolds, D. J. et al. (2004). An experimental and computational study of the heat loss characteristics of a trapezoidal cavity absorber. *Solar Energy*. 76, 229–234.
- Sahoo, S. S.; Singh, S.; Banerjee, R. (2012). Analysis of heat losses from a trapezoidal cavity used for Linear Fresnel Reflector system. *Solar Energy*. 86, 1313–1322.
- Saxena, A. et al. (2016) Numerical analysis of convective and radiative heat losses from trapezoidal cavity receiver in LFR systems. *Solar Energy*. 137, 308–316.
- Singh, P. L.; Sarviya, R. M.; Bhagoria, J. L. (2010) Heat loss study of trapezoidal cavity absorbers for linear solar concentrating collector. *Energy Conversion and Management*. 51, 329–337.



## CÉLULAS SOLARES ULTRAFINAS DE CU(IN,GA)SE<sub>2</sub> :PASSIVAÇÃO DE INTERFACES

Curado M.A.<sup>1,2</sup>, Cunha J.M.V.<sup>1,3,4</sup>, Alberto H.V.<sup>2</sup>, Vilão R.C.<sup>2</sup>, Simões A.F.A.<sup>2</sup>, Fernandes P.A.<sup>1,4,5</sup>, Teixeira J.P.<sup>1</sup>, Leitão J.<sup>3,5</sup>, Gil J.M.<sup>2</sup>, Salomé P.M.P.<sup>1,3</sup>

- 1) Nanofabrication for Optoelectronic Applications, International Iberian Nanotechnology Laboratory, Av. Mestre José Veiga s/n, Braga, Portugal
- 2) University of Coimbra, CFisUC, Department of Physics, R. Larga, P-3004-516 Coimbra, Portugal
- 3) Departamento de Física, Universidade de Aveiro, Campus Universitário de Santiago, 3810-193 Aveiro, Portugal
- 4) I3N, Universidade de Aveiro, Campus Universitário de Santiago, 3810-193 Aveiro, Portugal
- 5) CIETI, Departamento de Física, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Instituto Politécnico do Porto, Porto 4200-072, Portugal

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2040>

### RESUMEN/RESUMO

A comunidade de Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> (CIGS) tem focado grande parte da sua investigação no estudo e melhoramento das propriedades cristalinas do CIGS. A última estratégia utilizada, que tem permitido aumentar o valor de eficiência das células solares, passa pela implementação de elementos alcalinos através de tratamentos pós-deposição (PDT). Para se atingir valores de conversão de eficiência competitivos é necessário melhorar as interfaces do CIGS. Neste estudo, focamo-nos no estudo das propriedades morfológicas, estruturais e optoelectrónicas entre o CIGS e a alumina (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), que tem o potencial de ser usada como camada passivadora frontal. Pode-se concluir que as propriedades morfológicas e estruturais não são alteradas devido à deposição do Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. O Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> não resiste ao banho químico usado para a deposição do CdS. O Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> apresenta um valor de densidade de defeitos baixos, uma propriedade desejada destas camadas. Este estudo demonstra a potencialidade de se utilizar a Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, para camadas buffer alternativas, que não usem processos químicos durante a sua deposição.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Células Solares CIGS Ultrafino, Passivação, Interface, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>

### ABSTRACT

Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> (CIGS) community have been focusing the research line in the study and improvement of the crystalline properties of CIGS. The last trend, to increase the light to power conversion efficiency values, is the use of fluoride-alkaline post-deposition treatments. (PDT). To reach competitive efficiency values, it is necessary to focus on the improvement of CIGS interface. In this work, we focus on the study of the structural, morphological and optoelectronic properties in the interface of CIGS and alumina (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) which has the potential to be used as front passivation layer. We can conclude that the structural and morphological properties of CIGS remain the same with the deposition of Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. When it was deposited the CdS, on Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, the Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> layer does not resist to the CdS chemical bath deposition. The interface Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>/CIGS has a low density of defects value, which is one of the desired properties of a passivation layer. This study demonstrates the potential of using Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> as a front passivation layer with alternative buffer layers to CdS that do not use chemical processes during the deposition.

KEYWORDS: Ultrathin CIGS Solar Cells, Passivation, Interface, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>

## INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

Células solares de filme fino de  $\text{Cu(In,Ga)Se}_2$  (CIGS) já são produtos comerciais e apresentam muitas vantagens para produção local a nível europeu, para integração em edifícios e em outras aplicações específicas (Mario Paliaro et al. 2010). Adicionalmente, a tecnologia de CIGS precisa de um capex bastante inferior à tecnologia de silício para ser competitiva (V. Bernudez 2017). No entanto, ao contrário da arquitetura de células solares de silício que se tem reinventado e evoluído bastante, a arquitetura das células de CIGS é a mesma desde 1986 (R. R. Potter et al. 1985). Para aumentar o valor de eficiência do CIGS, a estratégia que a comunidade do CIGS tem usado nos últimos anos é a deposição de uma camada fina de um fluoreto alcalino (Adrian Chirilă *et al.*, 2013). Inicialmente, começou-se com um uma camada fina de NaF, mas depois utilizaram-se elementos alcalinos mais pesados. O recorde mundial de eficiência do CIGS encontra-se em 23.35% (Motoshi Nakamura *et al.* (2019), usando o elemento alcalino de Cs. Esta estratégia tem dado ótimos resultados em laboratório, mas é bastante complicado transportar esta estratégia para a escala industrial. Em células ultrafinas de CIGS, outra estratégia usada para aumentar a eficiência da célula solar é a utilização de camadas passivadoras no contacto posterior da célula solar. O objectivo desta camada é reduzir o número de defeitos na interface, por dois métodos: i) passivação química que neutraliza os defeitos na interface e ii) passivação eléctrica, no qual as cargas fixas presentes no isolador repelem ou atraem os portadores minoritários do CIGS através do efeito de campo eléctrico gerado pelas cargas fixas do dieléctrico. Uma consequência positiva na utilização desta estratégia para o contacto posterior é também combater o efeito parasítico de absorção do molibdénio (Mo). Para se aplicar esta estratégia com sucesso é necessário utilizar uma camada isoladora ultrafina (aproximadamente dois nanómetros para fazer tunneling), ou a criação de uma estrutura de pontos de contacto de forma a ser possível o contacto entre o Mo e o CIGS.

Neste trabalho vamos então estudar a possibilidade de introduzir camadas de passivação de interface frontal do CIGS. Estes esquemas de passivação têm o potencial de aumentar o desempenho eléctrico das células solares até 3.5 % (Giovanna Sozzi et al. 2007, Bart Vermang et al. 2013). Sendo esta estratégia inovadora no CIGS, ainda existe pouca literatura neste campo, mas demonstra um pequeno aumento de eficiência da célula solar, comparando com uma referência (Florian Werner et al 2020). Assim sendo, é necessário realizar um estudo fundamental para perceber a interface entre a camada de passivação e o CIGS. Neste trabalho propomos um estudo fundamental para perceber como é que a interface é afetada com a deposição de  $\text{Al}_2\text{O}_3$  no CIGS a nível estrutural, morfológico e optoelectrónico.

## SECÇÃO EXPERIMENTAL

Os substratos utilizados para a deposição do CIGS consiste em vidro, (soda-lime glass, SLG), no qual é depositado por pulverização catódica o molibdénio, que é o contacto posterior da amostra. De seguida é depositado o CIGS através de co-evaporação. A espessura final obtida do filme de CIGS foi de 2.0  $\mu\text{m}$  e com as seguintes composições  $[\text{Cu}]/([\text{Ga}] + [\text{In}]) = 0.92 \pm 0.01$  e  $[\text{Ga}]/([\text{Ga}] + [\text{In}]) = 0.41 \pm 0.02$ . Uma descrição mais detalhada de todo o processo encontra-se na seguinte referência (Lindahl J. et al. 2013). A amostra foi dividida em 4 pedaços iguais de 2.5 x 2.5 cm, sofrendo cada um deles um tratamento diferente (Fig. 1). Na amostra de referência (Ref), foi depositado CdS através de banho químico (CBD). Noutras duas amostras foi apenas depositado  $\text{Al}_2\text{O}_3$  pela técnica de deposição de camada atómica (ALD), mudando apenas entre elas o número de ciclos. Numa amostra foi utilizado 50 ciclos de deposição de  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , tendo-se apontado assim para um valor nominal de 5 nm, ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ 5nm) e na outra amostra foram usados 250 ciclos, tendo-se estimado uma espessura de 25 nm ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ 25nm). No último pedaço, foi depositado  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , usando as mesmas condições da amostra  $\text{Al}_2\text{O}_3$ 5nm, sendo de seguida depositado CdS por CBD, com as mesmas condições da amostra de referência. A temperatura usada para a deposição do  $\text{Al}_2\text{O}_3$  foi sempre a mesma, 100 °C. Foram feitos dois conjuntos de amostras com estas características, sujeitos a diferentes tipos de caracterização. O primeiro conjunto foi utilizado para caracterização morfológica e o segundo conjunto para caracterização optoelectrónica. No segundo conjunto de amostras, foi necessário depositar dos contactos frontais de Al, com uma espessura de 400 nm, por evaporação, no sentido de se realizarem medidas eléctricas. Cada contacto frontal tem um diâmetro de 1 mm.

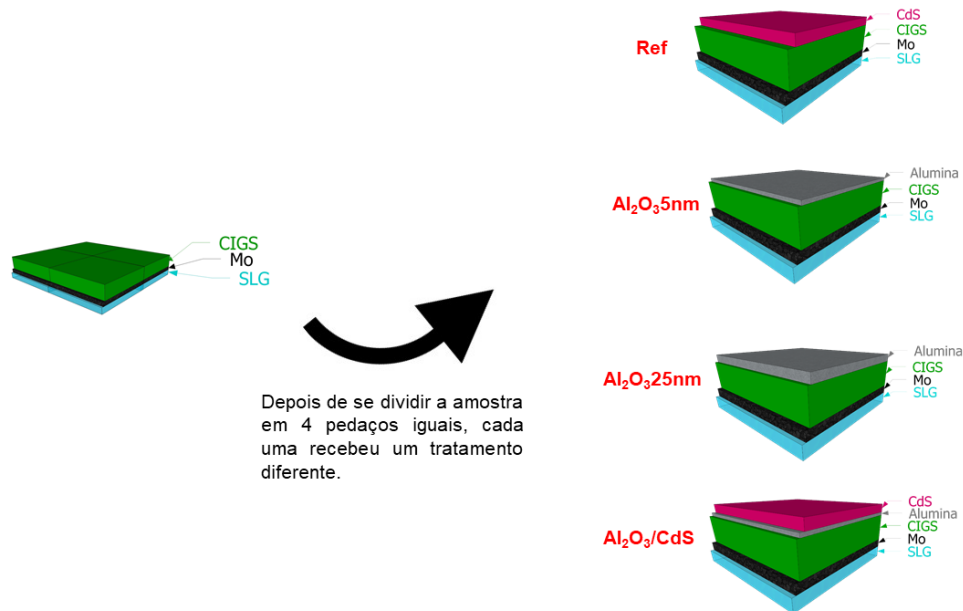


Fig. 1: Esquema de preparação das amostras, com o tratamento que cada uma sofreu e o seu nome atribuído ao longo do artigo.

### CARACTERIZAÇÃO ESTRUTURAL E OPTOELECTRÓNICA

Para se perceber o impacto morfológico, estrutural e optoelectrónico da deposição da camada de  $\text{Al}_2\text{O}_3$  no CIGS, dispusemos de várias técnicas de caracterização. Para a caracterização morfológica foi utilizada espectroscopia de Raman, técnica, esta que permite avaliar a formação de fases secundárias no CIGS; difração de raios-X de ângulo rasante (GIXRD), para determinar qual é o plano cristalino preferencial de cada amostra à superfície da mesma e difração de raios-X (XRD), para avaliar a estrutura cristalina presente em toda a camada de CIGS. Para determinar as espessuras de cada filme depositado sobre o CIGS, foi utilizado microscopia de transmissão eletrónica (TEM) e para se perceber a distribuição de elementos de cada amostra foi utilizado a espectroscopia de raios X por dispersão em energia (EDS). Como medida complementar, numa das amostras foi usado espectroscopia de fotoelectrões emitidos por raios-X (XPS). Para a caracterização optoelectrónica, foi realizadas medidas elétricas na estrutura metal-isolador-semiconductor (MIS), para se obter a densidade de defeitos na interface entre o dielétrico e o semiconductor e a densidade de cargas fixas na superfície do isolador. Tais resultados só são se podem extrair nas amostras  $\text{Al}_2\text{O}_3$ 5nm e  $\text{Al}_2\text{O}_3$ 25nm. Para todas as amostras foi possível medir a capacidade em função da frequência, fixando a diferença de potencial aplicada, simulando, de seguida, o circuito elétrico associado a cada amostra. Uma descrição mais detalhada de todo este processo encontra-se descrita no artigo (José M. V. Cunha et al, 2019). Ainda foram executadas medidas de fotoluminescência e fotoluminescência resolvida no tempo, para se perceber quais os principais canais recombinativos presentes em cada amostra e ainda espectroscopia de muões, uma técnica bastante sensível a campos elétricos locais ou impurezas dentro de um semiconductor.

### RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Para se implementar com sucesso a estratégia de passivação frontal no CIGS, é necessário realizar um estudo fundamental para perceber o impacto do  $\text{Al}_2\text{O}_3$  nas propriedades do CIGS. Para se avaliar o impacto do  $\text{Al}_2\text{O}_3$  nas propriedades da interface do CIGS, recorreu-se à espectroscopia de Raman e ao GIXRD, complementadas por medidas de XRD no sentido de avaliar as propriedades cristalinas do CIGS em profundidade.

Os espectros de Raman, (Fig. 2a)) revelam um pico bem definido para todas as amostras a  $176\text{ cm}^{-1}$ , correlacionado com o módulo de simetria  $A_1$  e um pico mais largo a  $217\text{ cm}^{-1}$ , que é o módulo de simetria  $B_2/E$  ambos atribuídos ao CIGS. O pico  $A_1$  é bastante semelhante entre todas as amostras, o que é um indício que a deposição de  $\text{Al}_2\text{O}_3$  não provoca nenhum dano estrutural na superfície do CIGS. Nas amostras que contêm CdS, Ref e  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{CdS}$ , é ainda possível ver o pico correspondente ao módulo de simetria do CdS. No caso da amostra de  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{CdS}$ , o pico é muito mais largo que o observado para a amostra Ref, o que pode ser um indício que as camadas de CdS destas duas amostras podem ter propriedades morfológicas diferentes. Um dos fatores que pode ter levado a que o pico de CdS apresente uma assimetria para valores de número de onda menores é a existência de um pequeno sinal de  $\text{Cu}_{2-x}\text{Se}$ , que se situa no valor de  $260\text{ cm}^{-1}$ . Para complementar os dados de Raman foi realizado medidas de GIXRD e de XRD. No caso das amostras de  $\text{Al}_2\text{O}_3$ 5nm e  $\text{Al}_2\text{O}_3$ 25nm, a relação de intensidade dos

planos  $I_{(112)}/I_{(204)}$  entre o GIXRD e do XRD são muito semelhantes, mas no caso da amostra de  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{CdS}$ , a relação dos planos entre os resultados de GIXRD e XRD são bastantes diferentes (Ver Fig. 2b)). Esta indicação demonstra que a amostra de  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{CdS}$  apresenta uma estrutura cristalina diferente na superfície e no interior do filme. Analisando apenas o rácio de intensidades dos picos de difração do GIXRD de todas as amostras, podemos ver que a amostra de  $\text{Al}_2\text{O}_3$  apresenta um rácio muito maior do que as amostras que só contém  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , que poderá ser uma indicação que, estruturalmente, a interface do CIGS é diferente (Fig. 2b)).

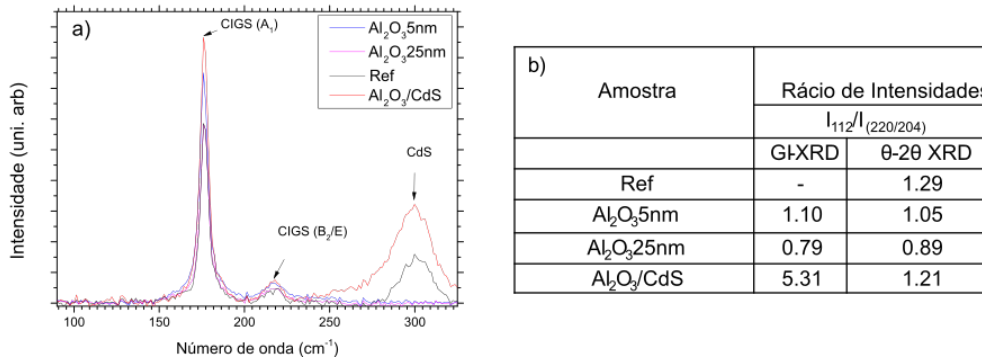


Fig. 2: Espectroscopia de Raman de todas as amostras estudadas. Não se verifica nenhuma diferença no pico principal de CIGS/CIGS

As imagens de TEM comprovam que o  $\text{Al}_2\text{O}_3$  não altera a estrutura morfológica do CIGS, como a Fig. 3 revela. Para determinar se ocorre difusão de elementos entre o  $\text{Al}_2\text{O}_3$  e o CIGS registou-se um mapa EDS para a amostra  $\text{Al}_2\text{O}_3$ 25nm. Esta técnica revelou duas camadas bem definidas, sem a existência de difusão de elementos entre o  $\text{Al}_2\text{O}_3$  e o CIGS. No caso da amostra  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{CdS}$ , também se utilizou esta técnica, para se compreender se a camada de  $\text{Al}_2\text{O}_3$  resiste ao banho químico na deposição do CdS, dado que a camada de  $\text{Al}_2\text{O}_3$  ter uma espessura pequena comparando com as espessuras dos filmes do CIGS e do CdS. Os resultados de EDS para a amostra de  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{CdS}$  indicam que a camada de  $\text{Al}_2\text{O}_3$  não resiste ao CBD. Para confirmar estes resultados, recorreu-se ao XPS, pois é uma técnica com maior sensibilidade na indentificação e detecção de elementos químicos. Os resultados de XPS suportam o resultado que se obteve a partir do mapa de EDS da amostra  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{CdS}$ .

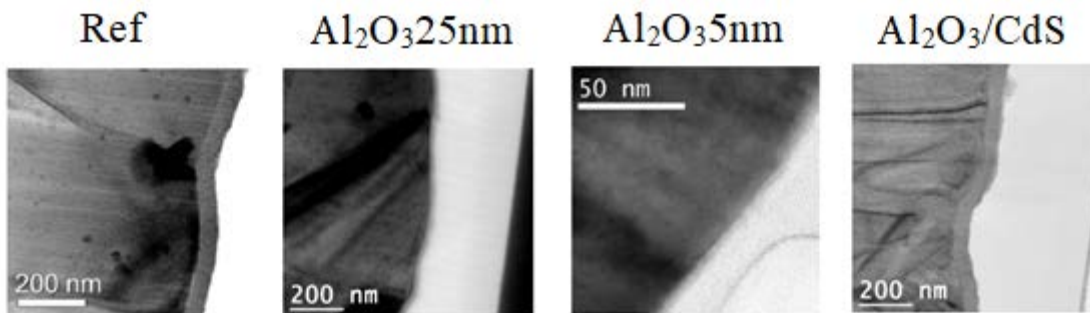


Fig. 3: Imagem de secção de corte de TEM mostrando as várias amostras estudadas

Para se avaliar as propriedades optoelectrónicas foram realizadas medidas eléctricas nas estruturas metal-isolador-semiconductor (MIS). Estas medidas permitiram extrair os valores de densidade de defeito  $D_{it}$  e densidade de carga fixa  $Q_f$  (Tabela 1). Os valores de  $D_{it}$  de ambas as amostras é baixo, sendo menores do que apresentado no estudo (Kotipalli *et al.* 2015). Se se comparar os valores da amostra de  $\text{Al}_2\text{O}_3$ 25nm com a amostra deste estudo a única diferença entre elas é a temperatura usada na deposição. No nosso estudo foi utilizado uma temperatura de 100 °C e no estudo de Kotipalli *et al.* foi usado uma temperatura de 300 °C, o que aparenta haver uma influência entre a temperatura usada e o valor final de  $D_{it}$ . Estudos mais detalhados deverão ser realizados para se determinar se existe uma correlação entre estas propriedades. O valor de  $Q_f$  obtido de ambas as amostras é baixo, e com polaridade oposta à apresentada em alguns estudos da literatura (J. M. V. Cunha *et al.* 2018, Kotipalli *et al.* 2015), o que indica que é um parâmetro que terá de ser otimizado para se extrair o máximo de potencial da camada passivadora.

Tabela 1: Valores de  $Q_f$  e de  $D_{it}$  das amostras de  $Al_2O_3$ 5nm e de  $Al_2O_3$ 25nm, e do estudo (Kotippali *et al.*2015)

Amostra	$Q_f$ (cm <sup>-2</sup> )	$D_{it}$ (eV <sup>-1</sup> cm <sup>-2</sup> )
$Al_2O_3$ 5nm	$-11 \times 10^9$	$1.5 \times 10^{11}$
$Al_2O_3$ 25nm	$-7 \times 10^9$	$3 \times 10^{11}$
Kotippali <i>et al.</i>	$+(8.1-33.0) \times 10^{11}$	$(1.2-3.4) \times 10^{12}$

Outras duas análises optoelectrónicas que foram feitas, e que aparenta haver uma correlação, foi entre a TRPL e a espectroscopia de muões. Para o caso da TRPL o melhor ajuste que foi possível realizar aos dados experimentais foi uma dupla exponencial, no qual o  $\tau_1$  corresponde há componente rápida, que associamos a separação de carga ou defeitos na interface e a componente lenta,  $\tau_2$  associamos a defeitos no bulk. Na espectroscopia de muão, cada material apresenta um valor de difração diamagnética característico desse material. Entre as duas camadas, existe uma interface que é caracterizada por uma difração diamagnética e uma extensão (Fig, 4). A difracção magnética da interface é sempre menor que a do CIGS (aproximadamente 83%), por isso designamos esta região como um poço. Os valores da extensão e de difração magnética do poço são apresentados na Tabela 2.

Se comparar os valores de TRPL com as dimensões da interface da espectroscopia de muão, existe uma correlação entre elas. Pode-se correlacionar a profundidade do muão com o  $\tau_1$  e a extensão da região de interface com o  $\tau_2$ . Isto poderá ser uma evidência que a espectroscopia de muões poderá ser sensível a separação de cargas e a processos recombinativos.

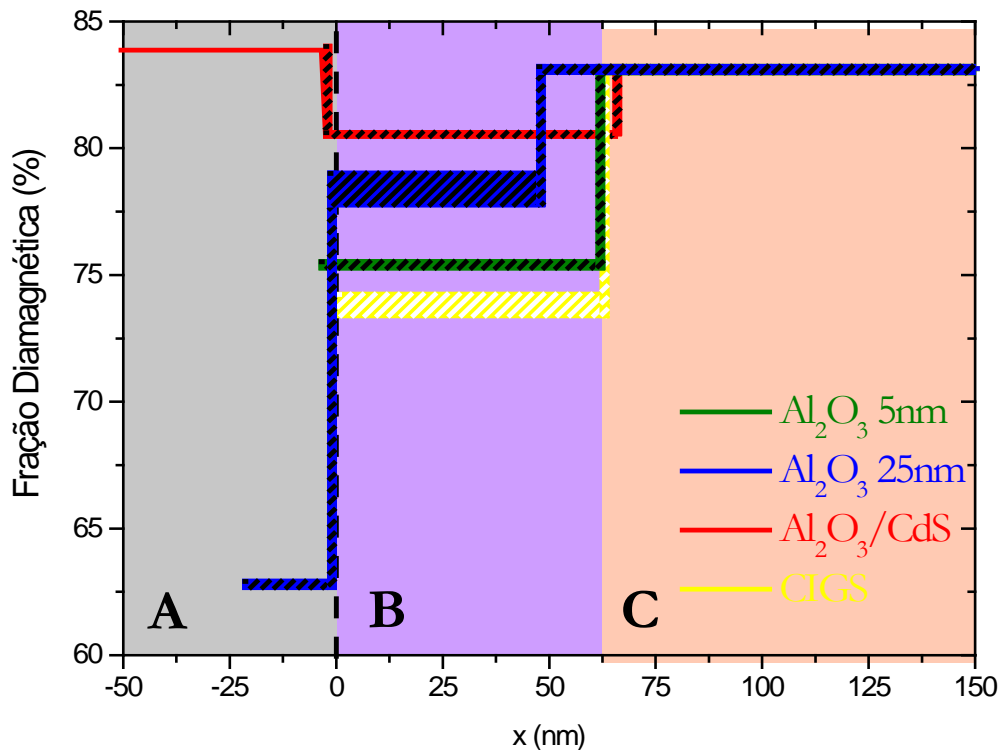


Fig. 4: Fração diamagnética em função da profundidade do CIGS. Consideramos o ponto  $x=0$ , como o início da camada de CIGS. Figura adaptada do artigo (M. A. Curado *et. al.*, 2020)

Tabela 2: Valores obtidos do modelo dupla-exponencial aplicado aos dados de TRPL e as dimensões da região de interface obtidos pela espectroscopia de muão.

Amostras	TRPL $\tau_1$ (ns)	TRPL $\tau_2$ (ns)	Fração Diamagnética (%)	Muão extensão (nm)
Ref	9.2	72.9	80.48	43.5
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 5nm	6.74	55.2	75.40	62.5
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 25nm	7.76	64.7	78.41	48.5
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /CdS	9.76	47.5	80.55	66.5

## COMENTÁRIOS FINAIS

Neste trabalho é demonstrado o potencial do Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> como camada passivadora frontal para aplicação na tecnologia CIGS. A deposição por ALD a 100 °C não altera as propriedades estruturais e morfológicas do CIGS. A utilização de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> entre o CIGS e o CdS não tem viabilidade, pois a camada passivadora de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> não resiste ao banho químico da deposição do CdS. O Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> depositado a esta temperatura apresenta um valor baixo de D<sub>it</sub>. Devido a estas características, o Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> poderá ser usado como camada passivadora frontal no CIGS, se forem usadas camadas buffer alternativas ao CdS. Este trabalho mostra que a introdução de estratégias de passivação da superfície do CIGS usando Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, introduz vários desafios. Se por um lado morfologicamente e quimicamente não existe uma forte influência na camada de CIGS, optoelectricamente observam-se alterações no comportamento do CIGS que têm que continuar a ser estudadas para permitir o uso benéfico em dispositivos.

## AGRADECIMIENTOS

P. M. P. Salomé agradece ao fundo da Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) através do projecto IF/00133/2015.J.M.V. Cunha agradece ao fundo da Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) através do projecto PD/BD/142780/2018. Agradece-se ao programa de investigação e inovação da União Europeia Horizonte 2020 através do projecto ARCIGS-M (no. 720887). Este trabalho é suportado pelo projecto NovaCell – Development of novel Ultrathin Solar Cell Architectures for low-light, low-cost, and flexible opto-electronic devices (028075) co-financiado pela FCT e pela ERDF através do COMPETE2020. Este trabalho é suportado pelo projecto InovSolarCells – Development of innovative nanostructured dielectric materials for interface passivation in thin film solar cells (029696) co-financiado pela FCT e pela ERDF através do COMPETE2020. O apoio financeiro dos projetos UIDB/50025/2020, UIDP/50025/2020 e UIDB/04730/2020 – Programático, é igualmente reconhecido. Um especial agradecimento ao Adam Hultqvist e Marika Edoff por ajudar na produção das amostras, ao Olivier Donzel-Gargand na preparação das lamelas e adquirir as imagens no TEM e ao Thomas Prokscha por ajudar nas medidas de espectroscopia de muão.

## REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- Mario Paliaro *et al* (2010), BIPV:merging the photovoltaic with the construction industry, Prog. Photovolt: Res. Appl;18, 61–72.
- V.Bernudez (2017), Economical and operational issues for CIGS in the future PV panorama, Solar Energy, 146, 85–93.
- R. R. Potter, C. Eberspacher, and L. B. Fabick (1985), *Device analysis of CuInSe<sub>2</sub>/(Cd,Zn)S/ZnO solar cells*, in Proceedings of the Conference Record of the 18<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1659–1664.
- Adrian Chirilă *et al* (2013), Potassium-induced surface modification of Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> thin films for high-efficiency solar cells, Nature Materials 12, 1107-1111.
- Motoshi Nakamura *et al* (2019), Cd-Free Cu(In,Ga)(Se,S)<sub>2</sub> thin-film solar cell with world record efficiency of 23.35%, IEE Journal of Photovoltaics,9, pp.1863-1867.
- Giovanna Sozzi *et al* (2007), Impact of front-side point contact/passivation geometry on thin-film solar cell performance, Solar Energy Materials and Solar Cells, 165, 94-102.
- Bart Vermang *et al* (2013), Development of rear surface passivated Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> thin film solar cells with nano-sized local rear point contacts, Solar Energy Materials and Solar Cells, 117, 505-511.

Florian Werner *et al* (2020), Ultra-thin passivation layer in Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> thin-film solar cells: full-area passivated front contacts and their impact on bulk doping, *Nature Scientific Reports*, 10,7530.

Pedro M. P. Salomé *et al*, *Passivation of Interfaces in Thin Film Solar Cells: Understanding the Effects of a Nanostructured Rear Point Contact Layer*, *Advanced Materials Interfaces*, 1701101, (2017)

Lindahl J. *et al*. (2013) Inline Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> Co-evaporation for High-Efficiency Solar Cells and Modules. *IEEE J Photovoltaics*. 3, 1100

José M. V. Cunha *et al*, (2019), Understanding the AC Equivalent Circuit Response of Ultrathin Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> Solar Cells, *IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS*, VOL. 9, NO. 5, pp. 1442-1448

Kotippali *et al* (2015), Investigating the electronic properties of Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>/Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> interface, *AIP advances* 5, 107101

J. M. V. Cunha *et al*. (2018) Insulator Materials for Interface Passivation of Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> Thin Films, *IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS*, VOL. 8, NO. 5, pp. 1313-1319

M.A.Curado *et al*.(2020) Front passivation of Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> solar cells using Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>: Culprits and benefits, submetido na *Applied Materials Today*.





**TINTAS SELETIVAS PARA APLICAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR TÉRMICA****Alves I.N.\*, Carvalho M.J.\*, Diamantino T.C.\***

\* Laboratório Nacional de Energia e Geologia I.P., Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649-038 Lisboa, Portugal,  
[isabel.nascimento@lneg.pt](mailto:isabel.nascimento@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2041>

**RESUMO**

As tintas espectralmente seletivas são atualmente uma potencial alternativa a outros revestimentos seletivos, como os obtidos por métodos de deposição a vácuo, para sistemas de energia solar térmica, tendo como benefícios a utilização de técnicas de aplicação e manutenção mais simples, disponibilidade comercial a mais baixo custo e elevada durabilidade. Existem apenas algumas tintas comerciais capazes de produzir revestimentos com elevado desempenho ótico e simultaneamente elevada estabilidade térmica, para algumas aplicações. Estas tintas são referidas como seletivas sensíveis ou insensíveis à espessura (TSSS e TISS). Este trabalho apresenta estas tintas seletivas, com referência aos constituintes que têm merecido maior atenção, a relação entre eles e as características óticas dos revestimentos e desempenho obtido nos diversos estudos efetuados, tanto em termos de eficiência das propriedades óticas, como de durabilidade de materiais. Pretende-se ainda dar uma visão atual da possibilidade de aplicação das tintas seletivas em sistemas de energia solar térmica a baixas-médias e altas temperaturas.

**PALAVRAS-CHAVE:** Tintas seletivas, TSSS, TISS, Energia Solar Térmica.

**ABSTRACT**

Spectrally selective paints are currently a potential alternative to other solar selective coatings, such as those obtained by vacuum deposition methods, for solar thermal energy systems, with the benefits of simpler application and maintenance techniques, commercial availability at lower cost and high durability. There are only a few commercial paints capable of producing coatings with high optical performance and simultaneously high thermal stability, for some applications. These paints are referred to as thickness spectrally selective sensitive or insensitive (TSSS and TISS). This work presents these selective paints, with reference to the constituents that have deserved greater attention, the relationship between them and the optical characteristics of the coatings and performance obtained in the various studies carried out, both in terms of the efficiency of the optical properties and the durability of materials. It is also intended to present a current view of the possibility of applying selective paints in solar thermal energy systems at low-medium and high temperatures.

**KEYWORDS:** Selective Paints, TSSS, TISS, Solar Energy

## INTRODUÇÃO

A energia solar é considerada a maior e mais limpa fonte de energia renovável, a qual pode ser diretamente convertida em energia térmica a partir de tecnologias solares térmicas. Nas últimas décadas os sistemas de energia solar térmica têm despertado a atenção mundial pela sua elevada eficiência e capacidade de conversão energética de baixo custo, tanto a nível doméstico como industrial. Para que estas tecnologias se tornem competitivas os sistemas têm de ser seguros, de baixo custo, simples de operar e de elevada eficiência (Kumar e Dixit, 2019; Evangelisti et al., 2019). O modo de operação da maioria destas tecnologias recorre ao uso de coletores solares térmicos compostos por um material absorvedor que recebe e converte a radiação solar incidente em calor, o qual é transferido para um líquido de trabalho que circula pelo coletor (Gorjian et al, 2020). Os sistemas solares térmicos têm grande aplicação atualmente na geração de calor para aquecimento de água, aquecimento do ambiente, para cozinhar, tratamento de águas e para processos industriais (Evangelisti et al, 2019). A eficiência destes sistemas é avaliada pela perda energética ocorrida face à fração de energia convertida, sendo uma das vias destas perdas resultante da radiação térmica emitida. O recurso às superfícies solares seletivas, permite minimizar estas perdas (Trease et al, 2013). No entanto, como nenhum material por si só alcança os requisitos necessários de seletividade, a otimização das propriedades óticas e estruturais da superfície tem sido obtida pela combinação de materiais, modificação da superfície ou mesmo pela síntese de materiais absorvedores em multicamada, originando diversos tipos de revestimentos espectralmente seletivos. Para que a conversão da energia solar seja considerada eficiente nestes coletores os revestimentos seletivos devem exibir uma absorptância elevada, superior a 95% na região de UV-Vis-NIR (entre 0,3 e 2,5 $\mu$ m) e baixa emissividade <0,10% na região do IR ( $\geq 2,5 \mu$ m) (Kumar e Dixit, 2019). Os revestimentos não seletivos têm um valor de refletância constante ao longo de todo o espectro e a emissividade é tanto maior quanto maior a temperatura de trabalho, o que se traduz num aumento de perdas térmicas. Por este motivo, desde a década de 50 com origem no trabalho desenvolvido por Tabor (1956) entre outros, as superfícies com revestimentos espectralmente seletivos assumiram a sua importância no desenvolvimento dos sistemas de conversão fototérmica, dando origem a muitas décadas de pesquisa e desenvolvimentos a nível mundial.

Este trabalho tem como objetivo apresentar os tipos de tintas seletivas que têm vindo a ser desenvolvidas para aplicação como revestimentos seletivos para as superfícies absorvedoras de radiação solar. É feita referência aos constituintes que têm merecido maior atenção no desenvolvimento destes produtos, a relação entre eles e as características óticas e físicas dos revestimentos e comportamento/desempenho obtido nos diversos estudos efetuados, tanto em termos de eficiência das propriedades óticas, como de durabilidade de materiais. Pretende-se ainda dar uma visão atual da possibilidade de aplicação das tintas seletivas em sistemas de energia solar térmica.

## TINTAS SELETIVAS

Desde os primeiros desenvolvimentos para a obtenção de revestimentos seletivos solares a utilização de tintas foi uma alternativa introduzida para a substituição de outros métodos de deposição de revestimentos seletivos mais complexos e dispendiosos, como os métodos de eletrodeposição e deposição física ou química (PVD e CVD). As primeiras tintas utilizadas em sistemas de energia solar foram as tintas pretas com praticamente nenhuma seletividade (NS). (Trease et al, 2013, Bogaerts e Lampert, 1983).

A literatura apresenta 2 tipos de tintas espectralmente seletivas e que têm merecido atenção pelos investigadores. Ambas utilizam o conceito de multicamada absorvedor-refletor (estruturas tandem) e distinguem-se pelo efeito que a espessura do revestimento por pintura obtido provoca no desempenho da superfície. O primeiro tipo são as tintas denominadas tintas espectralmente seletivas sensíveis à espessura (TSSS - thickness sensitive spectrally selective), no qual o revestimento por pintura forma a camada absorvedora exterior e uma superfície metálica refletora na região do infravermelho forma a camada de base. No segundo tipo, tintas espectralmente seletivas insensíveis à espessura (TISS -thickness insensitive spectrally selective) são introduzidos pigmentos com propriedades de baixa emissividade, não necessitando de um substrato metálico de baixa emissividade na base (Wijewardane e Goswami, 2012). De acordo com Lundh et al (2010) é possível obter uma absorptância solar elevada de  $\approx 0,95$  para qualquer um dos três tipos de tintas contudo diferindo na emissividade térmica (a 100 °C): 0,95, 0,5 e 0,2 para tintas NS (Meinel e Meinel, 1976), TISS (Orel et al, 2007a) e TSSS (Orel e Gunde, 2001), respetivamente.

As primeiras formulações das tintas seletivas surgiram nos anos 70, nas quais era utilizado um ligante de resina de silicone com dispersão de fuligem de carvão disperso ou pigmento inorgânico (CuFeMnOx preto em espinela) este último fornecendo revestimentos de tinta TSSS com uma absorptância solar de 0,90 e emissividade térmica, dependendo da espessura, de 0,18 a 0,25 e estabilidade de longo prazo adequada (Jerman et al, 2013). Propriedades óticas  $\alpha_s=0,94$  e  $\epsilon_T= 0,15$ , têm sido alcançadas em tintas espectralmente seletivas sensíveis à espessura (Wijewardane e Goswami, 2012).

A versão mais antiga de revestimentos de tinta TISS é um revestimento preto que consiste em um pigmento em espinela preto (Ferro Company, PK 3060) dispersos em ligantes de resina de poliuretano ou silicone, proporcionando revestimentos pretos TISS com uma absorvância solar a partir de 0,91. Os revestimentos de tinta TISS coloridos desenvolvidos a partir de pigmentos de vários tons, desde os pretos até às versões coloridas de revestimentos de tinta TISS são obtidos pela adição de pigmento em flocos metálicos. Os menores valores de  $\epsilon_T$  alcançados para ambos os tipos de revestimentos situam-se entre 0,35–0,41 (Orel et al., 2007a).

A propriedade mais importante dos revestimentos de tinta TISS reside no facto que podem ser aplicados em superfícies metálicas e não metálicas, como polímeros. As vantagens destas tintas insensíveis à espessura são a longevidade e resistência química conferidas pela espessura mais elevada da camada aplicada, a variedade de cores e simples aplicação com seletividade espectral (Orel et al, 2007a).

O desenvolvimento destas tintas tem sido baseado na relação entre pigmentos de elevada refletância e suas dispersões em meios ligantes (resinas transparentes) (Yuan et al., 2013 e Steinbücher et al., 2017) e consequentemente a influência da espessura dos revestimentos obtidos na seletividade solar requerida. Estes trabalhos de investigação têm vindo a ser objeto de algumas patentes internacionais (Trease et al., 2013).

O desenvolvimento de ambos os tipos de tintas espectralmente seletivas está interligado no campo dos pigmentos absorvedores e suas dispersões (Jerman et al, 2010, aditivos (Japelj et al, 2008) e na sua durabilidade (Kunic, 2009 e 2011)

## COMPOSIÇÃO DAS TINTAS

As tintas são sistemas complexos compostos por uma resina polimérica (ligante), partículas de pigmentos adequadamente dispersos, aditivos e solventes. Muitos parâmetros influenciam a qualidade de uma tinta, como a química da resina, as propriedades da superfície do pigmento, que determinam sua compatibilidade com a matriz polimérica, a estabilidade das dispersões de pigmento no estado líquido e sua solidificação durante o processo de secagem (Jerman et al., 2013). Apesar das várias estratégias desenvolvidas nos últimos anos para produzir revestimentos com propriedades óticas melhoradas, os benefícios da presença de um ligante polimérico em revestimentos de tinta são reconhecidos, uma vez que, em combinação com vários pigmentos e aditivos, é ele que confere aos revestimentos a estabilidade necessária à radiação UV, resistência mecânica, resistência a riscos, hidrofobicidade entre outras propriedades (Kozelj et al., 2009). O problema coloca-se em como evitar uma redução de  $\alpha_S$  e um aumento dos valores de  $\epsilon_T$  de revestimentos por pintura. Para as tintas TSSS, este é superado pela produção de tintas com alto teor de partículas de pigmento na menor quantidade possível de ligante polimérico (Perše et al., 2015). Isso só pode ser alcançado para tintas com parâmetros controlados como a viscosidade do ligante, o teor de solventes e sua evaporação no processo de secagem e distribuição de pigmentos (Yuan et al., 2013).

### Ligantes

No que respeita às tintas TSSS, para atender aos requisitos de seletividade solar, existe a necessidade de se obter filmes finos de resina transparente com elevada carga de pigmentos de alta refletância A resistência mecânica, a resistência à corrosão e a durabilidade são propriedades conferidas principalmente pela resina ligante (Yuan et al., 2013). A seletividade dos revestimentos por pintura pode ser comprometida devido ao aumento da espessura da película do revestimento, o que resulta numa elevada emissividade térmica causada pela absorção no infravermelho do ligante orgânico (Ma et al., 2016, Steinbücher et al. 2017). A maioria das resinas utilizadas são silicones orgânicos que são ligantes termicamente resistentes, sendo alguns deles silicone-poliéster, poliuretano ou ligante de fluoropolímero (Wijewardane e Goswami, 2012). A viscosidade da resina é característica muito importante pois afeta a emissividade no infravermelho, do revestimento aplicado (Yuan et al., 2013).

### Pigmentos

A TISS, por seu lado, é composta por uma mistura de óxidos inorgânicos, pigmentos absorvedores que garantem a absorvância solar e por partículas metálicas que agem como refletores da radiação no infravermelho. Estas partículas alteram as propriedades óticas e influenciam a seletividade espectral do revestimento, dispensando assim a necessidade de ser aplicada a um substrato metálico para conferir a seletividade espectral. Contudo, a microestrutura de todos os pigmentos na película seca do revestimento e em particular a posição e orientação das partículas metálicas têm grande influência na seletividade obtida (Perse et al, 2013).

De uma forma geral, fatores como a dimensão da partícula de pigmento, concentração volumétrica de pigmento, e estado de dispersão de pigmento têm elevada influência no desempenho seletivo espectral dos revestimentos subsequentes.

Durante as últimas décadas, muitos tipos de pigmentos têm sido usados, sendo na sua maioria semicondutores ou óxidos de metais de transição (Cu, Mn, Co, Cr e Fe) com estrutura em espinela, sozinhos ou em misturas com outros compostos, os quais têm-se apresentado muito promissores como pigmentos absorvedores seletivos para sistemas de

conversão de energia solar térmica (Ma et al., 2016). As possíveis aplicações devido às suas propriedades únicas, como a inércia química, a alta resistência à corrosão, a alta resistência mecânica, a boa estabilidade térmica e as excelentes propriedades ópticas têm atraído grande interesse (Geng et al., 2011; Ma et al. 2016a, 2016b, 2016c e 2017). Pós de  $\text{CuFeMnO}_4$  do tipo espinela, entre outros, têm sido usados como pigmentos de absorção solar para preparar revestimentos de tintas TSSS. Outros investigadores têm explorado outros pós do mesmo tipo de espinela como  $\text{CuCoMnO}_x$ ,  $\text{CuCr}_2\text{O}_4$  e  $\text{CuCr}_x\text{Mn}_{2-x}\text{O}_4$  ( $x=0,5, 1$ ) (Geng et al., 2011 e 2012) e óxidos de  $\text{CuMn}$  (ex.  $\text{Cu}_{1,5}\text{Mn}_{1,5}\text{O}_4$  com películas aplicadas em vários substratos de alumínio, aço inoxidável e substratos de vidro por Pal et al. (2013) e  $\text{CuMn}_2\text{O}_4$  por Ma et al. (2016). Para as tintas TISS, têm sido relatados por Orel et al., (2007a e 2007b) e Japelj et al. (2008), a utilização de diferentes pigmentos como pigmentos pretos (espinelas de Cr-Fe e Cu-Cr e de óxido de ferro) que permitem aumentar a absorvância solar, pigmentos de óxidos inorgânicos que conferem cor (como azul, verde e vermelho) e partículas de alumínio ou pigmentos de flocos de alumínio com baixa emissividade térmica.

### Dispersantes

O grau de dispersão dos pigmentos afeta diretamente as propriedades óticas dos revestimentos (Gunde et al., 2003) e as propriedades reológicas da tinta (Wijewardane e Goswami, 2012; Perse et al., 2015; Jerman et al., 2011). O uso de dispersantes possibilita interações adequadas com a superfície das partículas de pigmento e, por outro lado, compatibilidade adequada com o ligante polimérico, promovendo partículas de pigmento uniformemente e finamente dispersas sem aglomerados ou agregados (Jerman et al., 2012).

O processo de dispersão de um pigmento envolve a funcionalização das partículas do pigmento. As moléculas de silano têm sido preferidas, pois podem modificar as superfícies por meio de interações químicas mais fortes, e ligação irreversível dos silanos na superfície do pigmento. A proposta é modificar o comportamento hidrofílico da superfície para organofílico (Perše et al., 2015). Dispersantes simples à base de trialcóxissilano [ $\text{X-SiOR}$  'onde X = grupo orgânico com várias funcionalidades (amino, acril, epoxi isocianato) e OR' = alcoxi, metoxi, acetoxi, etc.] têm sido usados como dispersantes para fazer tintas TSSS (Jerman et al., 2012).

Nos últimos anos, foi divulgado um novo método para modificação de superfície de pigmentos em tintas TSSS e TISS. A incorporação de compostos oligoméricos de silsesquioxano poliédricos (POSS) em ligantes de resina polimérica resulta em melhorias que podem afetar a morfologia, as propriedades reológicas e viscoelásticas. Foram usados por diferentes autores (Jerman et al., 2010, 2011 e 2012; Perše et al., 2015) dispersantes trisilanol POSS com vários tipos de grupos R periféricos no núcleo da molécula tipo gaiola. O resultado foi o aumento da produtividade, melhores propriedades mecânicas e melhor acabamento superficial (Perše et al., 2015).

### Solventes

A composição de solventes pode alterar drasticamente a qualidade da tinta. Os materiais podem cristalizar fora da solução ou as dispersões podem tornar-se instáveis. A extensão da diluição é crítica para a aplicação das tintas espectralmente seletivas. A elevada diluição, quando não acautelada uma eficiente dispersão, a tinta tende a flocular. Contudo, se a tinta não for suficientemente diluída, dependendo da técnica de aplicação, pode resultar em camadas não uniformes ou contínuas. Em ambos os casos a seletividade espectral é afetada negativamente, com possível diminuição de absorvância solar por falha de adequada dispersão dos pigmentos, ou aumento de emissividade térmica devido ao aumento da espessura da camada de ligante polimérico (Perše et al., 2013 e 2015; Jerman et al., 2012).

O procedimento de preparação destas tintas é em parte comum a todos os procedimentos relacionados à preparação de revestimentos TSSS e TISS. Várias patentes foram publicadas com a descrição do processo de preparação de tintas seletivas, produção de pigmentos em pó e seu tratamento / dispersão e tecnologias de aplicação para a realização de revestimentos. Trease et al., 2013, apresenta um artigo de revisão histórico destes documentos/procedimentos.

Existem várias técnicas de aplicação de tintas sobre diversos substratos como por exemplo “spray coating”, “coil coating”, “dip coating”, “brushing” etc, sendo referidas em grande parte da literatura apresentada. Independentemente da técnica de aplicação, as tintas são sujeitas a condições de fluxo complexas durante o processo de aplicação. A alteração das propriedades reológicas das tintas, nas várias etapas do seu tempo de vida, desde o armazenamento da tinta em lata, processo de aplicação e secagem dos revestimentos no substrato são referidas por Perse et al, 2013 e 2015.

## DESENVOLVIMENTO E APLICAÇÕES DE TINTAS SELETIVAS

O processo de corrosão é um problema universal para qualquer um dos revestimentos solares, que decorre diretamente da associação da estabilidade de longo prazo de um revestimento absorvedor solar com a eficiência de conversão fototérmica. O problema não é trivial, pois impõe a necessidade de fabrico de revestimentos anticorrosivos sem afetar a sua seletividade espectral (Kozelj et al, 2009). Questões como boa aderência e coesão do revestimento e adsorção completa do ligante nas superfícies do pigmento, para preencher os vazios entre as partículas do pigmento, promovem uma boa estabilidade mecânica do revestimento. Ainda a baixa permeabilidade da película e propriedades de hidrofobicidade contribuirão para revestimentos seletivos estáveis (Steinbücher et al. 2017).

O desenvolvimento de absorvedores solares seletivos continua atualmente a ser um desafio devido ao custo e às ineficiências dos materiais em vários domínios.

A escolha dos diferentes constituintes deve ser feita previamente de forma a garantir as características pretendidas de absorvência, emissividade e estabilidade a longo prazo às temperaturas de operação.

Diferentes revestimentos seletivos são usados para diferentes aplicações dependendo da gama de temperaturas de trabalho que são pretendidas. Para baixas e médias temperaturas, os revestimentos são utilizados em coletores solares não concentradores e para altas temperaturas os revestimentos seletivos estáveis são usados em coletores concentradores (Kumar e Dixit, 2019).

Para o estudo do tempo de vida esperado para revestimentos orgânicos de tintas TSSS e TISS com base em resinas, mais estáveis à temperatura, de poliuretano com dispersantes de trisilanol POSS, Kunic et al (2011) observaram excelente aderência do revestimento com tempo de vida esperado de mais de 20 e 25 anos para a tinta TISS e TSSS, respetivamente, a aplicar em sistemas de solares térmicos de baixa-média temperatura. Resultados coincidentes foram relatados por Geng et al. (2012) para tintas TSSS com ligante à base de resina epoxídica. Ma et al. (2016a), propõem tinta TSSS de silicone modificada com resina epoxídica e com pigmentos cerâmicos tipo espinelas  $\text{CuMn}_2\text{O}_4$ , para aplicações em coletores solares térmicos para baixas e médias temperaturas, com absorvências de 0,895-0,905 e emissividades térmicas de 0,186-0,310 e com estabilidade térmica a 300°C. Contudo para 400°C estas propriedades óticas sofrem drásticas alterações o que indica instabilidade térmica e degradação do revestimento.

A integração de coletores solares em edifícios é uma aplicação cada vez mais comum (Evangelisti et al., 2019). Orel et al. (2007b) concluiu que as tintas TISS à base de poliuretano por comparação com tintas à base de resina epoxídica, são a melhor opção para coletores solares para fachadas, com excelente aderência a substratos de variados polímeros, o que os torna adequados ao fabrico de absorvedores solares poliméricos. Kunic et al. (2009) apresentam um revestimento de tinta TISS testado à temperatura de 200°C, superior à temperatura de estagnação, mas inferior à temperatura de decomposição da resina de poliuretano, como uma opção válida para coletores solares com cor para fachadas de edifícios, com ou sem cobertura de vidro. Quesada et al. (2012) apresenta os desenvolvimentos da aplicação de TISS aos sistemas integrados em fachadas solares opacas ativas, fazendo uma síntese dos revestimentos desenvolvidos por Orel et al. (2007a), Japelj et al. (2008), Kojelj et al. (2009) e Jerman et al. (2010).

Os desenvolvimentos mais recentes de revestimentos absorvedores para o domínio de baixas a médias temperaturas foram reunidos e apresentados por Gorjian et al. (2020), com referência à utilização de tintas e introdução de partículas para aumento da sua seletividade. Para coletores planos, que detêm a maior parte da indústria de sistemas solares térmicos de baixa temperatura, os desenvolvimentos relevantes são aplicados à indústria. Gorjian et al. (2020) referem a introdução de nanotubos de carbono e partículas de óxido cúprico (CNTs/CuO) em tintas pretas não seletivas tornando-as com elevada absorvência ( $\alpha_s=0,964$ ). Abdelkader et al. (2020), referem a utilização de superfícies absorvedoras seletivas pela introdução destes nanomateriais em tinta preta comercial e aplicação por projeção. Foi obtido um revestimento com elevada seletividade ( $\alpha_s=0,964$  e  $\epsilon_T=0,124$ ), considerado adequado para aplicações em aquecimento de edifícios e secagem de produtos agrícolas.

Sest et al. (2018) dispersou nanopartículas de grafeno como um aditivo inibidor de corrosão em revestimentos de tintas espectralmente seletivas sensível à espessura (TSSS). A adição de pequena quantidade de nanopartículas de grafeno à tinta permitiu melhorar significativamente o comportamento anticorrosivo. Estes revestimentos foram preparados com produtos facilmente acessíveis e a baixo custo, o que torna estes revestimentos de tinta espectralmente seletivos sensíveis à espessura atraentes para a produção industrial em substratos de alumínio, sendo que a combinação das características de seletividade elevada e resistência à corrosão podem oferecer novas possibilidades de aplicações.

Outras experiências de introdução de nanopartículas dispersas em tinta preta (tais como ligas NiAl, NiO e CuO) para aumento de seletividade têm sido realizadas (Ashamaileh et al., 2010).

Gorjian et al. (2020), referem ainda a utilização de uma tinta preta solar seletiva ThurmaloX250 aplicada às paletas de Al em coletores de tubos de vácuo. Andemeskel et al., 2017, estudou a influência da espessura pela aplicação de várias camadas da mesma tinta, obtendo sempre elevada absorvência solar (0,94) mas com eficiência térmica apenas para baixas espessuras. A tecnologia de coletores de tubos de vácuo é uma das tecnologias dominantes para as quais os fabricantes estão também interessados em obter uma melhor eficiência.

Nos últimos anos o maior enfoco tem sido dado aos revestimentos seletivos com elevada estabilidade térmica a longo prazo, em vácuo ou ao ar, para aplicações a altas temperaturas em sistemas de energia solar de concentração. A tecnologia de foco pontual (torre solar) como de foco linear (coletor cilíndrico-parabólicos), são as tecnologias que ocupam maior destaque devido aos baixos custos de operação, elevada eficiência de conversão e flexibilidade para utilização em larga escala como as centrais solares (Noc et al. 2019; Xu et al., 2020). Inúmeros materiais têm sido investigados para conferir propriedades de antirreflexo, melhor transmissão, menor acumulação de detritos orgânicos, resistência à abrasão, resistência à corrosão e absorção solar seletiva (Isravel et al., 2020). A potencialidade das tintas seletivas serem aplicadas no campo da energia solar a temperaturas de operação mais elevadas é atualmente alvo de estudo, considerando a necessidade de uma otimização da sua formulação (Ladgaonkar et al., 2014 e Wang et al., 2018) para estabilidade térmica a temperaturas  $> 400$  °C. Uma tinta não seletiva comercial Pyromark 2500 tem vindo a ser aplicada como revestimento em recetores centrais de torre, sendo que inicialmente era utilizada em caldeiras e aeronaves ultrassónicas, apresentando 97% de absorptância solar. A esta tinta preta de base silicone são adicionadas cargas que incrementam a sua resistência térmica. A elevada absorptividade e facilidade de aplicação têm sido as razões para esta opção, em detrimento de alguns revestimentos absorsores seletivos. No entanto, possui elevada emissividade térmica e baixa durabilidade. Martinez et al., 2020, sugere duas formas de ultrapassar estas dificuldades, sendo a primeira o desenvolvimento de novos revestimentos absorsores com elevada absorptância solar, baixa emissividade térmica e maior durabilidade que se apresentem como viáveis comercialmente tanto para o fabrico (aplicação dos revestimentos), como para a manutenção de grandes componentes. E a segunda é melhorar as propriedades da tinta Pyromark 2500 associadas à durabilidade e propriedades mecânicas. Com o estudo físico-químico do processo de cura e a sua relação com as propriedades mecânicas do revestimento, realizados pelos autores, foi possível obter a informação necessária para a melhoria da durabilidade deste revestimento por pintura. De acordo com Xu et al., 2020, o fabricante da tinta Pyromark 2500 afirma que esta tinta resiste a temperaturas superiores a 1093°, no entanto a emissividade à temperatura de interesse ( $>400$ °C atualmente e  $> 600$ °C para a próxima geração de tecnologias CSP) é demasiado alta e a sua absorptância solar diminui com o período de exposição a elevadas temperaturas (750°C). Noc et al., 2020 discutem a anterior utilização desta tinta e realizaram um estudo da estabilidade a longo prazo e mecanismos de degradação e a relação entre o desempenho e o tempo de vida previsto para uma superfície absorsores composta pelo substrato Inconel617 revestida por uma tinta à base de resina de silicone com pigmento preto de espinela de  $\text{CuFe}_{0,5}\text{Mn}_{1,5}\text{O}_4$ .

## COMENTÁRIOS FINAIS

Apesar dos inúmeros estudos realizados nas últimas décadas para os revestimentos solares seletivos, muitos desafios ainda se mantêm, como o estudo de resinas com baixa emissividade térmica mesmo a espessuras de revestimento mais altas. São necessários desenvolvimentos de novos ligantes com resistência térmica e pouca influência na radiação térmica no infravermelho, com elevada seletividade e estabilidade térmica. As tintas espectralmente seletivas e tintas de elevada absorptividade para aplicação no campo da energia solar a temperaturas de operação mais elevadas são atualmente alvo de estudo, considerando a necessidade de uma otimização da sua formulação para garantir a estabilidade térmica do revestimento a temperaturas  $> 400$  °C. São ainda necessários mais estudos respeitantes à estabilidade destes revestimentos em diferentes condições atmosféricas e aos seus mecanismos de degradação por forma a que existam garantias de durabilidade e assim permitir uma maior implementação dos sistemas solares térmicos de baixa, média e alta temperatura.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabalho teve o Apoio financeiro dos projetos DURASOL (FCOMP-01-0124-FEDER-027507 (Ref. FCT RECI/EMS-ENE/0170/2012)) e LIFESOLAR POCI-01-0145-FEDER-016709 FCT (PTDC/EMS-ENE/0578/2014) apoiado pelo COMPETE 2020 e LISBOA 2020 no âmbito do Acordo de Parceria PORTUGAL 2020 através do Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) e apoiado pela FCT através dos Fundos Nacionais.

## REFERÊNCIAS

- Abdelkader T K., Zhang Y., Gaballah E. S., Wang S., Wan Q., Fan Q. (2020). Energy and exergy analysis of a flat-plate solar air heater coated with carbon nanotubes and cupric oxide nanoparticles embedded in black paint. *Journal of Cleaner Production* 250, 119501, 1-11.
- AlShamaileh E. (2010). Testing of a new solar coating for solar water heating applications. *Solar Energy* 84, 1637-1643.

- Andemeskel A., Suriwong T., Wamae W. (2017). Effects of Aluminum Fin Thickness Coated with a Solar Paint on the Thermal Performance of Evacuated Tube Collector. *Energy Procedia* 138, 429-434.
- Bogaerts W. F., Lampert C. M. (1983). Review materials for photothermal solar energy conversion. *Journal of Materials Science* 18, 2847-2875.
- Evangelisti L., Vollaro R. L., Asdrubali F. (2019). Latest advances on solar thermal collectors: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 114, 109318, 1-20.
- Geng Q. F., Zhao X., Gao X. H., Liu G. (2011). Sol-Gel Combustion-Derived CoCuMnO<sub>x</sub> Spinels as Pigment for Spectrally Selective Paints. *Journal of the American Ceramic Society*, 94, 827-832 (2011).
- Geng I., Zhao X., Gao X., Yu H., Yang S., Liu G. (2012). Optimization design of CuCr<sub>x</sub>Mn<sub>2-x</sub>O<sub>4</sub>-based paint coatings used for solar selective applications. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 105, 293-301.
- Gorjian S., Ebadi H., Calise F., Shukla A., Ingraio C. (2020). A review on recent advancements in performance enhancement techniques for low-temperature solar collectors. *Energy Conversion and Management* 222, 113246, 1-30.
- Gunde M. K., Orel Z. C., Hutchins M. G. (2003). The influence of paint dispersion parameters on the spectral selectivity of black-pigmented coatings. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 80, 239-245.
- Japelj B., Vuk A. S., Orel B., Perše S. L., Jerman I., Kovač J. (2008). Preparation of a TiMEMO nanocomposite by the sol-gel method and its application in coloured thickness insensitive spectrally selective (TISS) coatings. *Sol. Energy Mat. Sol. Cells* 92, 1149-1161.
- Jerman I., Koželj M., Orel B. (2010). The effect of polyhedral oligomeric silsesquioxane dispersant and low surface energy additives on spectrally selective paint coatings with self-cleaning properties. *Sol. Energy Mat. Sol. Cells* 94, 232-245.
- Jerman I., Mihelcic M., Verhovsek D., Kovac J., Orel B. (2011). Polyhedral oligomeric silsesquioxane trisilanols as pigment surface modifiers for fluoropolymer based Thickness Sensitive Selective (TSSS) paint coatings. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 95, 423-431.
- Jerman I., Kozelj M., Perse L. S., Orel B. (2013). Paint coatings for Polymeric solar absorbers and their applications. *Polymeric Materials for Solar Thermal Applications*, Köhl, M. et al (eds), Cap.9.2, pp.167-184, Wiley-VCH.
- Kozelj M., Vuk A. S., Jerman I., Orel B. (2009). Corrosion protection of Sunselect, a spectrally selective solar absorber coating, by (3-mercaptopropyl)trimethoxysilane. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 93, 1733-1742.
- Kumar R., Dixit A. (2019). Corrosion resists Ni, Co co-pigmented nanoporous anodized alumina. *Journal of Alloys and Compounds* 810, 151833, 1-9.
- Kunič R., Koželj M., Orel B., Vuk A. Š., Vilčnik A., Perše L. S., Merlini D., Brunold S. (2009). Adhesion and thermal stability of thickness insensitive spectrally selective (TISS) polyurethane-based paint coatings on copper substrates. *Sol. Energy Mat. Sol. Cells* 93, 630-640.
- Kunič R., Mihelčič M., Orel B., Perše L. S., Bizjak B., Kovač J., Brunold S. (2011). Life expectancy prediction and application properties of novel polyurethane based thickness sensitive and thickness insensitive spectrally selective paint coatings for solar absorbers. *Sol. Energy Mat. Sol. Cells* 95, 2965-2975.
- Isravel R. S., Saravanan S., Vijayan V. (2020). A review of material and coatings in solar collectors. *Materials Today: Proceedings* 21, 497-499.
- Noc L., Sest E., Kapun G., Zepeda F. R., Binyamin Y., Merzel F., Jerman I. (2019) High-solar-absorptance CSP coating characterization and reliability testing with isothermal and cyclic loads for service-life prediction. *Energy Environ. Sci.* 12, 1679.
- Ladgaonkar P. S., Patil Abhishek A., Patil A. M. (2014). Review Paper on Selective Coating of Absorber Tube for Parabolic Trough Collector. *International Journal of Engineering Sciences & Research Technology*, 3(4).

- Lundh M., Blom T., Wackelgard E. (2010). Antireflection treatment of thickness sensitive spectrally selective (TSSS) paints for thermal solar absorbers. *Solar Energy* 84, 124-129.
- Orel B., Spreizer H., Vuk A. S., Fir M., Merlini D., Vodlan M., Köhl M. (2007). Selective paint coatings for coloured solar absorbers: Polyurethane thickness insensitive spectrally selective (TISS) paints (Part II). *Solar Energy Materials and Solar Cells* 91, 108-119.
- Orel B., Spreizer H., Perše L.S., Fir M., Vuk A. S., Merlini D., Vodlan M., Köhl M. (2007). Silicone-based thickness insensitive spectrally selective (TISS) paints as selective paint coatings for coloured solar absorbers (Part I). *Solar Energy Materials and Solar Cells* 91, 93-107.
- Orel Z. C., Gunde M. K. (2001). Spectrally selective paint coatings: Preparation and characterization. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 68, 337-353.
- Ma P., Geng Q., Gao X., Yang S., Liu G. (2016). Solution combustion of spinel  $\text{CuMn}_2\text{O}_4$  ceramic pigments for thickness sensitive spectrally selective (TSSS) paint coatings. *Ceramics International* 42, 11966-11973.
- Ma P., Geng Q., Gao X., Yang S., Liu G. (2016).  $\text{Cu}_{1.5}\text{Mn}_{1.5}\text{O}_4$ -based ceramic spectrally selective coatings for efficient solar absorber applications. *Journal of Alloys and Compounds* 675, 423-432.
- Ma P., Geng Q., Gao X., Yang S., Liu G. (2016).  $\text{CuCr}_2\text{O}_4$  Spinel Ceramic Pigments Synthesized by Sol-Gel Self-Combustion Method for Solar Absorber Coatings. *Journal of Materials Engineering and Performance*, 25, 2814–2823.
- Ma P., Geng Q., Liu G. (2017). Photothermal Conversion Applications of the Transition Metal (Cu, Mn, Co, Cr, and Fe) Oxides with Spinel Structure. *Magnetic Spinels - Synthesis, Properties and Applications*, Prof. Mohindar Seehra (eds), InTech.
- Martínez N., Rico A., Múnez C.J., Prieto C., Poza P. (2020). Improving durability of silicone-based paint coatings used in solar power plants by controlling consolidation procedures. *Solar Energy* 199, 585-595.
- Perše L.S., Bizjak A., Orel B. (2013). The role of rheological properties and spraying parameters on the spectral selectivity of Thickness Insensitive Spectrally Selective (TISS) paint coatings. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 110, 115-125.
- Perše L. S., Mihelčič M., Orel B. (2015). Rheological and optical properties of solar absorbing paints with POSS-treated pigments. *Materials Chemistry and Physics* 149-150, 368-377.
- Quesada G., Rouse D., Dutil Y., Badache M., Hallé S. (2012). A comprehensive review of solar facades. Opaque solar facades. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 2820-2832
- Šest E., Dražič G., Genorio B., Jerman I. (2018). Graphene nanoplatelets as an anticorrosion additive for solar absorber coatings. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 176, 19-29.
- Steinbücher, M., Venturini, P., Hafner, J., Zupančič, M., Gregorčič, P. and Golobič, I., (2017). The impact of a silane pigment treatment on the properties of thickness-sensitive spectrally selective paints. *Acta Chim. Slov.* 64, 938–944.
- Trease C.H., Hadavinia H., Barrington P.E., (2013) Solar Selective Coatings: Industrial State-of-the-Art; Recent *Patents on Materials Science*, 6, 1-19.
- Tabor H., (1956). Transactions of the conference on the use of solar energy. *Bulletin research Council Israel*, 119-128.
- Wang, X., Yu, X., Fu, S., Lee, E., Kekalo, K, and Liu, J. (2018). Design and optimization of nanoparticle-pigmented solar selective absorber coatings for high-temperature concentrating solar thermal systems. *Journal of Applied Physics* 123.
- Wijewardane S., Goswami D. Y. (2012). A review on surface control of thermal radiation by paints and coatings for new energy applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, 1863–1873.
- Xu K., Du M., Hao L., Mi J., Yu Q., Li S. (2020). A review of high-temperature selective absorbing coatings for solar thermal applications. *Journal of Materiomics* 6, 167-182.



Yuan L., Weng X., Deng L. (2013). Influence of binder viscosity on the control of infrared emissivity in low emissivity coating. *Infrared Physics & Technology* 56, 25–29.



## SIMULACIÓN DE UN CONCENTRADOR SOLAR DE DISCO PARABÓLICO PARA PRODUCCIÓN DE POTENCIA Y ENFRIAMIENTO

Reyes J.J.\*, Zacarías A.\*, Jiménez J.A.\*\*\*, Pineda J.\*\*\*, Nieto M.\*\*\*, Angeles R.A.\*

\* ESIME Azcapotzalco, Instituto Politécnico Nacional, Av. De las Granjas 682, Santa Catarina, Ciudad de México, 02550, México. [jerz70@gmail.com](mailto:jerz70@gmail.com), [azacarias@ipn.mx](mailto:azacarias@ipn.mx), [rangelesz@ipn.mx](mailto:rangelesz@ipn.mx)

\*\* LABINTHAP, Instituto Politécnico Nacional, ESIME UPALM, Ciudad de México, 07738, México. [jjimenezb@ipn.mx](mailto:jjimenezb@ipn.mx)

\*\*\* CICATA Querétaro, Instituto Politécnico Nacional, Cerro blanco 141, Colinas del Cimatario, Querétaro, 76090, México. [jpinedap@ipn.mx](mailto:jpinedap@ipn.mx)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2042>

### RESUMEN

En este trabajo se presenta la modelación y simulación de un concentrador solar de disco parabólico para alimentar térmicamente a un sistema de refrigeración por absorción y a un motor Stirling, con diferente eficiencia, acoplado con un sistema de refrigeración por compresión. El enfriamiento producido por este sistema se utiliza para aire acondicionado de una vivienda. El estudio fue realizado mediante balances de energía y de masa, en cada componente de los sistemas de refrigeración y del sistema solar. La transferencia de calor por convección y por radiación también fueron considerados. Los resultados muestran que el colector solar alcanza eficiencia térmica de hasta 0.82 para relación de concentración de 100. El concentrador solar produce hasta 1.3 kW. En tanto que el sistema completo puede producir enfriamiento de 2.3 kW y 0.47 kW por el sistema de compresión y el de absorción respectivamente. La potencia de la bomba de la disolución es hasta 20 veces menor que la potencia requerida por el compresor del sistema de compresión.

**PALABRAS CLAVE:** Colector solar de disco parabólico, Modelación y simulación, Motor Stirling.

### ABSTRACT

This paper presents the dish solar collector modeling and simulation for thermally driving an absorption refrigeration system and a Stirling engine, with different efficiency, coupled with a compression refrigeration system. The cooling produced by the system is used for home air conditioning. The study by means energy and mass balances, in each component of the cooling systems and the solar system was carried out. The Convection and radiation heat transfer also has been considered. The results show that the solar collector reaches thermal efficiency of up to 0.82 for a concentration ratio of 100. The solar concentrator produces up to 1.3 kW. While the complete system 2.3 kW and 0.47 kW of cooling by the compression and absorption system respectively can produce. The power of the solution pump is up to 20 times less than the power required by the compressor of the compression system.

**KEYWORDS:** Parabolic Disc Solar Collector, Modeling and Simulation, Stirling Engine.

## INTRODUCCIÓN

El costo actual de operación de los sistemas de acondicionamiento de aire para vivienda, cada vez es mayor, debido principalmente al elevado costo de los energéticos. El uso de enfriadores más eficientes, o en su caso, enfriadores alternativos, demanda investigación cada vez más específica. El uso de sistemas de enfriamiento híbridos ya ha sido propuesto por diferentes investigadores como el mostrado por (Guan et al. 2014 o Fatouh et al. 2017) en donde los autores, muestran las bondades de un sistema de refrigeración por compresión en conjunto con un sistema de enfriamiento evaporativo considerando la humidificación del aire.

Los sistemas de refrigeración por absorción ya han sido combinados con los sistemas de refrigeración por compresión como lo muestran (Wang et al. 2016), en donde los autores muestran que puede aumentar el rendimiento global del sistema de enfriamiento si se recupera calor desde el vapor a alta presión utilizando compresores en dos etapas. Los autores (Li et al. 2019) han mostrado que un sistema de refrigeración por absorción de burbujas puede proporcionar potencias de enfriamiento de 2.95 kW con calor a temperaturas de 340 °C y 210 l/hr de solución. En tanto que (Liu et al. 2019) han mostrado que un sistema híbrido de enfriamiento compresión/absorción puede mejorar en función de los fluidos de trabajo, y de la ubicación de un compresor en el circuito del refrigerante en el sistema de absorción.

De los trabajos encontrados en la literatura se ha mostrado la bondad de utilizar sistemas de refrigeración híbridos. No obstante, no se ha encontrado un sistema de refrigeración híbrido compresión/absorción alimentado con energía solar a temperaturas medias. En el presente trabajo se muestra el estudio de un concentrador solar de disco parabólico para producir energía solar térmica para alimentar térmicamente a un sistema de absorción de simple efecto y un motor Stirling acoplado a un sistema de refrigeración por compresión, ambos para producir enfriamiento para una vivienda.

## MODELADO Y SIMULACIÓN

El colector solar de disco parabólico analizado en este trabajo se muestra en la Fig. 1, en donde puede apreciarse que alimenta al sistema de refrigeración por absorción y al motor Stirling acoplado al sistema de compresión. Los dos sistemas de refrigeración alimentan de agua helada a un serpentín ubicado en una vivienda. El concentrador solar tiene un diámetro de apertura de 1.4 m y está fabricado de aluminio reflejante, Reflec Tech de 0.1 mm de espesor. La distancia focal fue determinada en 0.604 m por (Reyes et al. 2018). El motor Stirling está colocado sobre esta posición focal. Este motor térmico está acoplado al compresor del sistema de compresión. En la altura focal, se dispone de una camisa que distribuye el calor hacia el motor Stirling y al sistema de refrigeración por absorción, en este caso, mediante un fluido térmico impulsado por una bomba. El sistema de refrigeración por absorción es un sistema de simple efecto agua-bromuro de litio. Ambos sistemas proporcionan la potencia de enfriamiento necesaria para mantener acondicionado un espacio residencial.

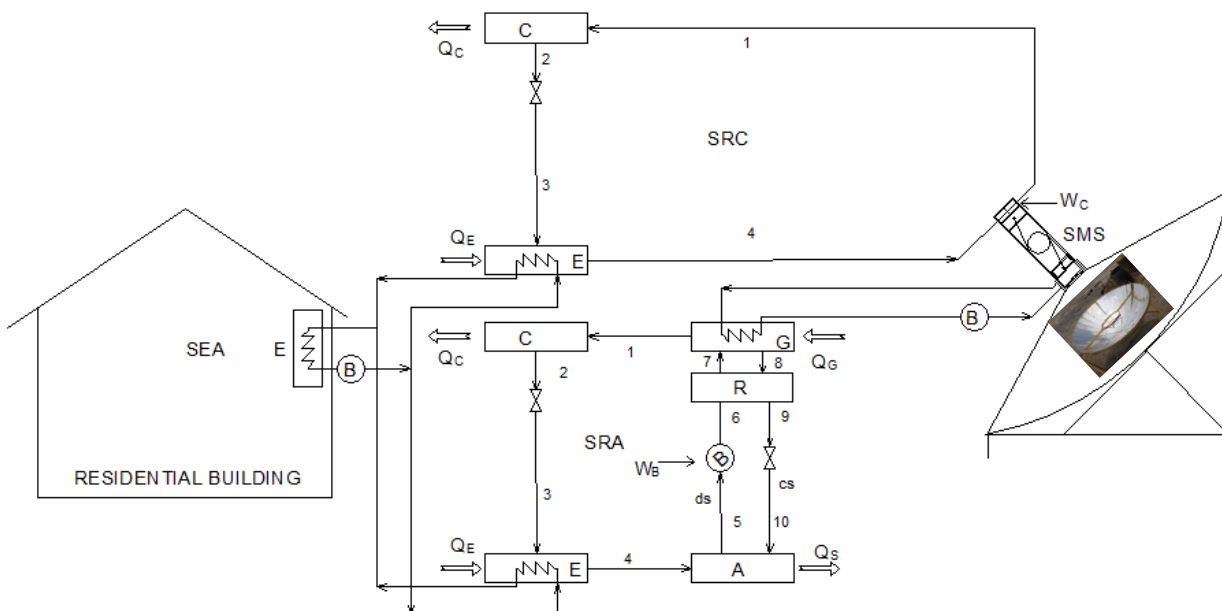


Fig. 1. Concentrador solar de disco parabólico para alimentar a un enfriador híbrido compresión/absorción.

### Modelado

En primer lugar, se realiza el dimensionamiento del colector solar de disco parabólico como se describe a detalle en (Reyes et al. 2018). Una vez determinada la altura focal,  $f$ , con la eficiencia del colector,  $\eta_c$ , y la radiación solar,  $I$ , la temperatura del colector solar,  $T_H$  se determina mediante:

$$\eta_c = \eta_o - \frac{1}{IC} [h(T_H - T_o) + \varepsilon\sigma(T_H^4 - T_o^4)] \quad (1)$$

Donde, como lo muestra (Dai et al. 2019):

$\eta_o$	: eficiencia óptica igual a 0.9,
$h$	: coeficiente de transferencia de calor por convección. Del mismo autor, $h = 20 \text{ W/m}^2\text{K}$ .
$T_o$	: temperatura ambiente, °C
$T_H$	: temperatura del colector solar, °C

La relación de áreas se determina de:

$$C = \frac{A_{app}}{A_{ab}} \quad (2)$$

donde

$A_{app}$	: área de apertura del colector, $\text{m}^2$
$A_{ab}$	: área del absorbedor, $\text{m}^2$

El calor útil se determina como lo muestra (Açikkalp et al. 2019) de:

$$Q_u = IA_{app}\eta_o - A_{ab}[h(T_H - T_o) + \varepsilon\sigma(T_H^4 - T_o^4)] \quad (3)$$

Finalmente, el rendimiento del concentrador solar fue calculado usando:

$$\eta_c = \frac{Q_u}{IA_{app}} \quad (4)$$

El calor producido por el colector solar,  $Q_u$ , es dividido para alimentar tanto al sistema de absorción con  $Q_g$ , como al motor Stirling, con  $Q_H$ . El rendimiento del motor Stirling,  $\eta_s$ , está relacionado con la potencia del motor,  $\dot{W}_s$ , y el calor de la fuente térmica,  $\dot{Q}_{H,s}$ , como lo muestran (Açikkalp et al. 2019), mediante:

$$\eta_s = \frac{\dot{W}_s}{\dot{Q}_{H,s}} \quad (5)$$

El calor del depósito frío del motor Stirling es calculado mediante:

$$\dot{W}_s = \dot{Q}_{H,s} + \dot{Q}_{L,s} \quad (6)$$

La potencia producida por el motor Stirling después de considerar el rendimiento, se usa como la potencia proporcionada por el compresor,  $\dot{W}_c$ . Si se considera un proceso isoentrópico en el compresor, y una vez determinadas las propiedades del refrigerante a la salida del condensador, y del evaporador, el flujo de refrigerante es:

$$\dot{W}_c = \dot{m}_r (h_1 - h_4) \quad (7)$$

La potencia frigorífica que puede producir el sistema de compresión se determinada de:

$$\dot{Q}_e = \dot{m}_r (h_4 - h_3) \quad (8)$$

En tanto que el Coeficiente de Operación, COP, del sistema de compresión se determina por:

$$COP_c = \frac{\dot{Q}_e}{\dot{W}_c} \quad (9)$$

Como ya se ha mencionado entre las ecuaciones (3) y (4), el calor útil del concentrador solar es dividido para alimentar tanto al motor Stirling como al sistema de absorción. En el trabajo presentado por (Zacarias et al. 2020) se muestra el desarrollo para el análisis de un sistema de refrigeración por absorción de simple efecto agua-bromuro de litio. En

el presente trabajo, en primer lugar, se determinan las propiedades como la entalpía y las concentraciones de la solución, a las presiones de operación dadas por las temperaturas de evaporación y de condensación. Los flujos másicos se encuentran una vez determinadas estas variables. Una vez hecho lo anterior, se sustituye en la ecuación del flujo de calor en el generador,  $Q_g$ , como:

$$\dot{Q}_g = \dot{m}_r h_1 + \dot{m}_{cs} h_8 - \dot{m}_{ds} h_7 \quad (10)$$

El balance de masa en el generador proporciona:

$$\dot{m}_7 = \dot{m}_8 + \dot{m}_r; \dot{m}_7 X_7 = \dot{m}_8 X_8 + \dot{m}_r X_1 \quad (11)$$

La eficiencia del recuperador:

$$\epsilon_{HE} = \frac{T_7 - T_6}{T_8 - T_6} \quad (12)$$

Potencia de la bomba de disolución:

$$\dot{W}_p = (P_6 - P_5) v_{ds} \dot{m}_{ds} \quad (13)$$

El calor del condensador y del absorbedor respectivamente son:

$$\dot{Q}_c = \dot{m}_r (h_1 - h_2) \quad (14)$$

$$\dot{Q}_a = \dot{m}_r h_4 + \dot{m}_{cs} h_{10} - \dot{m}_{ds} h_5 \quad (15)$$

La potencia frigorífica,  $\dot{Q}_e$ , producida por el sistema de absorción se determina con una ecuación como la ec. (8). El coeficiente de rendimiento es:

$$COP_a = \frac{\dot{Q}_e}{\dot{Q}_g + \dot{W}_p} \quad (16)$$

### Simulación

El modelo descrito de la ecuación (1) a la (16), fue programado en software especializado por los autores. Entre las consideraciones realizadas, están:

- No se consideran las pérdidas de calor en el absorbedor solar
- Sin sobrecalentamiento ni subenfriamiento a la salida del evaporador y del condensador respectivamente
- La concentración a la salida de cada componente del sistema de absorción se encuentra en equilibrio

Para la simulación, fue considerado que el 40% del calor producido por el concentrador solar es utilizado para alimentar al sistema de absorción, en tanto que el 60% restante, es utilizado para alimentar al motor Stirling. Esta proporción es recomendada en base al trabajo presentado por (Romage et al. 2020). Las condiciones de operación del sistema de enfriamiento híbrido alimentado por el colector solar, se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Coeficientes de ajuste y valor de los errores ópticos

Parámetro	Rango
Diámetro del concentrador solar, $D$ , m	1.4
Relación de concentración, $C$	5-100
Temperatura del concentrador solar, $T_H$ , °C	200, 300, 400
Radiación solar, $I$ , W/m <sup>2</sup>	200-1000
Eficiencia de motor Stirling, $\eta_s$	0.15, 0.2, 0.3
Temperatura del generador, $T_g$ , °C	120

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con el modelo desarrollado, y las condiciones de operación establecidas, el sistema de enfriamiento híbrido fue simulado para obtener los siguientes resultados. En la Fig. 2, se muestra el área y diámetro del absorbedor en el concentrador solar, respecto a la relación de concentración. De la figura puede apreciarse que, con relación de concentración de 30, el área y el diámetro del absorbedor aproximadamente pueden ser de 0.05 m<sup>2</sup> y 0.25m respectivamente. El diámetro puede ser tan pequeño como 0.14 m si la relación de concentración se aumenta a 100.

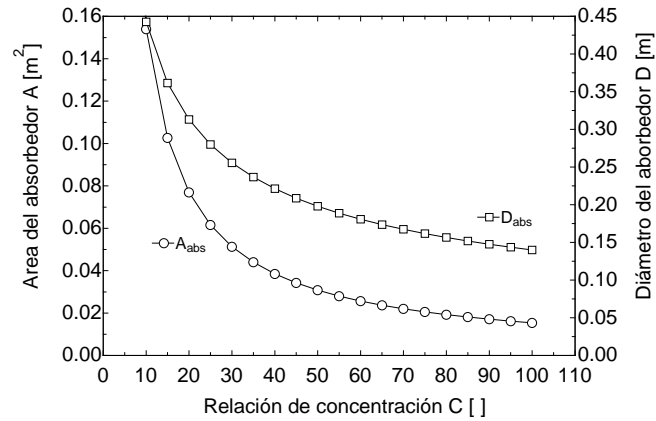


Fig. 2. Área y diámetro del absorbedor solar en función de la relación de concentración.

Cuando la relación de concentración junto con la temperatura del concentrador, se consideran para evaluar la eficiencia del colector solar, puede apreciarse en la Fig. 3 que la eficiencia del concentrador solar alcanza valores de 0.73 y 0.82 respectivamente para 200°C y 400°C, con la relación de concentración igual a 30. Cuando esta relación de áreas vale 100, la eficiencia para todos los casos está en torno a 82.5%.

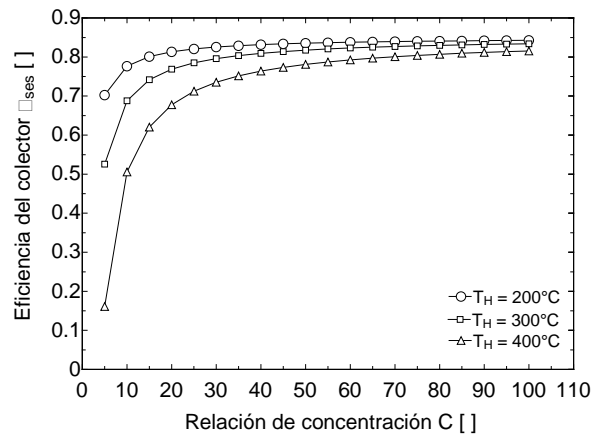


Fig. 3. Eficiencia del concentrador solar respecto a la relación de concentración.

La influencia de la radiación solar y de la temperatura del concentrador solar, sobre el calor producido por el concentrador, es mostrado en la Fig. 4, en donde puede apreciarse que con el concentrador solar de disco parabólico aquí planteado, puede producirse hasta 1.3 kW en el absorbedor. De este calor, puede utilizarse hasta 0.78 kW y 0.5 kW respectivamente para alimentar al motor térmico y al sistema de absorción.

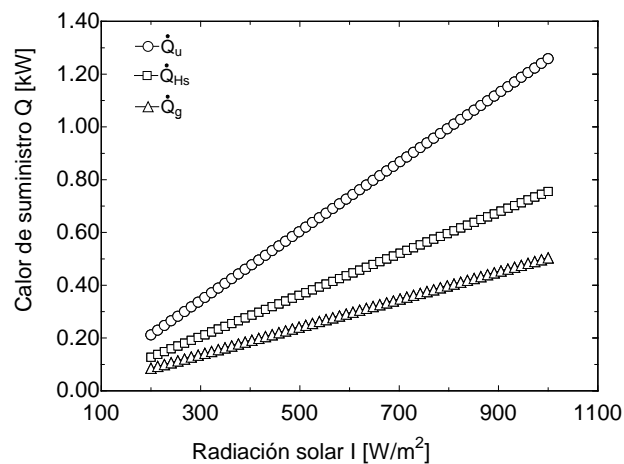


Fig. 4. Calor producido por el concentrador solar y proporcionado a los sistemas de enfriamiento.

En la Figura 5 se presenta el calor de enfriamiento producido por los dos sistemas de refrigeración, en donde puede apreciarse que el sistema de compresión puede producir 2.25 kW de enfriamiento, con eficiencia del motor Stirling de 0.3, en tanto que en todos los casos evaluados, el sistema de absorción produce hasta 0.47 kW de enfriamiento.

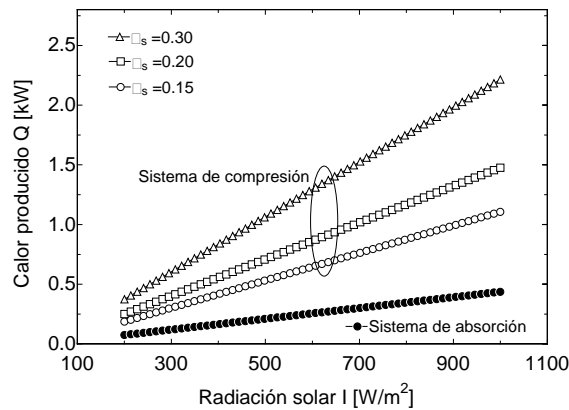


Fig. 5. Calor producido por los sistemas de enfriamiento después de ser alimentados por el concentrador solar.

La potencia requerida por el compresor del sistema de compresión y la bomba de disolución del sistema de absorción se presentan en la Fig. 6, en donde, puede apreciarse que el primero requiere en torno a 230 W en tanto que el segundo sólo necesita cerca de 12 W.

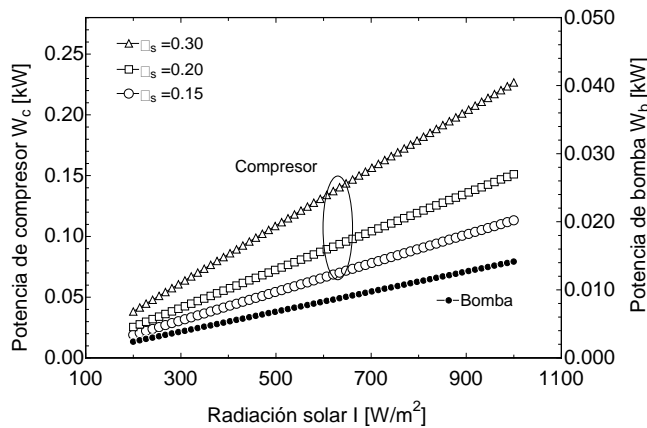


Fig. 6. Potencia requerida por el compresor del sistema de compresión y por la bomba de disolución.

En la Figura 7 se presenta el COP de los sistemas de refrigeración y la eficiencia del concentrador solar y del motor Stirling. De la figura puede apreciarse, como ya se ha mostrado antes, la eficiencia del colector solar depende de la radiación solar. El COP de los sistemas de refrigeración no cambiaron.

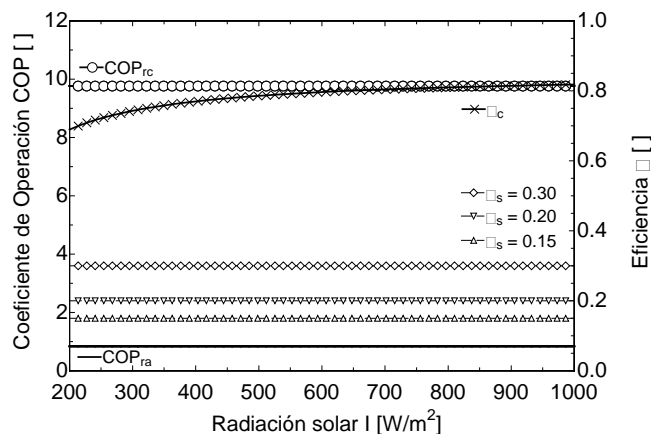


Fig. 7. COP y eficiencia de los sistemas.



## CONCLUSIONES

Del estudio realizado al concentrador solar de disco parabólico para producir potencia mecánica y potencia térmica para alimentar a un sistema de enfriamiento híbrido se han encontrado las siguientes conclusiones:

- la eficiencia del colector solar a 300°C, puede ser hasta 0.78 y 0.82 si el diámetro del absorbedor es de 0.30 m y 0.15 m respectivamente (con relación de concentración de 100 y 30 respectivamente).
- el calor producido por el concentrador solar es hasta 1.3 kW aproximadamente, en tanto que el calor de enfriamiento producido por el sistema híbrido puede ser de 2.3 kW y 0.47 kW por el sistema de compresión y el de absorción respectivamente.
- la potencia de la bomba del sistema de absorción es aproximadamente 20 veces menor que la potencia requerida por el compresor del sistema de compresión.
- la eficiencia del concentrador solar a temperatura promedio de 300°C, está entre 0.7 y 0.82.

## AGRADECIMIENTOS

Se agradece al Instituto Politécnico Nacional por el proyecto SIP20190076, por el año sabático DG-2019-171-1-15 y por el Apoyo Económico para la presentación del trabajo; al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, CONACYT por la beca 740638 de Estancia Sabática y a la Universidad Carlos III de Madrid por el apoyo para la Estancia de investigación.

## REFERENCIAS

- AÇikkalp E, Kandemir S Y, Ahmadi M H, (2019). Solar Driven Stirling engine -chemical heat pump- absorption refrigerator hybrid system as environmental friendly energy system. *Journal of Environmental Management*. 232, 455-461.
- Dai D, Liu Z, Yuan F, Long R, Liu W. (2019). Finite time thermodynamic analysis of a solar duplex Stirling refrigerator. *Applied Thermal Engineering* Vol. 156, 597-605.
- Fatouh M, Abou-Ziyan H, Mahmoud O, El-Raheim D A. (2017). Experimental analysis of hybrid and conventional air conditioning systems working in hot-humid climate. *Applied Thermal Engineering*. 118, 570-584.
- Guan L, Bennet M, Bell J. (2014). Development of a climate assessment tool for hybrid air conditioner. *Building and Environment* Vol. 82, 371-380.
- Li J, Xu S, Kong X, Liu K, Cui F. (2019). Experimental study on absorption/compression hybrid refrigeration cycle. *Energy* Vol. 168, 1237-1245.
- Liu X, Ye Z, Bai L, He M. (2019). Performance comparison of two absorption-compression hybrid refrigeration systems using R1234yf/ionic liquid as working pair. *Energy Conversion and Management* Vol. 181, 319-330.
- Reyes J, Zacarías A, Jiménez J A, Donís F, Gutiérrez C. (2018). Modelado de un colector solar parabólico con motor Stirling para uso doméstico y pequeña industria. *XXIV Congreso Internacional anual de la SOMIM* 19 al 21 de septiembre de 2018 Campeche, México.
- Romage G, Jiménez C, Zacarías A, Carvajal I, Flores A, Donís F. Simulation of a Stirling engine-compression/absorption hybrid cooling system. *CYTEF 2020. X Congreso Ibérico, VIII Congreso Iberoamericano de las Ciencias y Técnicas del Frío*, Pamplona, España, 1-3 julio, 2020.
- Wang J, Wang B, Wu W, Li X, Shi W, (2016.). Performance analysis of an absorption-compression hybrid refrigeration system recovering condensation heat for generation. *Applied Thermal Engineering*, 108, 54-65.
- Zacarías, J. A. Quiroz, G. L. Gutiérrez-Urueta, M. Venegas, I. Carvajal, J. Rubio. (2020) Comparison between adiabatic and non-adiabatic absorption chillers using ammonia-lithium nitrate and water-lithium bromide solutions. *Heat Transfer Research*. Doi.10.1615/HeatTransRes.2019026621.



## MELHORAMENTO ÓTICO DE CÉLULAS SOLARES TANDEM COM BASE EM SILÍCIO CRISTALINO

Pera D., Costa I., Vilhena D., Cardoso J., Gaspar G., Brito M.C., Lobato K., Serra J.M., Silva J.A.\*

Instituto Dom Luiz- Faculdade de Ciências Universidade de Lisboa,  
Edifício C1, Campo Grande, 1749-016 Portugal

\* autor correspondente: [jose.silva@fc.ul.pt](mailto:jose.silva@fc.ul.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2043>

### RESUMO

A estratégia mais promissora para reduzir o custo da eletricidade fotovoltaica é o aumento da eficiência dos sistemas. As células de silício cristalino estão cada vez mais próximas do seu limite teórico de eficiência, sendo por isso progressivamente mais difícil aumentar a sua eficiência. As células solares tandem com base em silício cristalino são um dos caminhos mais promissores para atingir uma eficiência de conversão para além dos 30% com um custo competitivo. Neste artigo é apresentada uma proposta de célula tandem com base em silício cristalino de com três terminais em que as subcélulas são ligadas em paralelo, sendo também propostas algumas estratégias para melhorar as propriedades óticas deste dispositivo. São apresentados os resultados do desenvolvimento de um método de melhoria do desempenho ótico do silício cristalino, baseado em gravação química assistida por metal, e de simulações numéricas de dispositivos.

**PALAVRAS-CHAVE:** Células tandem, Silício cristalino, Melhoramento ótico

### ABSTRACT

The most promising strategy to reduce the cost of photovoltaic electricity is to increase the systems' efficiency. Crystalline silicon cells are getting closer to their theoretical efficiency limit, which is why it is progressively more difficult to increase their efficiency. Crystalline silicon-based tandem solar cells are one of the most promising ways to achieve conversion efficiency beyond 30% at a competitive cost. This article presents a proposal for a tandem cell based on crystalline silicon with three terminals in which the subcells are connected in parallel, and some strategies to improve the optical properties of this device are proposed. The results of the development of a method to improve the optical performance of crystalline silicon, based on metal-assisted chemical etching and numerical device simulations' results are presented.

**KEYWORDS:** Tandem cells, Crystalline silicon, Optical improvement

### INTRODUÇÃO

O atual crescimento do mercado fotovoltaico (FV) tem-se baseado fundamentalmente nas tecnologias de silício cristalino, que entre monocristalino e multicristalino representaram mais de 90% da potência FV instalada em 2019 (Fraunhofer, 2020). Juntamente com este crescimento tem-se verificado uma forte e contínua redução do preço dos dispositivos FVs. Nos últimos anos este preço atingiu um valor tão reduzido que, em muitos casos, o custo dos painéis fotovoltaicos representou menos de metade do custo do sistema FV (Fraunhofer, 2020). Assim, a forma mais eficaz de reduzir o custo da energia fotovoltaica é aumentar a eficiência do dispositivo. Na verdade, a redução do custo do dispositivo fotovoltaico tem impacto em menos de 50% do custo total do sistema, enquanto que o aumento de eficiência tem impacto na totalidade do custo do sistema FV.

As células solares de silício têm visto a sua eficiência de conversão aumentar, estando a aproximar-se do seu limite de eficiência teórico denominado limite de Shockley-Queisser (Shockley & Queisser, 1961). Um dos conceitos mais promissores em termos de alta-eficiência de conversão é o conceito de célula tandem ou de multijunção. Uma célula tandem é composta por várias subcélulas empilhadas verticalmente, cada uma especializada na absorção de uma parte do espectro solar. A utilização deste tipo de célula permite alcançar eficiências muito elevadas, que teoricamente podem atingir 68%, para a radiação de um Sol, e 86% sob radiação concentrada (De Vos, 1980). Efetivamente os atuais recordes mundiais de eficiência para a radiação de um Sol e sob concentração, respetivamente 47.1% e 39.2% pertencem ambos a uma célula tandem de seis junções (NREL, 2020). Estas células de elevada eficiência foram

obtidas utilizando materiais dos grupos III e V, sendo o seu custo demasiado elevado para que possam competir com as tecnologias de silício cristalino no mercado terrestre, sendo apenas utilizadas em mercados de nicho como as aplicações espaciais. O elevado custo deste tipo de células deve-se sobretudo a três razões: i) os métodos de produção utilizados; ii) a estrutura de empilhamento vertical do dispositivo que obriga à existência de acordo entre as redes cristalinas dos materiais que compõem as diferentes subcélulas; iii) as subcélulas estão ligadas em série o que obriga a que todas as subcélulas tenham a mesma corrente fotogerada.

Mais recentemente tem-se verificado um aumento da investigação de células tandem com base em silício cristalino. Este tipo de células solares tem o aliciente de juntar o elevado potencial das células de multijunção à elevada maturidade e competitividade das tecnologias de silício cristalino. Esta trajetória tecnológica tem o potencial de produzir células solares com eficiências acima dos 30% a um custo competitivo.

Outra forma de reduzir o custo de produção das células de multijunção é a utilização de arquiteturas de célula alternativas, em que as células não estão ligadas em série, permitindo a otimização das respetivas correntes de curto-circuito de forma independente (Jimeno et al., 2016). Neste artigo será descrita a abordagem do projecto TaCI<sub>t</sub> que propõe a utilização de uma célula tandem de três terminais, na qual as diferentes subcélulas estão ligadas em paralelo. Será também descrita a estratégia adotada para aumentar a eficiência ótica das células tandem com base em silício cristalino.

### CÉLULA SOLAR TANDEM DE TRÊS TERMINAIS

O projeto TaCI<sub>t</sub> – Células tandem melhoradas opticamente, tem como objetivo o desenvolvimento de células de multijunções de elevado rendimento, baseadas em silício cristalino utilizando uma estrutura de célula com três terminais (Fig. 1).

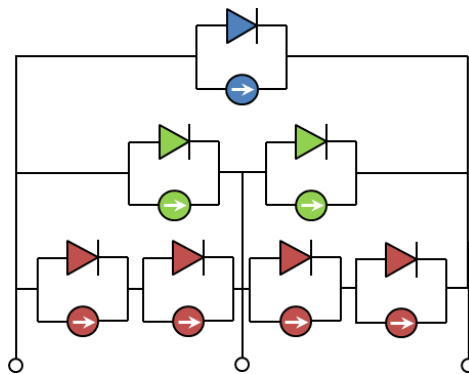


Fig. 1. Esquema de célula solar tandem de três terminais, adaptado de (Jimeno et al., 2016).

Neste dispositivo, as diferentes subcélulas estão ligadas em paralelo, pelo que cada nível de subcélulas deve ter mesma tensão de funcionamento que o nível anterior. Nesta célula de multijunção, a subcélula intermédia é uma célula de silício cristalino de contactos traseiros interdigitados (IBC). Por sua vez, a célula inferior, destinada a absorver a radiação infravermelha, é uma célula de silício-germânio (Si/Ge) que será depositada na parte traseira da célula de silício. A escolha da subcélula superior, especializada na absorção de radiação ultravioleta e, portanto, de elevado hiato de energia, está ainda em aberto. De forma a garantir o equilíbrio de tensão entre todos os níveis da célula tandem, as células de Si/Ge devem apresentar uma tensão de funcionamento de cerca de metade das células IBC, existindo assim duas células Si/Ge por cada IBC. De modo semelhante, as células do nível superior deverão ter uma tensão de funcionamento de aproximadamente o dobro da tensão das células IBC, existindo duas células IBC por cada uma destas células.

### MÉTODOS

A nível experimental, além da produção das subcélulas, um dos focos principais do projeto TaCI<sub>t</sub> é o desenvolvimento de estruturas avançadas de captura de luz com o objetivo de melhorar o desempenho ótico da célula de multijunção. Uma das técnicas utilizada para obter este tipo de estruturas é a técnica de texturização química assistida por metais (i.e.: *metal assisted chemical etching* - MACE), que tem sido aplicada neste projeto a amostras de silício cristalino. Paralelamente o Cenimat/i3N, parceiro do projeto TaCI<sub>t</sub>, está a desenvolver materiais transparentes condutores microestruturados que visam melhorar o aproveitamento de radiação vermelha e infravermelha em células de multijunção (Torrise et al., 2019).

As texturizações químicas, MACE, realizadas usaram ácido fluorídrico (HF), peróxido de hidrogénio (H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>) e nitrato de prata (AgNO<sub>3</sub>). Foi feito um estudo de sensibilidade do processo de texturização à variação do tempo de reação, das concentrações dos reagentes de HF e H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> e ao rácio de concentrações destes reagentes ( $\rho = [\text{HF}] / ([\text{H}_2\text{O}_2] + [\text{HF}])$ ) (Chartier et al., 2008).

As amostras foram caracterizadas através da medição da refletância espectral no intervalo 350-1050 nm, utilizando um espectrómetro UV-Vis, e da análise morfológica das micro e nanoestruturas criadas durante o processo de texturização através de imagiologia por microscopia eletrónica de varrimento.

O desenvolvimento laboratorial das estruturas de captura de luz tem sido acompanhado por simulações computacionais com vista a avaliação da sua qualidade ótica e conseqüente impacto no desempenho optoelectrónico de cada subcélula e do dispositivo completo. As simulações óticas são realizadas utilizando o método diferenças finitas no domínio do tempo (FDTD - *Finite Difference Time Domain*) para resolver as equações de onda de Maxwell (Archambeault et al., 2012, Mendes et al., 2016), uma vez que as estruturas, de forma e distribuição aleatórias e de dimensão variável, obtidas pela técnica MACE possuem a mesma ordem de magnitude dos comprimentos de onda do espectro de interesse, estando por isso abaixo do limite Lambertiano para a difusão. Esta característica inviabiliza o recurso a modelos de ótica de análise de raios, requerendo uma análise do comportamento ondulatório da interação da radiação com as superfícies texturizadas (Bhattacharya & John, 2019). As superfícies obtidas experimentalmente são reproduzidas numericamente com recurso a um algoritmo de reconstrução, utilizando imagens de microscopia eletrónica de varrimento (SEM) obtidas com diferentes ângulos de vista (Pera et al., 2020a). Os modelos de superfície são depois convertidos em modelos de substratos com espessuras adequadas à aplicação concreta do dispositivo fotónico e com os quais se realizam as simulações óticas FDTD.

## RESULTADOS

### Otimização ótica das amostras de silício cristalino por texturização MACE

Os resultados das texturizações efetuadas em amostras de silício monocristalino confirmaram a capacidade do processo MACE reduzir de forma muito significativa a refletância das amostras na gama espectral de interesse para aplicações fotovoltaicas e estão de acordo com resultados preliminares previamente apresentados (Costa et al., 2020). Na Fig. 2 apresenta-se a comparação entre uma amostra de silício cristalino (c-Si) polido e outra texturizada por MACE com uma solução com  $\rho=0.92$ . Pode observar-se que a redução da refletância ocorreu de forma quase uniforme ao longo de todo o intervalo espectral analisado. Esta amostra alcançou uma refletância efetiva de 3.15%. Sendo que o valor mais baixo observado, por aplicação desta técnica, foi de 3.02%

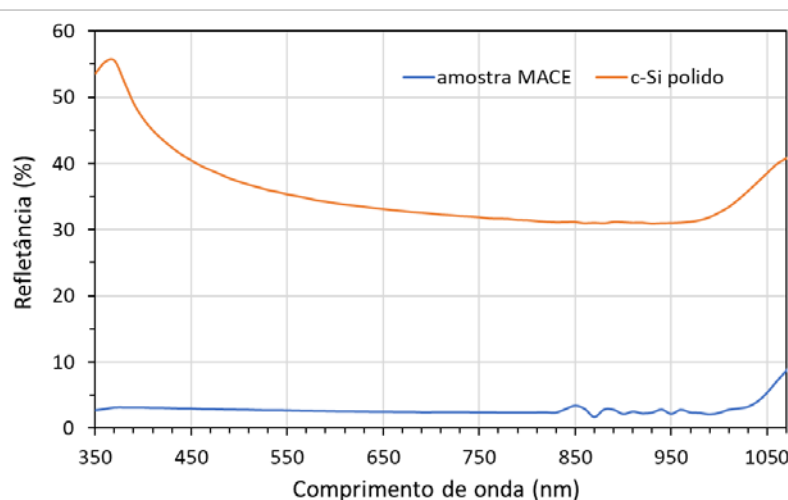


Fig 2. Refletância espectral para uma amostra texturizada com uma solução com  $\rho=0.92$ , comparada com uma amostra de silício cristalino (c-Si) polido.

O estudo da sensibilidade do processo MACE ao rácio molar  $\rho$  mostrou que existe uma transição de regime para  $\rho>0.82$ , a partir da qual a refletividade é fortemente reduzida (Fig 3). Verificou-se também que existe um intervalo ótimo para  $\rho$  entre 0.85 e 0.95 para o qual os valores de  $R_{\text{eff}}$  atingem o seu mínimo.

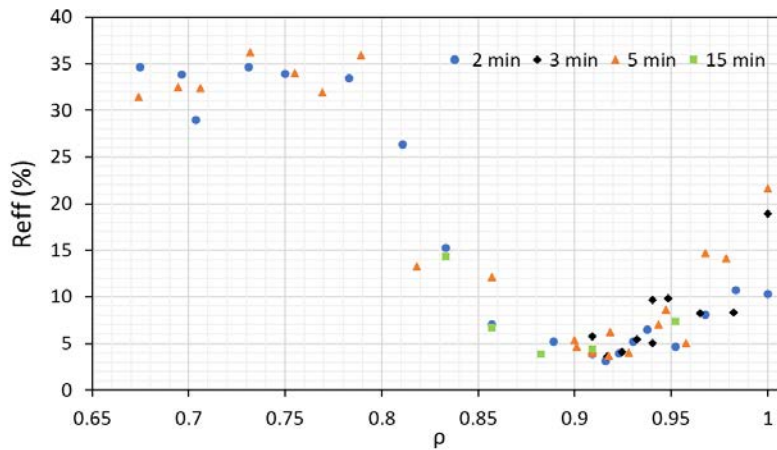


Fig. 3. Refletividade efetiva em função do rácio molar  $\rho$ , para três tempos de texturização diferentes, adaptado de (Pera et al., 2020b).

Resultados das simulações FDTD

A título de exemplo dos resultados obtidos por simulação computacional para o desempenho ótico das estruturas obtidas através da técnica MACE, refere-se uma texturização obtida para um rácio de concentrações de reagentes de ( $\rho=0.92$ ), com a qual se mediu experimentalmente uma refletividade efetiva de 3.02%. A amostra, ilustrada na Fig. 4, com uma coloração bastante homogénea (a) e de tom escuro, apresenta uma texturização superficial densa e irregular caracterizada pela presença de microestruturas (b) com altura máxima de 1.67  $\mu\text{m}$ .

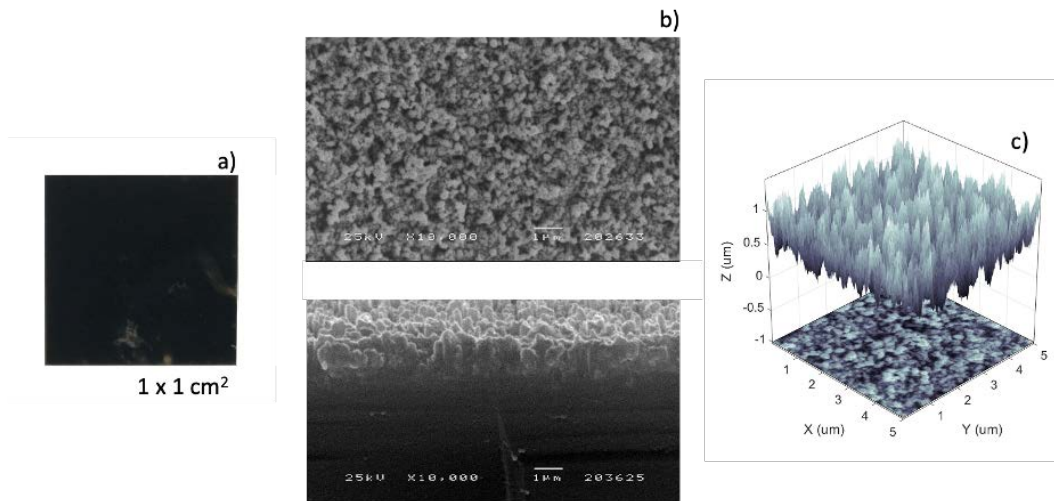


Fig. 4. Exemplo de uma superfície texturizada por MACE. a) fotografia b) imagens SEM c) modelação 3D.

As simulações FDTD desta superfície foram realizadas para um substrato com 150  $\mu\text{m}$ , tendo-se obtido uma refletividade efetiva muito próxima da medida experimentalmente, 3.4%. Tal como se pode constatar na Fig. 5, o perfil espectral da refletância obtido na simulação FDTD apesar de muito próximo do obtido experimentalmente, apresenta diferenças significativas nomeadamente nos extremos do espectro de interesse o que justificam a variação observada para a refletividade efetiva. Nos comprimentos de onda mais curtos, a diferença observada entre os perfis deve-se ao facto de a simulação contemplar apenas uma pequena área da amostra, por uma questão de limitação da capacidade computacional, evidenciando a importância da influência das estruturas com maior rácio entre altura e área ocupada para a absorção destes comprimentos de onda, cuja representatividade da sua densidade no modelo simulado não foi suficiente. Este resultado pode ser melhorado aumentando a área do modelo computacional ou através da convolução dos perfis obtidos para várias simulações de áreas de superfície menores provenientes de diferentes localizações da superfície em análise. No extremo oposto, a diferença observada deve-se fundamentalmente à reemissão espectral do silício junto à região de energia do seu hiato natural, que não é contemplada na simulação.

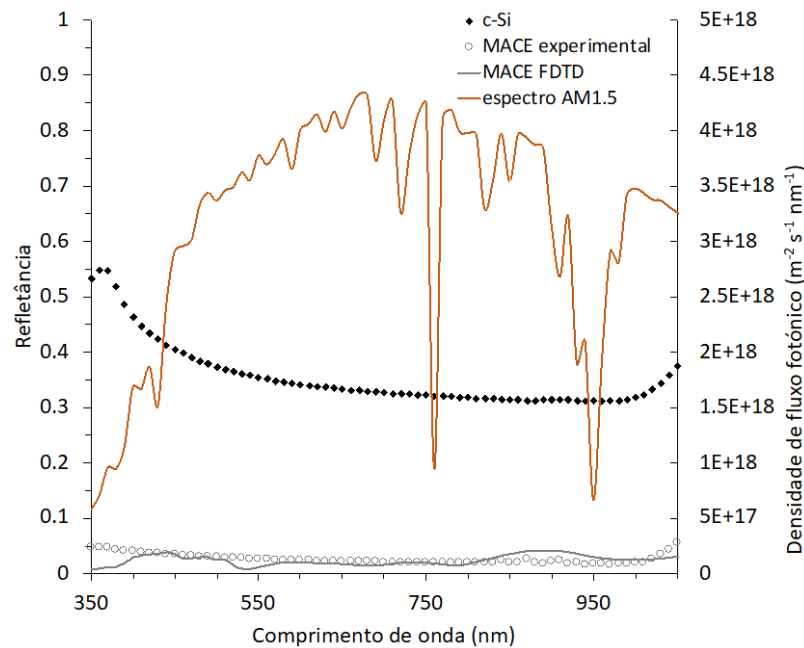


Fig 5. Perfis de refletância espectral obtidos experimentalmente e por simulação FDTD.

Da simulação da taxa de geração de portadores resultou uma densidade máxima de corrente fotogerada de  $45.5 \text{ mA.cm}^{-2}$ , excluindo à partida os mecanismos de recombinação de portadores quer à superfície quer ao longo da espessura do substrato de silício. Este resultado demonstra o elevado potencial desta técnica de texturização superficial para melhorar o desempenho de uma célula solar tendo em conta que a densidade de corrente fotogerada típica do silício é inferior a metade deste valor.

#### COMENTÁRIOS FINAIS

O estudo de texturização MACE efetuado demonstrou a utilidade deste método para reduzir significativamente a refletância do silício em toda a gama do espectro solar de interesse fotovoltaico. O valor mais baixo de refletividade efetiva obtido foi de 3.02% para uma texturização efetuada com  $\rho=0.92$ . O estudo de sensibilidade do processo MACE ao valor do rácio molar  $\rho$ , não só provou existir a existência de um valor mínimo de  $\rho=0.82$  a partir do qual se verifica uma forte redução de  $R_{\text{eff}}$ , como sugere a existência de um intervalo ótimo para  $\rho$  entre 0.85 e 0.95 para o qual se obtém os valores mínimos para a refletividade. Os resultados das simulações FDTD do desempenho ótico destas estruturas efetuados com base nas imagens SEM das estruturas MACE obtidas provaram a validade do método de simulação desenvolvido.

O passo seguinte será desenvolver um modelo computacional optoeletrónico de uma célula IBC com as estruturas obtidas pelo processo MACE de modo a avaliar o seu desempenho, ao qual se seguirá a sua produção experimental.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o financiamento à Fundação para a Ciência e Tecnologia no âmbito do projeto TaCIt / PTDC/NAN-OPT / 28837 / 2017. Agradecemos também à Doutora Olinda Monteiro pela utilização do Espetrómetro UV-Vis, ao Telmo Nunes pelo seu apoio nas observações de microscópio eletrónico, e aos professores Carlos Del Cañizo, Ignacio Tobías e Juan Carlos Jimeno pelas frutuosas discussões científicas.

#### REFERÊNCIAS

- Archambeault, B. R., Ramahi, O. M., & Brench, C. (2012). EMI/EMC computational modeling handbook (Vol. 630). Springer Science & Business Media. [https://doi.org/10.1007/978-1-4615-1557-9\\_8](https://doi.org/10.1007/978-1-4615-1557-9_8)
- Bhattacharya, S., & John, S. (2019). Beyond 30% conversion efficiency in silicon solar cells: a numerical demonstration. Scientific reports, 9(1), 1-15. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-48981-w>

- Chartier, C., Bastide, S., & Lévy-Clément, C. (2008). Metal-assisted chemical etching of silicon in HF-H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>. *Electrochimica Acta*. <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2008.03.009>
- Costa, I., Pera, D., & Silva, J. A. (2020). Improving light capture on crystalline silicon wafers. *Materials Letters*. <https://doi.org/10.1016/j.matlet.2020.127825>
- De Vos, A. (1980). Detailed balance limit of the efficiency of tandem solar cells. *Journal of Physics D: Applied Physics*. <https://doi.org/10.1088/0022-3727/13/5/018>
- Fraunhofer ISE, PSE Projects GmbH (2020). Photovoltaics Report. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- Jimeno, J. C., Gutierrez, R., Fano, V., Habib, A., Del Cañizo, C., Rasool, M. A., & Otaegi, A. (2016). A 3 Terminal Parallel Connected Silicon Tandem Solar Cell. *Energy Procedia*. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.07.031>
- Mendes, M. J., Araújo, A., Vicente, A., Águas, H., Ferreira, I., Fortunato, E., & Martins, R. (2016). Design of optimized wave-optical spheroidal nanostructures for photonic-enhanced solar cells. *Nano Energy*, 26, 286-296. <https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2016.05.038>
- NREL. (2020). Best Research-Cell Efficiency Chart | Photovoltaic Research | NREL. Obtido 22 de Junho de 2020, de <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/best-research-cell-efficiencies.20200406.pdf>
- Pera D., Cardoso J., Vilhena D., Gaspar G., Lobato K., Costa I., Serra J.M., Silva J. A. (2020). Computational optical analysis of 3D modeled crystalline silicon substrates randomly. *Proceedings 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference*.
- Pera D., Frota A., Costa I., Vilhena D., Cardoso J., Gaspar G., Lobato K., Serra J.M., Silva J. A. (2020). Advanced light-trapping structures for back-contact solar cells produced by metal-assisted chemical etching. *37th European Photovoltaic Solar Energy Conference*.
- Shockley, W., & Queisser, H. J. (1961). Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells. *Journal of Applied Physics*. <https://doi.org/10.1063/1.1736034>
- Torrise, G., Luis, J. S., Sanchez-Sobrado, O., Raciti, R., Mendes, M. J., Águas, H., Fortunato, E., Martins R., Terrasi, A. (2019). Colloidal-structured metallic micro-grids: High performance transparent electrodes in the red and infrared range. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.03.046>



**ESTUDO DA DISTRIBUIÇÃO DO FLUXO DE ENERGIA SOLAR E DA EFICIÊNCIA ÓTICA DE UM CONCENTRADOR LINEAR FRESNEL COM ABSORVEDOR PLANO****Fantini D.G.\*, Baptista de Siqueira M.B.\***

\* Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Lab. de Energia e Ambiente, Campus Darcy Ribeiro Asa Norte, Brasília, DF, CEP 70910-900, Brasil. [fantinidario@gmail.com](mailto:fantinidario@gmail.com), [mariosiqueira@unb.br](mailto:mariosiqueira@unb.br), <http://www.lea.unb.br>

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2044>

**RESUMEN/RESUMO**

Apresenta-se uma análise da uniformidade da densidade do fluxo de energia solar concentrada e da eficiência de um concentrador solar do tipo refletor linear Fresnel, existente no Laboratório de Energia e Ambiente da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília. Esta análise é realizada através da simulação com o software TONATIUH conjuntamente com o software OCTAVE. Apresentam-se os valores da média mensal por hora da eficiência ótica e do índice de uniformidade do fluxo de energia solar concentrada na superfície do absorvedor. Em formato de mapa de cores mostra-se a distribuição da irradiância na superfície do absorvedor para diferentes horários e meses do ano. O concentrador apresenta boa uniformidade na distribuição do fluxo no período das 10h até as 14h para todos os meses do ano e uma eficiência ótica máxima de 0,79. Verifica-se que as perdas de final de linha na iluminação do absorvedor diminuem significativamente a eficiência elétrica do sistema.

**PALAVRAS-CHAVE:** Uniformidade, Eficiência Ótica, CPVT, Linear Fresnel, Tonatiuh Ray Tracing.

**ABSTRACT**

An analysis of the uniformity of the concentrated solar energy flux density and the efficiency of a Fresnel linear reflector solar concentrator is presented. This concentrator is located at the Energy and Environment Laboratory of the Faculty of Technology of the University of Brasilia. The analysis was carried out through simulation with the software TONATIUH and OCTAVE. The average monthly values per hour of the optical efficiency and uniformity index of the concentrated solar energy flux on the absorber surface are presented. In color map format, the distribution of irradiance on the absorber surface is shown for different times and months of the year. The concentrator shows good uniformity in the flux distribution from 10 am to 2 pm for all months of the year and a maximum optical efficiency of 0.79. It is verified that the end losses of illumination on the absorber reduce significantly the electrical efficiency of the system.

**KEYWORDS:** Uniformity, Optical Efficiency, CPVT, Linear Fresnel, Tonatiuh Ray Tracing

## INTRODUÇÃO

O presente trabalho tem como ênfase a análise da eficiência ótica e da uniformidade da distribuição do fluxo de energia na superfície do absorvedor gerada pelo concentrador do tipo refletor linear Fresnel (LFR) existente no Laboratório de Energia e Ambiente (LEA) da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília. Pretende-se determinar a viabilidade de sua integração como parte de um protótipo de sistema concentrador solar fotovoltaico térmico (CPVT). Este sistema se baseia no uso de células fotovoltaicas convencionais de silício mono cristalino e no uso de um absorvedor de calor conjuntamente com o concentrador solar. O concentrador solar aumenta a densidade do fluxo luminoso na superfície das células fotovoltaicas, que são instaladas sobre a superfície do absorvedor plano (duto de seção transversal retangular), pelo qual escoam um fluido refrigerante (água) que evita o aumento de temperatura de forma excessiva nas células. O calor absorvido pelo fluido pode ser reaproveitado para qualquer processo de aquecimento de baixa temperatura, como por exemplo aquecimento de espaços residências ou de trabalho.

Além do problema de manter a temperatura das células em níveis adequados para evitar uma perda expressiva da eficiência, apresentam-se também os problemas atrelados à não uniformidade da irradiância concentrada nas células. Conforme apresentado por Franklin e Coventry (2002) e Hu et al. (2013) células fotovoltaicas expostas a focos de iluminação não uniforme, produzidos por diversos sistemas de concentração solar, experimentam diminuição da eficiência como consequência da redução da tensão de circuito aberto, devido às diferenças de temperaturas que se estabelecem entre as regiões menos iluminadas e as mais iluminadas. O estudo de Martinez Lopez (2016) conclui que uma radiação não uniforme levará a uma distribuição não uniforme da temperatura na célula solar, o que causará uma modificação no seu desempenho. Zhang et al. (2019) expõem que valores elevados de não uniformidade na iluminação das células implica em elevadas perdas ôhmicas. Amanlou et al. (2016) relatam que diversos modelos óticos para concentradores solares focais ou lineares são propostos por diferentes pesquisadores, entretanto não existe suficiente informação sobre a uniformidade da concentração do fluxo de energia nos coletores ou absorvedores planos retangulares.

De acordo com Baig et al. (2012) os efeitos da não uniformidade na iluminação das células em concentradores solares podem ser analisados aplicando métodos teóricos e elementos finitos em uma, duas ou três dimensões (1-D, 2-D e 3-D), exemplos destes são os trabalhos apresentados por Mitchell (1977), Luque et al. (1998), Franklin e Coventry (2002), Galiana et al. (2005), Mellor et al. (2009), Proell et al. (2016) e Zhang et al. (2019) existem também trabalhos de revisão sobre o assunto (Baig et al. 2012; Amanlou et al. 2016 e Li et al. 2018), Baig et al. 2012 destacam que a não uniformidade pode aumentar o preço da energia produzida com CPV, tornando-a não lucrativa a longo prazo e, portanto, é importante compreender seu impacto caso a caso e incluir seu efeito nos cálculos de longo prazo da tecnologia. Ao mesmo tempo, métodos para medir esse efeito com precisão e reduzir seu impacto precisam ser explorados para o benefício da indústria de CPV. Consequentemente isto deve ser levado em conta para sistemas CPVT.

Diante dos problemas expostos relacionados à não uniformidade do fluxo luminoso objetiva-se o estudo e análise da não uniformidade e da eficiência ótica do concentrador a ser utilizado. A partir deste estudo pretende-se identificar medidas que minimizem a perda de eficiência elétrica das células fotovoltaicas. Para isso escolheu-se a modelagem e simulação do sistema concentrador refletor linear Fresnel, utilizando-se o software de traçado de raios (ray tracing) TONATIUH, que permite obter os dados da distribuição do fluxo da concentração solar sobre o absorvedor em formato de arquivos ASCII. Posteriormente, estes arquivos são processados com o software OCTAVE, obtendo-se os valores da média mensal por hora da eficiência ótica e do índice de uniformidade da distribuição do fluxo de energia concentrada na superfície do absorvedor. Apresentam-se os resultados da variação da média da eficiência ótica e do índice de uniformidade do fluxo, para cada mês do ano por hora, também se mostra a distribuição do fluxo na superfície do absorvedor por meio de mapas de cores.

## DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O concentrador solar LFR é apresentado na Fig. 1 e Fig. 2 e faz parte de um sistema CPVT, que se localiza na latitude  $-15,78$  e longitude  $-47,93$ , coordenadas do LEA utilizadas nas simulações. O concentrador está constituído por 15 espelhos (características apresentadas na Tabela 5) que são orientados longitudinalmente sentido norte-sul. A distância focal entre espelhos e absorvedor é 1,5 m. Os espelhos possuem seguimento solar de um eixo e concentram o fluxo de energia solar na superfície do absorvedor. Os eixos de rotação se encontram localizados em sentido longitudinal Norte-Sul coincidindo com o eixo Z do TONATIUH; o eixo Y deste corresponde à altura e o X ao sentido Oeste-Leste. Cada espelho possui um ângulo de inclinação próprio em relação ao plano horizontal, função da posição do Sol. A superfície do absorvedor tem uma largura e comprimento de 0,125m e 1,5m respectivamente. O absorvedor se encontra montado numa estrutura que possibilita sua movimentação no sentido norte-sul ficando fixa à base dos espelhos como se visualiza na Fig. 1 e Fig. 2. O deslocamento ( $d$ ) máximo foi limitado em 3m, o suficiente para iluminar a superfície do absorvedor nas horas de Sol na região de Brasília durante os diferentes meses do ano. Este deslocamento varia com a posição do Sol, como se pode ver na Fig. 2, diminuindo expressivamente as perdas por final de linha (end losses).



Fig. 1. Concentrador refletor linear Fresnel pertencente ao LEA  
Fonte: Gadioli de Sousa (2018)

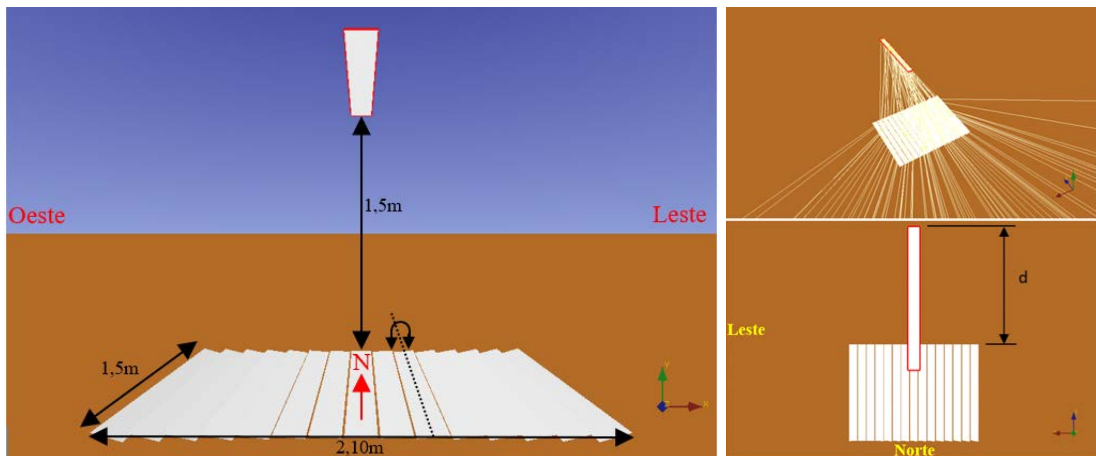


Fig. 2. Concentrador modelado no TONATIUH - Deslocamento longitudinal do absorvedor

Tabela 1. Características dos espelhos

Quant. Espelhos	Largura	Comprimento	Espaçamento	Refletividade	Espessura
15	0,125 m	1,5 m	9 mm	0,92	3 mm

### ESPECIFICAÇÕES DA MODELAGEM

Foi escolhido o software livre de código aberto TONATIUH (versão 2.2.4) para executar a modelagem e simulação, desenvolvido pelo CENER (Centro Nacional de Energias Renováveis, Espanha), este possibilita a modelagem geométrica tridimensional do concentrador e o traçado de raios ou fótons que permitem conhecer a distribuição da iluminação na superfície do absorvedor. Possui um editor de script (baseado na ECMAScript Language Specification) que possibilita a automação da simulação. É importante sinalizar que a simulação do traçado dos raios solares realizada pelo software se baseia no método de Monte Carlo, portanto a precisão dos dados obtidos dependerá da quantidade de raios utilizados na configuração.

Inicialmente foram criados os diferentes elementos ou nodos (espelhos e absorvedor) do sistema no TONATIUH com suas geometrias e características correspondentes conforme descrito, subsequentemente foi automatizada a simulação variando a posição do Sol conforme hora e dia do ano. As configurações adotadas para a simulação foram as seguintes,

- modelo de transmissividade atmosférica: Transmissivity Type = "Ballestrin Transmissivity";
- modelo da forma solar: Sunshape Type = "Pillbox\_Sunshape"; Sunshape Type → Parameter irradiance = 1000 [W/m<sup>2</sup>]; Sunshape Type → Parameter thetaMax = 0,00465 [rad],
- quantidade de raios para a simulação: Number of Rays = 30000000;
- refletividade dos espelhos: Specular\_Standard\_Material → m\_reflectivity = 0,92;
- error Specular\_Standard\_Material → m\_sigmaSlope = 2 [mrad],

O código de automatização varia em 5° o ângulo de elevação e azimute do Sol, totalizando 1368 posições. Para cada posição é gerado um arquivo ASCII. Cada arquivo contém as informações do fluxo solar [W/m<sup>2</sup>] nas diferentes subáreas da superfície do absorvedor. É importante destacar que a superfície total do absorvedor é dividida em uma malha (Grid divisions) definida pelo usuário, para fazer a análise inicial definiu-se 20x20 como se pode ver na Fig. 3, conseqüentemente cada arquivo contém 400 coordenadas *x* e *y* [m] e, portanto, a área total do absorvedor possui 400 subáreas, cada coordenada sinaliza o ponto meio de uma subárea e cada subárea é identificada pelos sub índices *i, j*.

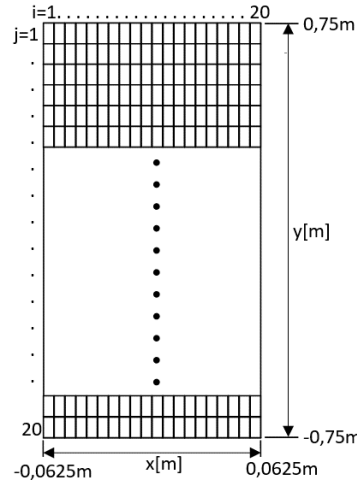


Fig. 3. Malha de divisão da área do absorvedor em subáreas

Com os dados do fluxo de irradiância em cada subárea do absorvedor foram calculados, através de uma rotina desenvolvida em OCTAVE, os valores do índice de uniformidade no receptor e a eficiência ótica do sistema refletor linear Fresnel. Utilizaram-se as Eqs. (1), (2), (3) e (4) a para o cálculo conforme descritas por Cardoso et al. (2018) com modificações,

$$\text{uniformidade (índice)} = \frac{\sqrt{\frac{1}{IJ} \sum_{i=1}^{I=20} \sum_{j=1}^{J=20} (\Phi_{i,j} - \bar{\Phi})^2}}{\bar{\Phi}} \quad (1)$$

$$\Phi_{i,j} = \frac{N_{i,j} P_{ph}}{A_s} \quad (2)$$

$$A_s = |x_i - x_{i+1}| * |y_i - y_{i+1}| \quad (3)$$

$$\bar{\Phi} = \frac{\sum_{i=1}^{I=20} \sum_{j=1}^{J=20} \Phi_{i,j}}{IJ} \quad (4)$$

onde  $\Phi_{i,j}$  [W/m<sup>2</sup>] é a densidade do fluxo incidente na subárea *i, j*;  $N_{i,j}$  é o número de fótons ou raios que incidem nessa subárea;  $P_{ph}$  [W] é a potência por fóton;  $A_s$  [m<sup>2</sup>] é o tamanho da subárea;  $x_i$  [m] e  $y_i$  [m] são as coordenadas do ponto central da primeira subárea;  $x_{i+1}$  e  $y_{i+1}$  são coordenadas do ponto central das subáreas vizinhas e  $\bar{\Phi}$  [W/m<sup>2</sup>] é a média da densidade do fluxo incidente na superfície do absorvedor. A uniformidade é definida como um índice adimensional que permite mensurar a homogeneidade da distribuição da densidade do fluxo de irradiância solar em uma superfície dada, e se define como o desvio padrão do fluxo normalizado com o valor médio do fluxo incidente na superfície.

Para o cálculo do rendimento ou eficiência ótica do concentrador ( $\eta_{conc}$ ) aplica-se a Eq. (5),

$$\eta_{conc} = \frac{\dot{Q}}{DNI A_{conc}} \quad (5)$$

$$\dot{Q} = P_{ph} \sum_{i=1}^{I=20} \sum_{j=1}^{J=20} N_{i,j} \quad (6)$$

onde  $\dot{Q}$  [W] é a potência total incidente na superfície de interesse,  $DNI$  é a irradiância normal direta incidente e  $A_{conc}$  [m<sup>2</sup>] se refere à área de abertura total do concentrador considerando o ângulo de elevação do Sol igual a 90°. Neste trabalho foi utilizado um  $DNI$  de 1000 W/m<sup>2</sup> para todos os cálculos. O valor de  $A_{conc}$  é de 2,76787m<sup>2</sup>, considera-se só a projeção dos espelhos no plano horizontal.

O absorvedor é deslocado em função da posição do Sol e para isso foi criado um script no TONATIUH para tratar a descontinuidade do ângulo de azimute 0°-360° gerada; e também calcular a variação média longitudinal na incidência dos raios no plano do absorvedor refletidos por cada espelho, permitindo uma distribuição do fluxo mais uniforme no sentido longitudinal do absorvedor.

### RESULTADOS E ANÁLISE

Na Fig. 4 são apresentados os valores médios por hora para cada mês do ano onde as linhas tracejadas representam os valores dos índices de uniformidade e as linhas cheias os valores da eficiência ótica. Vale ressaltar que quanto mais próximo de zero for o valor do índice de uniformidade mais uniforme será a distribuição do fluxo luminoso na superfície do absorvedor. Para os meses de janeiro até março e de outubro até dezembro no horário entre 9h e 15h o sistema trabalha com um índice de uniformidade menor a 0,3 e uma eficiência ótica superior a 0,72. Para os meses de abril até setembro encontram-se valores do índice de uniformidade inferiores a 0,3 no horário de 10h a 14h e uma eficiência superior a 0,61. Estes gráficos mostram a simetria no funcionamento do sistema em diferentes meses do ano.

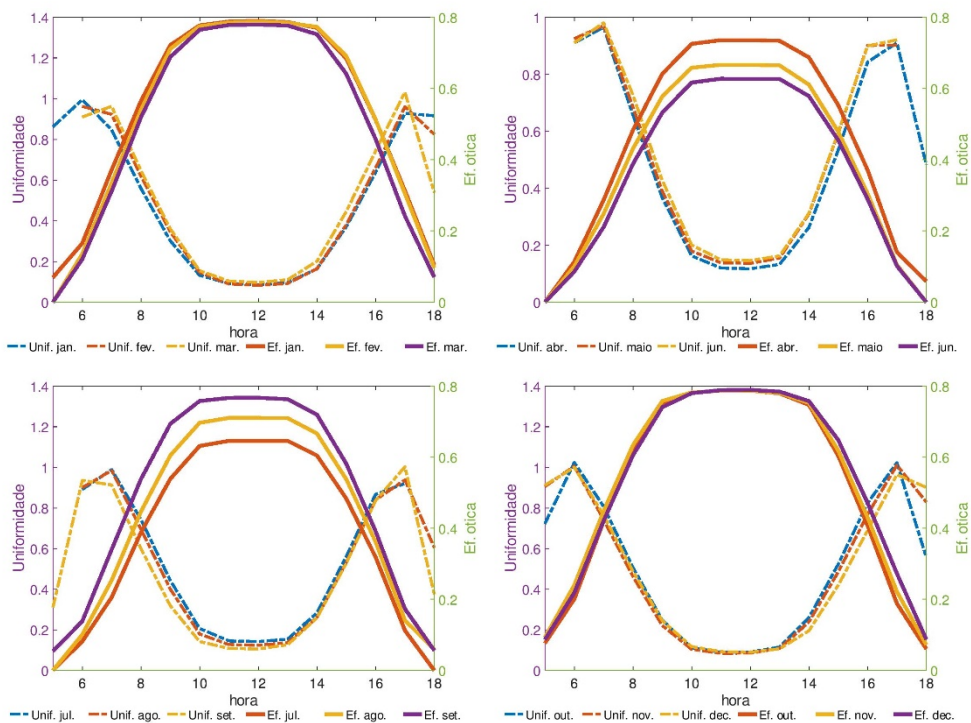


Fig. 4. Valores médios para cada mês do ano por hora do índice de uniformidade e da eficiência ótica

No que diz respeito do comportamento da uniformidade nos extremos dos gráficos da Fig. 4, temos uma diminuição do índice, indicando um aumento na homogeneidade da distribuição do fluxo no absorvedor. Isto se deve ao bloqueio causado pelos espelhos dos extremos do concentrador sobre os restantes, nos horários próximos do nascer e pôr do Sol.

Na

Fig. 5 são apresentados os resultados de uma simulação no horário próximo ao pôr do Sol, os quais permitem visualizar o efeito do bloqueio dos espelhos gerando a perda acentuada da eficiência ótica, mas também visualiza-se a melhoria indicada em relação à uniformidade na distribuição do fluxo no caso dos horários de nascer e pôr do Sol. Os resultados correspondem ao dia 15 de setembro às 18h, o índice de uniformidade para esse dia e horário é 0,63;

em vermelho indica-se a elevada uniformidade do fluxo no meio do absorvedor com um valor de aproximadamente 750 W/m<sup>2</sup>. A lateral do lado Leste terá maior irradiância nos horários próximos ao pôr do Sol, este comportamento se reproduz na lateral oposta nos horários próximos ao nascer do Sol.

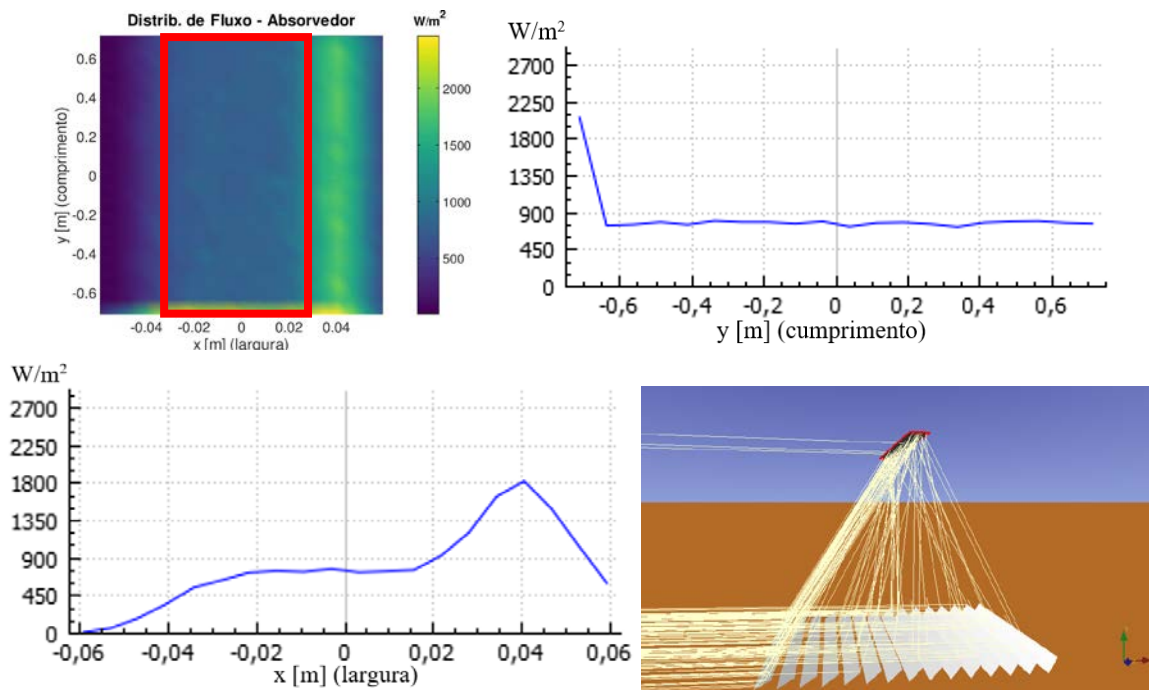


Fig. 5. Distribuição do fluxo e simulação dos raios no dia 15 de setembro às 18h

Na Fig. 6 mostra-se a distribuição do fluxo na superfície do absorvedor para os meses de janeiro, junho e setembro, para representar a média de cada mês optou-se pelo dia 15 para os meses com 30 dias e o dia 16 para os dias com 31. Os gráficos de uma mesma fileira pertencem a um mesmo mês e cada coluna representa uma hora, começando da esquerda para direita temos 8h, 10h, 12h e 14h local. Os gráficos das horas seguintes não são colocados por apresentarem simetria com as anteriores. Com relação a estes gráficos deve-se ressaltar sua importância como forma de evidenciar visualmente a distribuição do fluxo, permitindo detectar e antecipar problemas, que de modo experimental poderiam demandar muito tempo ou não serem percebidos de forma direta. Outro fator importante da visualização é que permite estabelecer uma coerência do índice de uniformidade, já que pode existir um mesmo índice para diferentes distribuições do fluxo na superfície do absorvedor. Pode ser observado nos gráficos que em alguns meses, como por exemplo janeiro e setembro, o absorvedor apresenta uma iluminação maior em um de seus extremos no horário de 10h até 14h, onde o índice de uniformidade indica uma distribuição mais homogênea do fluxo, mas não indica essa diferença na iluminação. A iluminação mais acentuada em um dos extremos do absorvedor (no eixo y) se deve ao sombreamento parcial dos espelhos centrais causado pelo mesmo absorvedor. Este efeito diminui para os meses que o ângulo zenital é maior entre as 10h e 14h. Os gráficos correspondentes ao horário de 8h evidentemente ocasionariam um decaimento acentuado no que se refere à geração de energia fotovoltaica sendo que existe iluminação só na metade da superfície e, portanto, na metade de cada célula considerando que serão instaladas longitudinalmente na superfície do absorvedor. Este comportamento começa a se repetir aproximadamente depois das 15h dependendo do dia do ano.

Os resultados das simulações apresentados na Fig. 6 permitem visualizar as perdas de final de linha que ocorrem nos extremos longitudinais do absorvedor (eixo y), a partir da análise das simulações foi possível determinar que estas perdas acontecem por três causas diferentes: i) por sombreamento longitudinal parcial dos espelhos gerado pelo absorvedor quando o ângulo zenital é maior que 0° e menor que um valor que dependera da altura focal, para o caso de estudo este ângulo foi de 36° considerando o deslocamento do absorvedor; ii) pelo ângulo de elevação do Sol diferente de 90°, o efeito desta causa foi atenuado significativamente introduzindo o deslocamento do absorvedor; e iii) por causa da distância focal relativa de cada espelho, o efeito desta diminui com o aumento da altura focal do sistema e aumenta com a diminuição do ângulo de elevação do sol, este efeito pode ser visualizado na Fig. 8.

Na superfície do absorvedor são instaladas 48 células no sentido longitudinal com a mesma largura que este (125mm) e comprimento de 31,25mm, conectadas em série, cada célula é dividida em 8 elementos de acordo com a Fig. 7 e Fig. 8 onde é introduzida uma malha de 48x8. Aplicando-se o modelo elétrico unidimensional apresentado por Zhang et al. (2019) verifica-se para o caso da Fig. 7 que a corrente gerada em cada célula fotovoltaica são similares devido à uniformidade na iluminação, contudo a primeira célula limitará a corrente das outras porque se encontrar exposta a

menor irradiância e temperatura (por estar do lado da entrada do fluido). O valor da corrente obtido foi de 8,055A e uma tensão 21,35V para o arranjo de 48 células totalizam uma potência elétrica de 172 W. Esta potência representa uma eficiência elétrica do receptor de 10,39%.

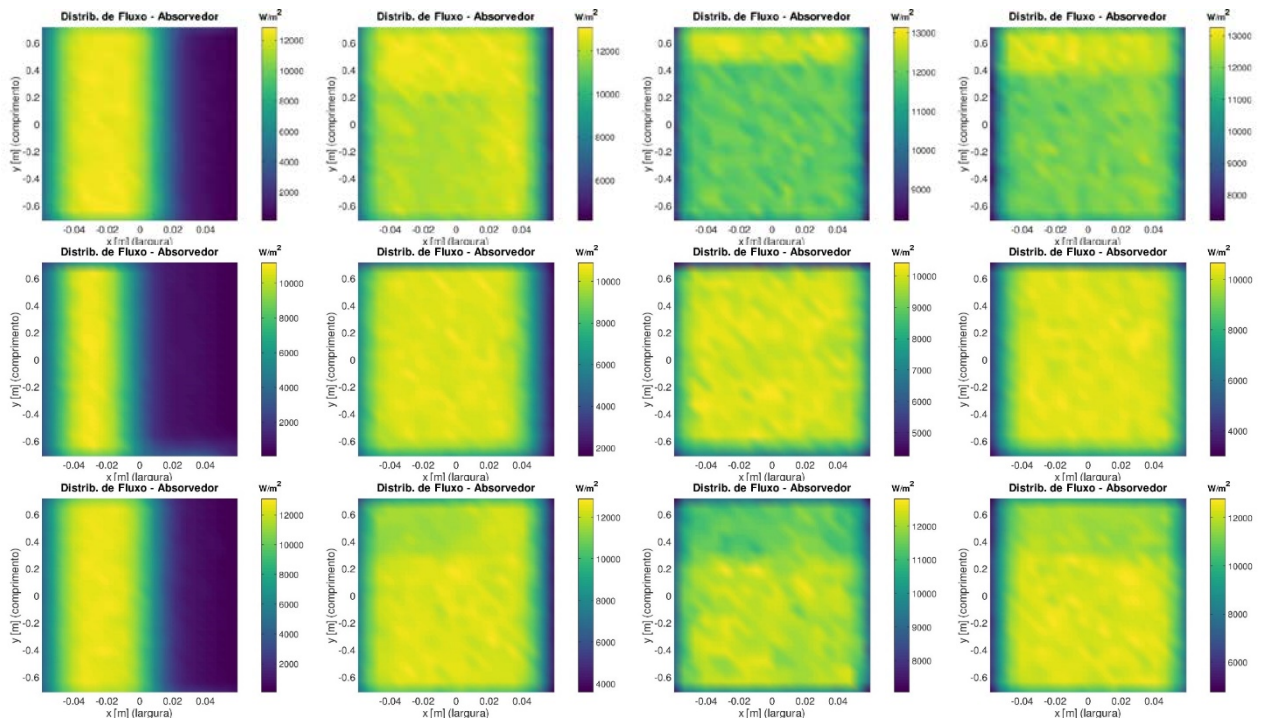


Fig. 6. Distribuição da densidade do fluxo solar na superfície do absorvedor por mês e hora

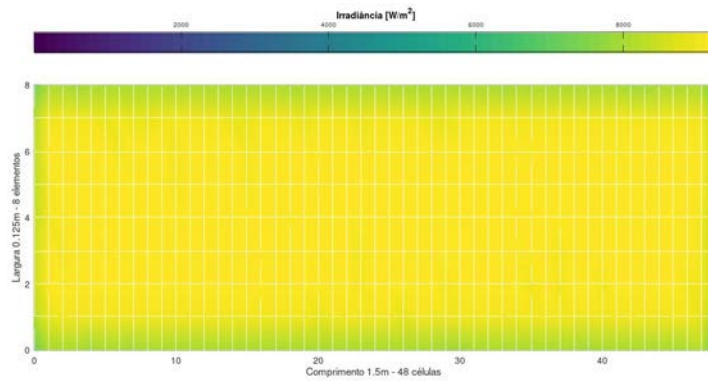


Fig. 7. Distribuição do fluxo de energia sobre o absorvedor – DNI = 800W/m<sup>2</sup>, Azimute = 0° e Elevação = 90°

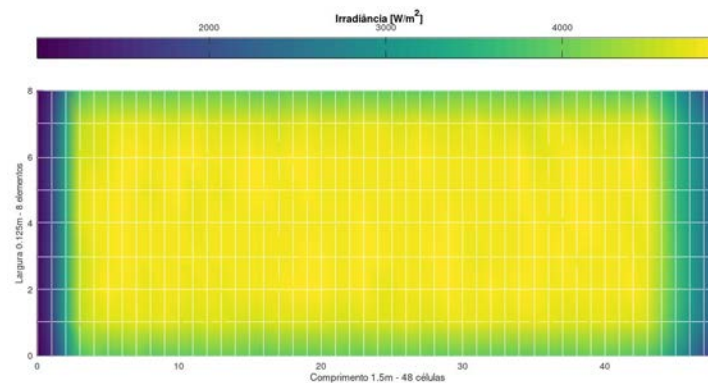


Fig. 8. Distribuição do fluxo de energia no absorvedor – DNI = 800W/m<sup>2</sup>, Azimute = 0° e Elevação = 50,78°

Para o caso da Fig. 8 a corrente que limita a potência elétrica também é da primeira célula com um valor de 1,44A e uma tensão fotovoltaica de 22,92V e, portanto, uma potência elétrica de 33W que representa uma eficiência elétrica de 3,11% para o absorvedor. Os efeitos deste problema podem ser minimizados mediante a implementação de diodos de desvio (by-pass).

### COMENTÁRIOS FINAIS

Conforme o objetivo proposto de analisar a uniformidade do fluxo no absorvedor e a eficiência ótica do sistema linear Fresnel, para determinar a viabilidade de integração em um sistema protótipo híbrido fotovoltaico térmico, e com base na discussão apresentada, conclui-se que o mesmo pode se utilizar inicialmente para executar os testes experimentais, porém deverão ser realizadas algumas melhoras no desenho que permitam diminuir a perda na densidade do fluxo luminoso tanto nas laterais quanto nos extremos do absorvedor objetivando um protótipo que permita seu uso em um ambiente real.

O concentrador apresenta uma elevada uniformidade na distribuição do fluxo no período entre as 10h e 14h para todos os meses do ano, período no qual a eficiência ótica se mantém próxima do valor máximo possível de 0,79 segundo o dia e mês.

O problema da perda de iluminação dos extremos ou perdas de final de linha são as que mais afetam o sistema no que se refere à potência elétrica, por causa das células nessa região gerarem correntes baixas em relação as que são geradas nas células que se encontram mais iluminadas, limitando a corrente estar conectadas em série.

Percebe-se que a apresentação dos resultados da análise da uniformidade da irradiância no formato de mapas de cores fornece informação relevante que não pode ser determinada pelo índice de uniformidade, ressaltando a importância da visualização da informação para este tipo de análise.

### REFERÊNCIAS

- Amanlou, Y., Tavakoli, T., Ghobadian, B., Naja, G. and Mamat, R. (2016). A comprehensive review of Uniform Solar Illumination at Low Concentration Photovoltaic (LCPV) Systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, pp. 1430–1441.
- Baig, H., Heasman, K. C. and Mallick, T. K. (2012). Non-uniform illumination in concentrating solar cells, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, pp. 5890-5909.
- Cardoso, J. P., Mutuberría, A., Marakkos, C. and Schoettl, P. (2018). New Functionalities for the Tonatiuh Ray-tracing Software, *AIP Conference Proceedings*, 2033, pp. 210010-1 - 210010-9.
- Franklin E. T. and Coventry J. S. (2002). Effects of highly non-uniform illumination distribution on electrical performance of solar cells, *In 40th Annual Conference for the Australian New Zealand Solar Energy Society, ANU Research Publications*.
- Gadioli de Sousa J. P. (2018). Análise da Transferência de Calor em Concentrador Solar do Tipo Fresnel Linear de Tubo Evacuado: Estudo da Pressão, *Projeto de graduação, Departamento de engenharia mecânica, Universidade de Brasília*.
- Galiana, B., Algora, C., Rey-Stolle, I. and García Vara, I. (2005). A 3-D model for concentrator solar cells based on distributed circuit units, *IEEE Transactions on Electron Devices*, 52, pp. 2552-2558.
- Hu, P., Zhang, Q., Liu, Y., Sheng, C., Cheng, X. and Chen, Z. (2013). Optical analysis of a hybrid solar concentrating Photovoltaic/Thermal (CPV/T) system with beam splitting technique. *Science China Technological Sciences*, 56, pp. 1387-1394.
- Li, G., Xuan, Q., Pei, G., Su, Y. and Ji, J. (2018). Effect of non-uniform illumination and temperature distribution on concentrating solar cell - A review, *Energy*, 144, pp. 1119-1136.
- Luque, A., Sala, G. and Arboiro, J. C. (1998). Electric and thermal model for non-uniformly illuminated concentration cells, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 51, pp. 269-290.
- Martinez Lopez J. N., (2016). The influence of irradiance concentration using an asymmetric reflector on the electrical performance of a PVT hybrid collector with standard monocrystalline cells, *Thesis of the Master of Science Degree in Energy Engineering and Management, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa*.



Mellor, A., Chemisana, D. and Rosell, J. I. (2009). A two-dimensional finite element model of front surface current flow in cells under non-uniform, concentrated illumination, *Solar Energy*, 83, pp. 1459–1465.

Mitchell, K. W. (1977). Computer analysis of resistance and non-uniform illumination effects on concentrator solar cells, *International Electron Devices Meeting*, pp. 229-232.

Proell, M., Karrer, H., Brabec, C.J. and Hauer, A. (2016). The influence of CPC reflectors on the electrical incidence angle modifier of c-Si cells in a PVT hybrid collector, *Solar Energy*, 126, pp. 220-230.

Zhang, G., Wei, J., Wang, Z., Xie, H., Xi, Y. and Khalid, M. (2019). Investigation into effects of non-uniform irradiance and photovoltaic temperature on performances of photovoltaic/thermal systems coupled with truncated compound parabolic concentrators, *Applied Energy*, 250, pp. 245-256.



## CONTACTOS SELECTIVOS: UMA VIA PARA A ALTA EFICIÊNCIA DE CÉLULAS SOLARES DE SILÍCIO CRISTALINO

Costa I.\*, Gaspar G.\*, Vilhena D.\*, Pera D.\*, Cardoso J.\*, Lobato K.\*, Silva J.A.\*, **Serra J.M.\***

\* Instituto Dom Luiz- Faculdade de Ciências Universidade de Lisboa,  
Edifício C1, Campo Grande, 1749-016 Lisboa, Portugal, [jmserra@fc.ul.pt](mailto:jmserra@fc.ul.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2045>

### RESUMO

Podemos identificar 5 linhas de acção na tecnologia de células solares baseadas em silício cristalino: (1) Migração da célula de Al BSF para células com tecnologia p-type PERC/n-type PERT, (2) células com contactos traseiros (IBC), (3) células com heterojunções (HET), (4) introdução de contactos passivantes e (5) novas células tandem baseadas em perovskites ou materiais III-V. A arquitectura da célula solar proposta no projecto SELCON segue a linha 4 acima apontada, e demonstrou já eficiências também acima de 25%, introduzindo os contactos selectivos mas mantendo uma arquitectura semelhante à que existe na indústria, com contactos opostos e sem padrões de texturização. A estrutura proposta incorpora junções selectivas (CSJs) que permitem ultrapassar a maior limitação das células actuais – as perdas por recombinação – extraindo eficientemente as cargas geradas na célula solar. Neste trabalho foi estudada a melhor alternativa de passivação usando camadas de SiO<sub>2</sub>/TiO<sub>2</sub> tendo-se observado que a oxidação térmica a 900 °C tem passivação inferior ao óxido térmico a 775°C.

**PALAVRAS-CHAVE:** Célula solar, Silício, Contactos selectivos

### ABSTRACT

We can identify 5 lines of action for silicon solar cells technology: (1) Migration from the Al BSF cell to p-type PERC/n-type PERT, (2) solar cells with back contacts (IBC), (3) heterojunction solar cells (HET), (4) selective contacts introduction and (5) new tandem solar cells based on perovskites or III-V materials. The architecture proposed by the SELCON Project follows the path (4), with demonstrated efficiencies above 25%, introducing selective contacts while keeping a planar structure with opposite contacts. The proposed structure, with selective contacts, will make possible the overcome the main limitation in today's cells – recombination losses – by efficiently extracting the generated charges inside the solar cell. In this work, the best passivation method was evaluated, and we show that the best option is to use a stack of SiO<sub>2</sub>/TiO<sub>2</sub>, using thermal silicon oxide obtained at 775 °C.

**KEYWORDS:** Solar Cell, Silicon, Selective contacts

## INTRODUÇÃO

Podemos identificar 5 linhas de acção na tecnologia de células solares baseadas em silício cristalino: (1) Migração da célula de Al BSF para células com tecnologia p-type PERC/n-type PERT, (2) células com contactos traseiros (IBC), (3) células com heterojunções (HET) (Yablonovitch 1985), (4) introdução de contactos passivantes (Glunz 2015) (Feldman 2014) e (5) novas células tandem baseadas em perovskites ou materiais III-V.

A “locomotiva” da indústria, a célula com campo eléctrico embutido no contacto traseiro (Al BSF) com eficiências de conversão de ~19.5%, está actualmente em fase de migração para a tecnologia p-type PERC (Min 2015). A eficiência actual dessas células industriais está ligeiramente acima de 22% (Brendel 2015).

É importante realçar que o custo do módulo é já mais baixo do que o custo dos restantes componentes do sistema (BOS). Isto mostra que a única via para além de ganhos incrementais é o aumento da energia produzida por m<sup>2</sup>. Altas eficiências são portanto a via óbvia para reduzir os custos dos sistemas da electricidade solar.

Embora as células IBC e HET (Yoshikawa 2017) tenham demonstrado eficiências acima dos 25%, usam processos complexos de fabrico e baseiam-se em infraestruturas de produção especiais, não compatíveis com as existentes na maioria da indústria, o que acarreta custos elevados de reconversão.

A arquitectura da célula solar proposta no projecto SELCON segue a linha 4 acima apontada, e demonstrou já eficiências também acima de 25%, introduzindo os contactos selectivos (Tao 2016) mas mantendo uma arquitectura semelhante à que existe na indústria, com contactos opostos e sem padrões de texturização. A estrutura proposta incorpora inovação constituída por junções selectivas (CSJs) que permitem ultrapassar a maior limitação das células actuais – as perdas por recombinação – extraíndo eficientemente as cargas geradas na célula solar.

Neste trabalho explorou-se a passivação com óxido de silício, obtido por vias diferentes e associado a uma camada de TiO<sub>2</sub>.

## PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

Para se estudar a passivação das camadas de SiO<sub>2</sub>, as amostras foram submetidas a tratamento nas duas faces das bolachas de silício. Foram utilizadas bolachas de silício “float-zone” (FZ) com 1-5 Ohm.cm de resistividade e 125 mm de diâmetro, clivadas em 9 partes. Antes da oxidação, todas as amostras foram limpas com uma solução de HCl+H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>+H<sub>2</sub>O e de NH<sub>4</sub>OH+H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>+H<sub>2</sub>O durante 10 minutos a 85°C, e lavadas em água desionizada.

### Oxidação das amostras

Para a formação do SiO<sub>2</sub>, foram utilizadas maneiras diferentes definindo uma via de alta temperatura, usando oxidação térmica e uma via de baixa temperatura, usando evaporação por canhão de electrões ou oxidação química. A via de alta temperatura envolveu oxidação seca a 775°C e 900 °C, ambas com a duração de 90 minutos. A oxidação química foi feita por imersão das amostras em HNO<sub>3</sub> concentrado a 90 °C durante 30 minutos, seguida de lavagem com água desionizada.

### Camada de TiO<sub>2</sub>

Foi depositada uma camada de TiO<sub>2</sub> por evaporação, com 10 nm de espessura, tendo em vista a preparação de contactos selectivos. Todas as amostras foram submetidas a um tratamento térmico com “forming gas” durante 5 minutos a 350°C, depois da evaporação do TiO<sub>2</sub>.

## RESULTADOS

A espessura do SiO<sub>2</sub> foi medida por elipsometria para a oxidação térmica e química e pelo sistema de cristal oscilante no caso da evaporação em vácuo. Os resultados estão indicados na Tabela 1.

Mediu-se a evolução do tempo de vida dos portadores de carga minoritários ao longo do processo de preparação das amostras. As medidas foram efectuadas usando o equipamento Sinton WTC-120: 1) após a formação do SiO<sub>2</sub>, 2) após a evaporação do TiO<sub>2</sub> e 3) após o tratamento térmico.

Ambas as alternativas, da via de baixa temperatura para a formação do SiO<sub>2</sub>, isto é a oxidação química (Fig. 1) e evaporação de SiO<sub>2</sub> (Fig. 2), apresentam evolução similar, revelando aumento dos tempos de vida com o tratamento térmico e sem melhoria com a deposição do TiO<sub>2</sub>.

Tabela 1. Espessura de SiO<sub>2</sub>

SiO <sub>2</sub> thickness (nm)	
Oxidação térmica a 900°C	20
Oxidação térmica at 775°C	3
Oxidação química	1
Evaporação por canhão de electrões	10

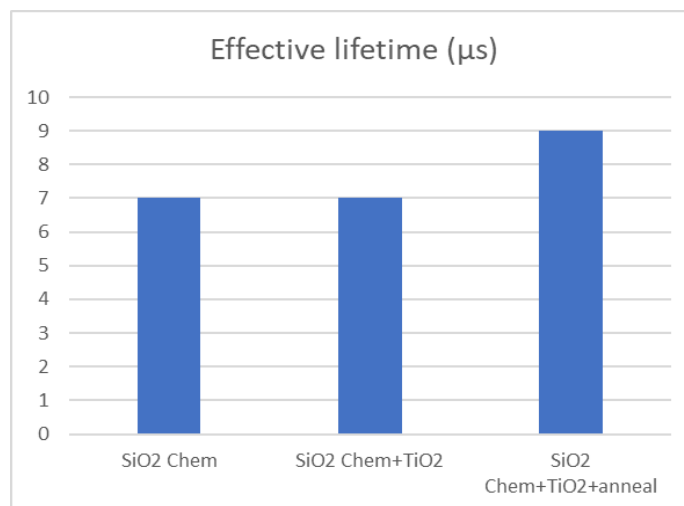


Fig 1. Tempos de vida efectivos dos portadores minoritários ao longo do processo de preparação usando óxido formado por via química.

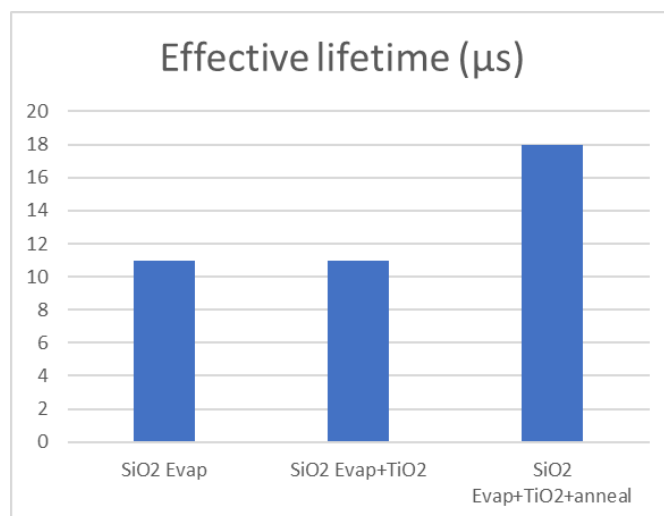


Fig. 2. Tempos de vida efectivos dos portadores minoritários ao longo do processo de preparação usando óxido depositado por evaporação em vácuo.

Na via de alta temperatura de obtenção do SiO<sub>2</sub>, foram testadas duas temperaturas diferentes. A oxidação a mais baixa temperatura (775°C) (Fig. 3), resultou num aumento do tempo de vida quando comparado com o SiO<sub>2</sub> evaporado (Fig. 2). Mas, sobretudo após o tratamento térmico, observou-se um aumento substancial dos tempos de vida. À temperatura mais elevada de oxidação (900 °C) observou-se um comportamento oposto. Após o tratamento térmico

os tempos de vida diminuam, indicando uma passivação de menor qualidade.

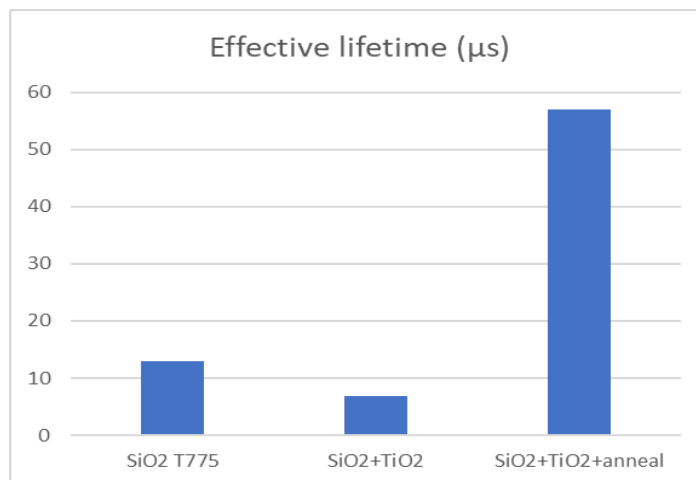


Fig. 3. Tempos de vida efectivos dos portadores minoritários ao longo do processo de preparação usando óxido formado termicamente a 775°C.

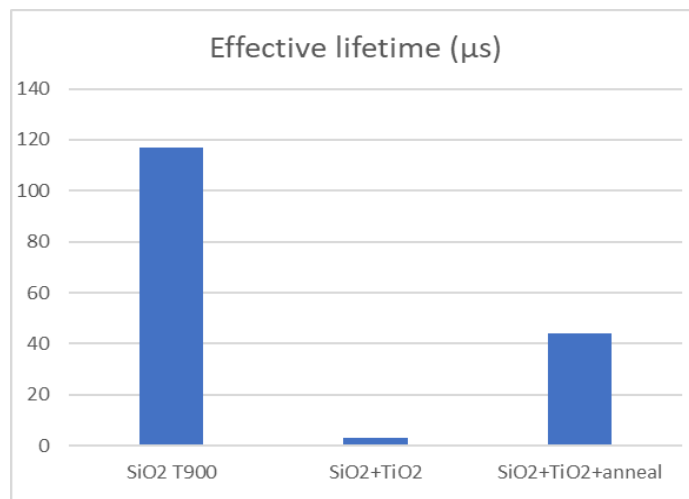


Fig. 4. Tempos de vida efectivos dos portadores minoritários ao longo do processo de preparação usando óxido formado termicamente a 900°C.

## CONCLUSÕES

Conclui-se que a oxidação térmica à temperatura de 775 °C é a que melhor passivação produz. O tratamento térmico é essencial para se obter uma boa passivação da superfície. Para a fase seguinte pretende-se analisar o comportamento das camadas SiO<sub>2</sub>/TiO<sub>2</sub> como contacto selectivo.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o financiamento da Fundação de Ciência e Tecnologia dos projectos FCT- PTDC/CTM-CTM/28860/2017 e FCT- UIDB/50019/2020.

## REFERÊNCIAS

Brendel R. et al.(2015) Breakdown of the efficiency gap to 29% based on experimental input parameter and modelling, Progress in Photovoltaics: Research and Application, DOI 10.1002/pip.2696.

Feldmann F et al (2014) Passivated rear contacts for high-efficiency n-type Si solar cells providing high interface passivation quality and excellent transport characteristics. Sol. Energ. Mat. Sol. Cells 2014, 120, Part A, 270.

Glunz S. et al.(2015) The Irresistible Charm of a Simple Current Flow Pattern – 25% with a Solar Cell Featuring a Full-Area Back Contact, Proc. of the 31st EU-PVSEC, pp. 259 - 263.

Min B. et al. (2015) Incremental efficiency improvements of mass-produced PERC cells up to 24%, predicted solely with continuous development of existing technologies and wafer materials, Proc. of the 31st EU-PVSEC, 473 - 476.

Tao Y. et al.(2016) Large area tunnel oxide passivated rear contact n-type Si solar cells with 21.2% efficiency, Progress in Photovoltaics: Research and Application, Volume24, Issue6, p 830-835 DOI 10.1002/pip.2739.

Yablonovitch E et al.(1985) A 720 mV open circuit voltage SiO<sub>x</sub>:c-Si:SiO<sub>x</sub> double heterostructure solar cell. Appl. Phys. Lett. 1985, 47 (11), 1211.

Yoshikawa K. (2017) Exceeding Conversion Efficiency of 26% by Silicon Heterojunction Technology, Proceedings of SiliconPV 2017, April, Freiburg, Germany





**ESTUDO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE VAZÃO DE FLUIDO DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR EM CAMPO SOLAR EM SISTEMA HÍBRIDO****Filho A.M.\*, Siqueira M.B.B.\*\*\*, Brasil Jr. A.C.P\***

\* Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Asa Norte, Brasília, 70910-900, Brasil,

[arthurmtfilho@gmail.com](mailto:arthurmtfilho@gmail.com)

\*\* Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Asa Norte, Brasília, 70910-900, Brasil,

[mariosiqueira@unb.br](mailto:mariosiqueira@unb.br)

\*\*\* Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Asa Norte, Brasília, 70910-900, Brasil.,

[brasiljr@unb.br](mailto:brasiljr@unb.br)<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2046>**RESUMO**

Com a crescente demanda energética mundial cada vez mais é possível notar os avanços em estudos de aproveitamento de energia solar. Hoje em dia modelagens de sistemas térmicos híbridos de geração de energia por meio das tecnologias heliotérmicas tem sido muito desenvolvidas. O conceito em estudo do presente trabalho se trata de uma planta híbrida Ciclo Combinado Integrado a Sistema Solar (ICSS, do inglês *Integrated Combined Cycle Solar System*) concebido para ser usado no aproveitamento de gás metano de aterro sanitário como fonte primária para o ciclo a gás e o campo solar suplementar para aumentar a geração do ciclo de vapor, aumentando assim a eficiência global do ciclo termodinâmico. Mais especificamente, estudo de estratégias de controle de vazão do Fluido de Transferência de Calor no campo solar da instalação foi abordado aqui. Por meio das simulações realizadas é possível concluir que as configurações têm desempenho semelhante sendo que a de vazão variável mais uniforme, o que pode representar uma vantagem.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar, Hibridização, Resíduo Sólido Urbano, Campo solar**ABSTRACT**

With the growing global energy demand, it is noticeable the advances in studies on the use of solar energy. Nowadays, modeling of hybrid thermal systems for power generation through concentrating solar power technologies has been increasingly developed. The concept under study in the present work is a hybrid plant Integrated Combined Cycle to Solar System (ICSS, from the English *Integrated Combined Cycle Solar System*) designed to be applied in the use of landfill methane gas as the primary source for the gas cycle and the supplementary solar field to increase the generation of the steam cycle, thus increasing the overall efficiency of the thermodynamic cycle. More specifically, study of heat transfer fluid flow control strategies in the solar field of the installation is considered in the study. Through the simulations carried out, it is possible to conclude that the configuration has similar performance with variable thermal oil flow seems to be more uniform solar absorption throughout the year, which can be advantageous.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Hybridization, Urban Solid Waste, Solar Field.

## INTRODUÇÃO

Uma grande dificuldade enfrentada em países em desenvolvimento é a destinação final de resíduos sólidos em ambientes urbanos, que em geral é feita de forma inadequada (IBGE, 2010). No Brasil essa realidade não é diferente do panorama mundial. Existe uma grande quantidade de vazadouros a céu aberto, vulgos lixões, que causam muitos problemas ambientais, sociais e até mesmo econômicos para a sociedade (SOUZA, 2009). O aproveitamento energético dos resíduos e do gás metano armazenado em aterros já é analisada em diversas pesquisas (MARTINS, 2017) e (GOMES e NETO, 2017). No entanto, o aproveitamento da área, que é imprópria para convívio humano, para conversão da irradiação solar em energia elétrica é uma oportunidade que ainda precisa de estudos mais aprofundados. A energia heliotérmica é conveniente neste contexto pois oferece a facilidade de hibridização com plantas térmicas (Peterseim et al., 2014) e (Alqahtani e Dalia, 2016) de ciclo a vapor.

Das tecnologias heliotérmicas comercialmente maduras, a mais apropriada para com esse intuito seria a Linear Fresnel por requerer uma instalação menos complexa em relação a Calha Parabólica e custo de capital consideravelmente inferior do que a Torre Central. Neste caso, existem duas alternativas para fluido de transferência de calor (FTC), óleo térmico ou a própria água do ciclo termodinâmico, técnica conhecida como geração direta de vapor. Apesar da geração direta de vapor apresentar algumas vantagens, a sua aplicação em sistemas de foco linear ainda é incipiente. Portanto, neste estudo, o óleo térmico será considerado para FTC. Neste caso, duas estratégias de controle do campo solar são possíveis, uma de vazão constante e temperatura do FTC na saída do campo solar variável e outra em que a vazão é controlada de tal forma a manter a temperatura a temperatura de saída do FTC perto de um valor predeterminado. O objetivo deste estudo então é comparar essas duas opções de controle em termos energéticos. Para tal um estudo de caso será realizado em um lixão existente.

O lixão objeto desse estudo é o aterro Jockey Club de Brasília, DF, Brasil, também conhecido popularmente como lixão da Estrutural. Existem estudos propondo a utilização de resíduos sólidos para geração de energia de forma híbrida com as tecnologias solares (Peterseim et al., 2014). Um dos motivos é visando um melhor proveito da área e dos resíduos que a ocupam. Em sua maioria, propostas de *layouts* diferentes para o campo solar e a hibridização de tecnologias afim de melhorar a eficiência e a geração de energia das plantas desse tipo (SPLIETHOFF, 2010) e (HUSSAIN, 2017).

Nesse trabalho, foi escolhida a simulação das duas estratégias de controle para o campo solar de uma planta híbrida que combine a geração por meio de tecnologia solar Linear Fresnel de geração e o potencial energético dos resíduos por meio da gaseificação de um combustível gerado a partir do resíduo. O objetivo é comparar as quantidades de gás necessárias em cada configuração proposta para o campo solar.

## MODELAGEM DO CAMPO SOLAR

Para a simulação do campo solar foi desenvolvido um modelo térmico dinâmico para estimar a quantidade de calor absorvido pelo mesmo. Nesse modelo a irradiação solar direta e a eficiência ótica do coletor são utilizadas para tal estimativa. No modelo são considerados quatro componentes importantes para o cálculo proposto, sendo elas, o FTC, o tubo absorvedor (ABS), o envelope de vidro (VD) e o refletor secundário (RS). Para a modelagem as seguintes hipóteses foram estabelecidas:

- A componente de radiação térmica que é emitida pelos espelhos do concentrador é calculada admitindo que os mesmos estejam à temperatura da atmosfera local;
- A condução do calor longitudinal entre volumes de controle próximo é desprezível no vidro, no tubo absorvedor e no coletor secundário;
- A transferência de calor por radiação térmica entre cada um dos componentes ocorre apenas na direção transversal;
- Apenas há advecção no fluido de transferência de calor na direção longitudinal;
- Trocas de calor por condução no fluido de transferência de calor são desprezíveis, com relação à convecção entre o fluido e o tubo absorvedor;
- Trocas térmicas entre o fluido de transferência de calor e o tubo absorvedor são estimadas por meio de teoria de camada limite térmica;
- A distribuição de temperatura em cada volume de controle dos componentes é considerada uniforme, exceto para o coletor secundário;
- A geometria do concentrador secundário é admitida como sendo um semicírculo;

Para o FTC foram consideradas três componentes para o balanço térmico, Eq. (1), sendo elas a troca de calor por convecção entre o FTC e o tubo absorvedor ( $\dot{Q}_{conv(FTC-ABS)}$ ), a inércia térmica do fluido ( $\dot{Q}_{mércia(FTC)}$ ) e a terceira a componente devida a advecção do fluido ( $\dot{Q}_{ADV}$ ).

$$\dot{Q}_{inércia(FTC)} = \dot{Q}_{conv(FTC-ABS)} + \dot{Q}_{ADV} \quad (1)$$

E cada um desses componentes é calculado no modelo conforme a Eq. (2), Eq. (3) e Eq. (4).

$$\dot{Q}_{inércia(FTC)} = \rho_{FTC} \cdot c_{p(FTC)} \cdot \frac{dT_{FTC}}{dt} \cdot Vol_{FTC} \quad (2)$$

$$\dot{Q}_{conv(FTC-ABS)} = h_{(FTC-ABS)} \cdot A_{ABS} \cdot (T_{FTC} - T_{ABS}) \quad (3)$$

$$\dot{Q}_{ADV} = c_{p(FTC)} \cdot \rho_{FTC} \cdot u \cdot A_{ABS} \cdot (T_{FTC} - T_{FTCm}) \quad (4)$$

Sendo respectivamente  $Vol_{FTC}$ ,  $T_{FTC}$ ,  $c_{p(FTC)}$ ,  $\rho_{FTC}$ ,  $u$ , o volume [m<sup>3</sup>], temperatura [K], calor específico [J/kg K], massa específica [kg/m<sup>3</sup>] e velocidade média do FTC. Na Eq. (3),  $h_{(FTC-ABS)}$  [W/m<sup>2</sup>K] é o coeficiente de transferência de calor por convecção entre o FTC e o absorvedor,  $A_{ABS}$  é a área transversal do tubo absorvedor [m<sup>2</sup>]. O segundo componente do balanço térmico é o tubo absorvedor. Na Eq. (5) são apresentados os componentes do balanço térmico para o tubo absorvedor. Sendo que, as parcelas consideradas são: radiação térmica emitida pelo envelope de vidro ao absorvedor  $\dot{Q}_{OL(VD-ABS)}$  [W], radiação solar absorvida pelo tubo absorvedor  $\dot{Q}_{OC(RP-ABS)}$  [W], radiação térmica emitida pelo absorvedor  $\dot{Q}_{OL(ABS-VD)}$  [W], calor por convecção entre o tubo absorvedor e o FTC  $\dot{Q}_{conv(ABS-FTC)}$  [W].

$$\rho_{ABS} \cdot c_{p(ABS)} \cdot \frac{dT_{ABS}}{dt} \cdot Vol_{ABS} = \dot{Q}_{OL(VD-ABS)} + \dot{Q}_{OC(RP-ABS)} - \dot{Q}_{OL(ABS-VD)} - \dot{Q}_{conv(ABS-FTC)} \quad (5)$$

Cada uma das parcelas que compõe esse balanço é apresentada nas equações Eq. (6), Eq. (7), Eq. (8) e Eq. (9).

$$\dot{Q}_{OL(VD-ABS)} = \varepsilon_{VD} \cdot F_{(VD-ABS)} \cdot A_{int,VD} \cdot \sigma \cdot T_{VD}^4 \quad (6)$$

$$\dot{Q}_{OC(RP-ABS)} = DNI \cdot \eta_o \cdot A_{RP} \cdot \tau_{VD} \cdot \alpha_{ABS} \quad (7)$$

$$\dot{Q}_{OL(ABS-VD)} = \varepsilon_{ABS} \cdot A_{ext,ABS} \cdot \sigma \cdot F_{(ABS-VD)} \cdot T_{ABS}^4 \quad (8)$$

Os termos de convecção e inércia são modelados de forma análoga ao FTC. Sendo  $\varepsilon_{VD}$  a emissividade do vidro,  $F_{(VD-ABS)}$  fator de forma do vidro-absorvedor,  $F_{(ABS-VD)}$  fator de forma do absorvedor-vidro,  $A_{int,VD}$  é a área interna (longitudinal) do envelope de vidro [m<sup>2</sup>],  $T_{VD}$  é a temperatura do envelope de vidro [K],  $\tau_{VD}$  transmissividade do vidro,  $\sigma$  é a constante de Stefan-Boltzmann [W/m<sup>2</sup> K<sup>4</sup>],  $\varepsilon_{ABS}$  a emissividade do tubo absorvedor,  $A_{ext,ABS}$  área externa do tubo absorvedor (longitudinal) [m<sup>2</sup>],  $A_{RP}$  área efetiva do refletor primário Linear Fresnel,  $DNI$  é a radiação normal direta (sigla em inglês *Direct Normal Irradiation*) [W/m<sup>2</sup>],  $\eta_o$  eficiência ótica do tubo absorvedor,  $\alpha_{ABS}$  é a absorvidade do tubo absorvedor,  $Vol_{ABS}$  é o volume do absorvedor,  $T_{ABS}$  é a temperatura do absorvedor [K],  $c_{p(ABS)}$  é o calor específico do absorvedor [J/kg K] e  $\rho_{FTC}$  é a massa específica do absorvedor [kg/m<sup>3</sup>]. A modelagem térmica do tubo absorvedor é realizada por meio da Eq. (9). Para o vidro/envelope as componentes da transferência de calor são: radiação solar absorvida pelo vidro ( $\dot{Q}_{OC(VD)}$ ), radiação térmica emitida pelo absorvedor para o vidro ( $\dot{Q}_{OL(ABS-VD)}$ ), radiação térmica emitida pelo vidro (superfície interna) ( $\dot{Q}_{OL(VD-ABS)}$ ), radiação térmica emitida pelo refletor (superfície interna) que vai para o vidro ( $\dot{Q}_{OL(RF-VD)}$ ), radiação térmica emitida pelo concentrador LF que atinge o vidro ( $\dot{Q}_{OL(RF-VD)}$ ), radiação térmica emitida pelo vidro da superfície externa, parte

para o refletor ( $\dot{Q}_{OL(VD)}$ ), calor por convecção entre o envelope de vidro e o ar externo ( $\dot{Q}_{CONV(VD-ATM)}$ ) e por último a inércia térmica do vidro ( $\dot{Q}_{inércia(VD)}$ ). O termo de inércia é modelado de forma análoga ao FTC.

$$m_{VD} \cdot c_{VD} \cdot \frac{dT_{VD}}{dt} \cdot Vol_{VD} = \dot{Q}_{OC(RP-VD)} + \dot{Q}_{OL(ABS-VD)} - \dot{Q}_{OL(VD-ABS)} - \dot{Q}_{OL(RS-VD)} + \dot{Q}_{OL(LF-VD)} - \dot{Q}_{OL(VD-ATM)} - \dot{Q}_{CONV(VD-ATM)} \quad (9)$$

E essas parcelas são calculadas segundo as equações Eq. (10), Eq. (11), Eq. (12), Eq. (13), Eq. (14), Eq. (15) e Eq. (16).

$$\dot{Q}_{OC(RP-VD)} = DNI \cdot A_{RP} \cdot \eta_0 \cdot (1 - \tau_{VD}) \quad (10)$$

$$\dot{Q}_{OL(ABS-VD)} = \varepsilon_{ABS} \cdot A_{ext,ABS} \cdot F_{(ABS-VD)} \cdot \sigma \cdot T_{ABS}^4 \quad (11)$$

$$\dot{Q}_{OL(VD-ABS)} = \varepsilon_{VD} \cdot A_{int,VD} \cdot F_{(VD-ABS)} \cdot \sigma \cdot T_{VD}^4 \quad (12)$$

$$\dot{Q}_{OL(RS-VD)} = \varepsilon_{RS} \cdot A_{int,RS} \cdot F_{(RS-VD)} \cdot \sigma \cdot T_{RS}^4 \quad (13)$$

$$\dot{Q}_{OL(RP-VD)} = \varepsilon_{RP} \cdot A_{RP} \cdot F_{(RP-VD)} \cdot \sigma \cdot T_{ar}^4 \quad (14)$$

$$\dot{Q}_{OL(VD-ATM)} = \varepsilon_{VD} \cdot A_{ext,VD} \cdot F_{(RS-ATM)} \cdot \sigma \cdot T_{VD}^4 \quad (15)$$

$$\dot{Q}_{conv(VD-ATM)} = h_{Ar-VD} \cdot A_{ext,VD} \cdot (T_{VD} - T_a) \quad (16)$$

Onde  $\varepsilon_{RP}$  é a emissividade do refletor primário,  $\varepsilon_{RS}$  é a emissividade do refletor secundário,  $F_{(RS-VD)}$  é o fator de forma do refletor secundário-vidro,  $F_{(RP-VD)}$  é o fator de forma refletor primário-vidro,  $F_{(RS-ATM)}$  é o fator de forma do refletor secundário-atmosfera,  $T_{ABS}$  é a temperatura do absorvedor e  $T_{ar}$  é a temperatura do ar ambiente [K].

E finalmente, para o refletor secundário (RS), é feita uma divisão em três camadas para melhor estimar a distribuição da temperatura. Por meio das equações Eq. 17, Eq. 18 e Eq.19, é possível realizar o balanço de energia para as camadas interna, intermediária e externa.

$$\rho_{RS} \cdot c_{RS} \cdot \frac{dT_{RS,int}}{dt} \cdot Vol_{RS,int} = \dot{Q}_{OL(VD-RS)} - \dot{Q}_{OL(RS-VD)} - \dot{Q}_{conv(RS-ATM)} - \dot{Q}_{cond(RS-RS,int)} \quad (17)$$

$$\rho_{RS} \cdot c_{RS} \cdot \frac{dT_{RS,med}}{dt} \cdot Vol_{RS,med} = \dot{Q}_{cond(RS-RS,int)} - \dot{Q}_{cond(RS-RS,ext)} \quad (18)$$

$$\rho_{RS} \cdot c_{RS} \cdot \frac{dT_{RS,ext}}{dt} \cdot Vol_{RS,ext} = \dot{Q}_{OC(SOL-RS)} - \dot{Q}_{OL(ATM-RS)} - \dot{Q}_{OL(RS-ATM)} - \dot{Q}_{conv(RS-ATM)} + \dot{Q}_{cond(RS-RS,EXT)} \quad (19)$$

O campo solar é formado por concentradores do tipo Fresnel Linear modelo LF-11 da empresa Industrial Solar GmbH, Fig. 1. Este modelo utiliza, além dos espelhos do concentrador primário (refletores primários), um concentrador secundário refletindo a radiação em um tubo evacuado modelo Schott PTR70. O campo solar é composto por 10 laços de 16 módulos com 16 concentradores por módulo, resultando em um total de 1040m de comprimento por laço. Essa configuração foi obtida por meio de uma simulação preliminar usando a plataforma

System Advisor Model (SAM) desenvolvida pelo NREL (NREL, 2005). A eficiência ótica do concentrador em função dos ângulos de incidência transversal e longitudinal foi obtida por ajuste de curvas dos pontos dados pelo fabricante. O fluido de transferência de calor (FTR) usado na simulação foi o Therminol VP1, que tem um limite de 400°C para se evitar sua degradação.

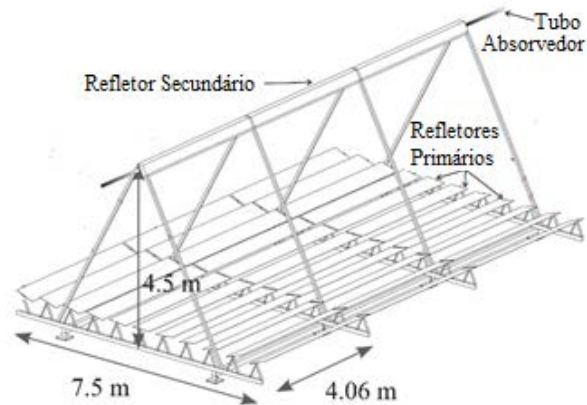


Figura 1. Esquema do Coletor Solar LF-11.

Um queimador auxiliar foi incluído para suplementar a energia do campo solar em períodos de baixa irradiação solar. Este queimador aquece o FTR até a temperatura operacional da planta. O modelo térmico numérico utiliza a técnica de controle unidimensional com formulação do tipo “*upwind*” para o termo convectivo. Note que o escoamento foi considerado turbulento e plenamente desenvolvido, ou seja, não foi necessário o cálculo hidrodinâmico. No modelo térmico foram consideradas, além da radiação solar concentrada absorvida pelo tubo evacuado, as trocas de calor por convecção entre o FTR e o tubo, por radiação entre o tubo e vidro e por convecção (forçada e natural) e radiação entre o tubo e a atmosfera.

#### Estratégias de Controle da Vazão

Duas estratégias de controle do campo solar foram testadas e são foco deste trabalho. Como a planta funcionará utilizando gás oriundo da gaseificação do CDR é necessário estimar qual a melhor configuração para o campo solar com o queimador. No presente trabalho são propostas duas configurações para o esquema do campo solar. A primeira configuração consiste em posicionar o queimador auxiliar (QA) em série com o campo solar com o queimador auxiliar em série, Fig. 2a. Nessa configuração, quando há radiação solar, a vazão de óleo térmico do campo solar passará pelo próprio. Em momentos em que a quantidade de radiação é nula a vazão passará pelo *ByPass*. A vazão é constante na saída do campo solar ou pelo *Bypass* e a temperatura de entrada do campo é mantida constante. Por meio da simulação realizada para o campo solar são obtidos os valores de temperatura para o óleo térmico na saída do campo solar e entrada do queimador auxiliar. Na primeira delas a vazão de 6,5 kg/s de fluxo por cada laço foi mantida fixa. Para a segunda configuração a vazão de óleo térmico que passará pelo campo solar é variável e seu complemento passará pela linha de vazão de óleo térmico complementar, Fig. 2b. Em momentos em que não há Sol, a vazão total passará pelo sistema de *Bypass*. Nessa configuração foram usados resultados de temperatura na saída do campo solar para se calcular a temperatura na entrada do QA. Nessa segunda estratégia, a vazão era controlada para que a temperatura do FTR fosse de 395 °C. Para esta última, um circuito de *bypass* do campo solar foi considerado de tal forma que a vazão do FTR no circuito de geração de vapor fosse constante. Em ambas, quando há um excesso de irradiação acima do limite aceitável para o bloco de potência, os módulos são desfocados sequencialmente a partir do final de cada laço.

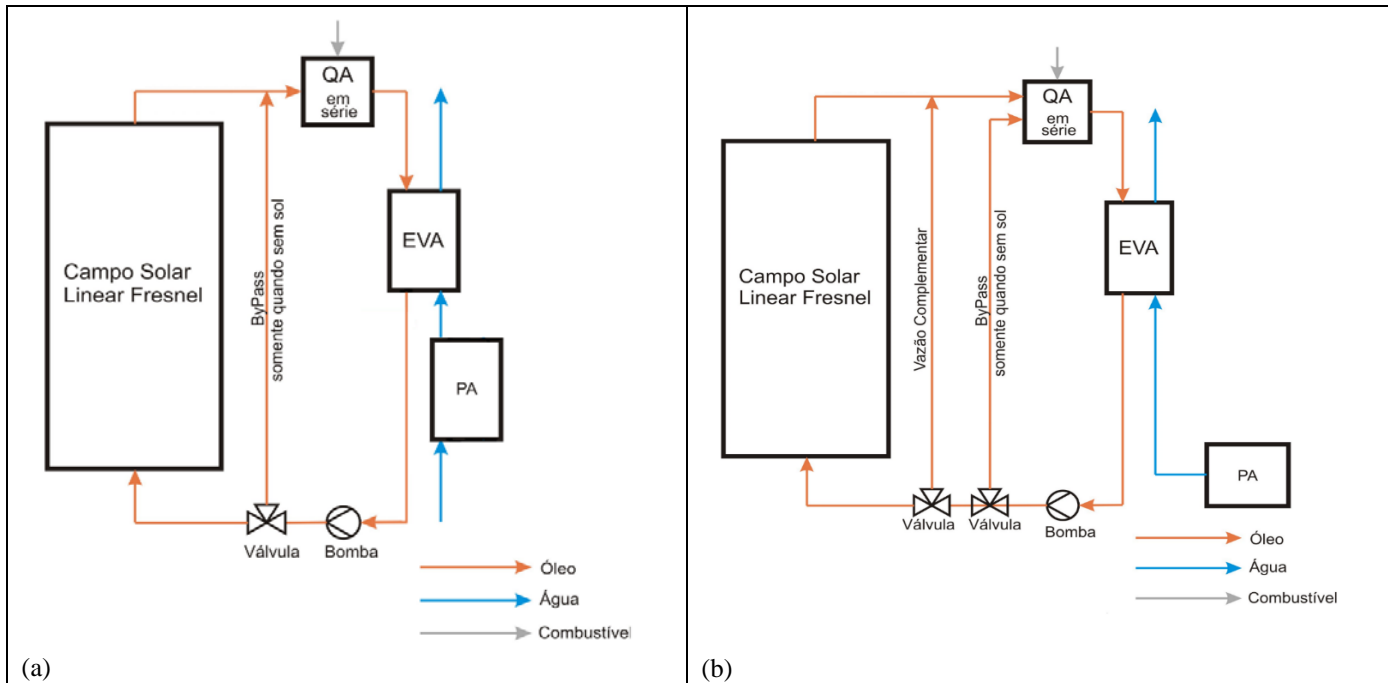


Figura 2. Configurações do campo solar. (a) Queimador auxiliar (QA) em série, vazão de óleo térmico do campo solar constante (b) Queimador auxiliar (QA) em série, vazão de óleo térmico do campo solar variável.

### Modelagem do Queimador Auxiliar

O modelo do queimador auxiliar (QA) proposto nesse trabalho é baseado no método de MLDT de trocador de calor. O modelo assume que o coeficiente global de troca de calor ( $UA$ ) é constante, ou seja, não varia com a quantidade de gás. O modelo considera, quando houver radiação solar, múltiplos trocadores de calor (TC) em série e a estratégia é que eles sejam acionados sequencialmente a medida que há necessidade de acordo com a temperatura de entrada do queimador auxiliar que é função do campo solar, Fig. 3. O motivo da escolha de múltiplos trocadores de calor é para que eles trabalhem com pelo menos uma carga mínima. Isso se deve ao fato de que a eficiência diminuiria muito, além de que a aproximação de  $UA$  constante seria questionável. Nos períodos sem sol (noturno), é incluído um queimador de *bypass* que funcionaria sempre com a carga máxima. Isso porque com um único trocador de calor a eficiência é ligeiramente maior. O modelo fornece coeficientes de um polinômio de segundo grau que relaciona a quantidade de gás necessário para que a temperatura de saída seja  $395\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Esse polinômio pode então ser usado para calcular diretamente a massa de gás para cada passo no tempo dada a temperatura de entrada no QA. Para um único trocador de calor (sem sol) o valor do fluxo de gás é constante. Vale ressaltar que esse valor tem que ser multiplicado pelo número de *loops* do campo solar. Para a utilização desse modelo é necessário o poder calorífico inferior (PCI) do combustível, a razão de massa estequiométrica temperatura de chama do combustível.

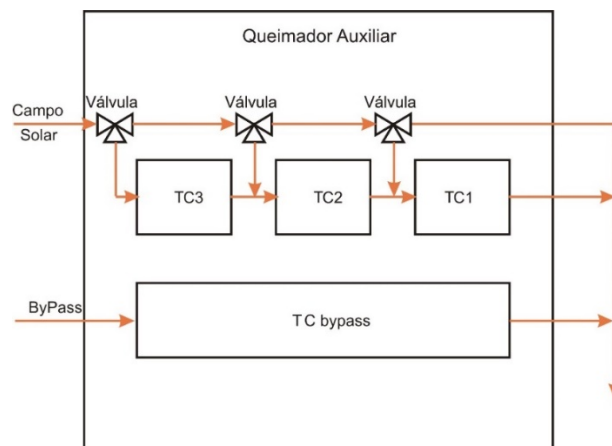


Figura 3. Esquema do Queimador Auxiliar.

Com relação às duas configurações das simulações (vazão constante e vazão variável), no caso da vazão variável, o mais indicado é juntar os fluxos (o que passou pelo campo solar e o que passou por fora dele) antes do QA, assim os trocadores de calor funcionam com eficiência de projeto.

### RESULTADOS

O recurso solar é fundamental para o tipo de simulação proposta aqui. Brasília possui ao longo do ano um valor médio de 4,76 kWh/m<sup>2</sup>dia. É possível notar que o período anual com melhor incidência solar está compreendido entre os meses de junho e setembro, meses de seca, Fig. 4.

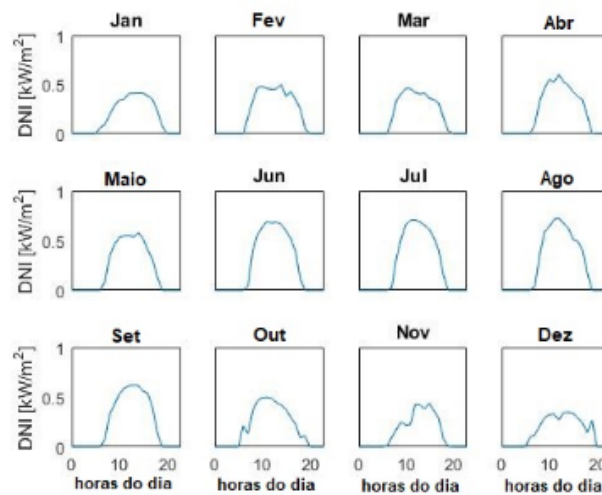


Figura 4. Variação diária de Irradiação solar para um dia representativo de cada mês em Brasília.

Com o modelo desenvolvido é possível estimar a quantidade de energia gerada para mês do ano. Para os resultados aqui obtidos só foram considerados os momentos em que a irradiação solar é não zero. A maior contribuição solar ocorre entre os meses de maio e agosto, Fig. 5. Comparando a energia fornecida no campo solar para cada uma das configurações propostas nesse trabalho, se observa que as variações são pequenas entre cada mês. Sendo que os meses de janeiro, fevereiro, março e novembro a configuração com vazão variável se mostrou com pequena vantagem. Nos demais meses do ano a configuração com vazão constante teve geração um pouco superior.

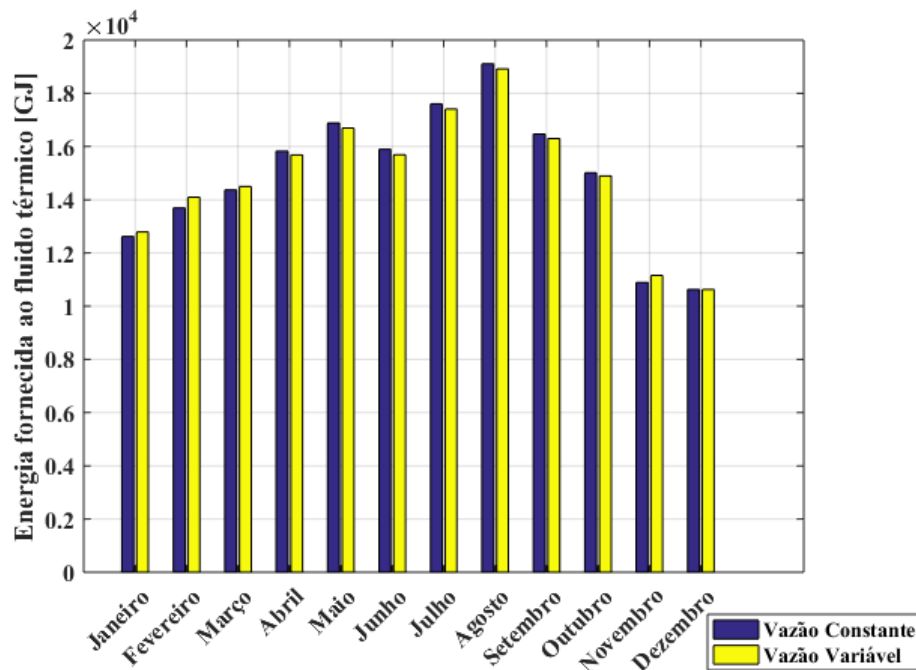


Fig.5. Comparação da geração de energia no campo solar para as configurações propostas.

Para a configuração com vazão do fluido de transferência de calor constante a quantidade de calor total absorvida no ano foi de 179005,1 GJ enquanto a configuração com vazão de fluido de transferência de calor variável foi de 178761,5 GJ.

Para a configuração de vazão do FTC constante foi necessária uma quantidade de 2850114 kg/ano de gás de síntese. Já para a configuração com vazão de FTC variável foi 3055972 kg/ano de gás de síntese, o que representa um aumento de cerca de 7% com relação à configuração com vazão constante de FTC.

## CONCLUSÕES

As simulações realizadas nesse trabalho possibilitaram uma tomada de decisão com relação à melhor configuração para o campo solar. Os resultados mostram que a configuração com vazão constante acaba proporcionando um menor consumo de gás comparada com a outra configuração de vazão variável, já que nessa configuração se obtém maiores níveis de energia no campo solar.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à CAPES pelo apoio na forma de bolsa de estudos a um dos autores ao Projeto intitulado "HIBRIDIZAÇÃO DE FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COMO ALTERNATIVA TECNOLÓGICA DE REMEDIAÇÃO AMBIENTAL DE ÁREAS DEGRADADAS POR RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS – ESTUDO DE CASO: ATERRO CONTROLADO DO JOCKEY CLUBE (LIXÃO DA ESTRUTURAL – BRASÍLIA-DF)", P&D ANEEL da CEB Geração S.A. and CEB Lajeado S.A. (Projeto número PD-05159-1801/2018), pelo suporte financeiro.

## REFERÊNCIAS

- ALQAHTANI, B. J., & Patiño-Echeverri, D., 2016. Integrated solar combined cycle power plants: paving the way for thermal solar. *Applied Energy*, 169, 927-936.
- GOMES, S.; NETO, P. H. W. Potencial de recuperação de energia de resíduos sólidos domiciliares (RSD) do município de ponta grossa, pr, brasil. *Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental*, v. 6, n. 1, p. 457-469, 2017.
- HUSSAIN, C.M Iftekhar; NORTON, Brian; DUFFY, Aidan. Technological assessment of different solar-biomass systems for hybrid power generation in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 68, p. 1115-1129, 2017.
- IBGE, 2010. Relatório, Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2008, Rio de Janeiro.
- MARTINS, B. L. Gestão dos resíduos sólidos urbanos: análise documental e estudo comparativo entre aterro sanitário e incineração para geração de energia. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2017.
- NREL, N. R. E. L. *System Advisor Model*. 2005. Disponível em: <sam.nrel.gov>.
- PETERSEIM, J. H., Hellwig, U., Tadros, A., & White, S., 2014a. Hybridisation optimization of concentrating solar thermal and biomass power generation facilities. *Solar Energy*, 99, 203-214.
- PETERSEIM, J.H. et al. Concentrating Solar Power/Energy from waste hybrid plants-creating synergies. *Proceedings of SolarPaces, SolarPaces*, 2012.
- SOUZA, G.A. Estimativa da produção de biogás no antigo lixão do Itacorubi. Florianópolis. SC. 2009.
- SPLIETHOFF, Harmut et al. Combining Energy from Waste and Concentrated Solar Power: New Solutions for Sustainable Energy Generation. 2010.



## INTERCONEXÃO ENTRE CÉLULAS SOLARES DE PEROVSKITA E SILÍCIO EM DISPOSITIVOS MONOLÍTICOS TANDEM DE 2 TERMINAIS: ESTADO DA ARTE E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

**Gaspar G., Guerra A., Cardoso J.C., Costa I., Vilhena D., Pera D., Silva J., Serra J.M., Vallêra A.M., Lobato K.**

Instituto Dom Luiz, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, Campo Grande, 1749-016 Lisboa, Portugal,  
[gmgaspar@fc.ul.pt](mailto:gmgaspar@fc.ul.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2047>

### RESUMO

A formação de uma junção de efeito túnel é um fator chave para atingir altas eficiências em células solares *tandem*. As técnicas reportadas para a formação de junções de silício em dispositivos monolíticos *tandem* de 2 terminais como a Deposição Química de Vapor Assistida por Plasma (PECVD) ou a Implantação Iónica possuem restrições do ponto de vista de custos ou de aplicação ao nível industrial. A alternativa em estudo assenta na aplicação da técnica de dopagem por laser para a fabricação de junções de efeito túnel de silício com elevado grau de cristalinidade. Para isso desenvolveu-se um *setup* que recorre a um laser pulsado com emissão na região do infravermelho Nd:YAG (1064nm) para fusão superficial do silício e à utilização de oxiclreto de fósforo (POCl<sub>3</sub>) como fonte de dopante. O laser está acoplado a uma cabeça galvanométrica com lente f-teta de forma a permitir redireccionar e focar o feixe na superfície da amostra. O processo em causa possui várias vantagens face a outros já utilizados, uma vez que é facilmente escalável, rápido, com potencial baixo custo de processamento e eficiente do ponto de vista energético.

PALAVRAS-CHAVE: Células solares *Tandem*, Silício, Laser, Dopagem, Junção de efeito de túnel

### ABSTRACT

The formation of a junction with tunneling effect is a key factor to achieve high efficiencies in tandem solar cells. The techniques reported for the formation of silicon junctions in 2-terminal tandem monolithic devices such as Plasma Assisted Vapor Chemical Deposition (PECVD) or Ionic Implantation have cost and application constrains at the industrial level. The alternative under study is based on the application of the laser doping technique for the manufacture of a silicon tunnel junction with a high degree of crystallinity. For this, a setup was developed using a pulsed laser with emission in the infrared region Nd:YAG (1064nm) for shallow surface melting of the silicon wafer and the use of phosphorus oxychloride (POCl<sub>3</sub>) as a source of dopant. The laser is coupled to a galvanometric head with a f-theta lens to allow redirecting and focusing the beam on the surface of the sample. This process has several advantages compared to others, since it is easily scalable, fast, energy efficient while presenting potentially low processing costs.

KEYWORDS: Tandem solar cells, Silicon, Laser, Doping, Tunnel junction

## INTRODUÇÃO

O limite de eficiência de células solares de monojunção pode ser superado pela adição de uma segunda célula solar, utilizando uma arquitetura do tipo *tandem*, onde cada um dos dispositivos absorve partes complementares do espectro solar (Yu *et al.*, 2016). Essas sub-células podem ser interconectadas em série numa arquitetura de 2 terminais, geralmente através de uma camada de recombinação que atua como um contato Ôhmico, ou numa arquitetura de 4 terminais, onde uma camada isolante transparente deve ser introduzida entre as duas sub-células. No primeiro exemplo, a célula de 2 terminais tem de ser fabricada de forma sucessiva, enquanto no segundo caso as sub-células podem ser fabricadas em separado e, posteriormente, combinadas. Além de apresentar menores perdas de energia por possuir menos camadas, a célula monolítica de 2 terminais apresenta um maior potencial para energia fotovoltaica de larga escala devido aos menores custos de produção associados (Todorov *et al.*, 2016). Outra diferença entre as células *tandem* monolítica e de 4 terminais é a necessidade de existir, no primeiro caso, uma igualdade nas correntes geradas pelas duas sub-células, ficando a eficiência limitada pela sub-célula que apresenta o pior desempenho.

O silício cristalino (c-Si) é tendencialmente o melhor candidato para a célula inferior devido à sua elevada maturidade, baixo custo de produção e hiato reduzido. As células de silício podem-se apresentar em duas arquiteturas distintas - homojunção ou heterojunção – cada uma delas com os próprios custos de produção e características intrínsecas aos materiais que as compõem. Devido ao potencial baixo custo de produção e hiato ajustável, as células solares de perovskita são uma promissora aposta para sub-célula de topo de uma célula *tandem* com arquitetura de 2 terminais. No entanto, a proliferação dessas células é altamente dependente da existência de um processo compatível com a indústria e do reduzido custo associado à formação do acoplamento elétrico entre as duas sub-células (Mailoa *et al.*, 2015; Rolland *et al.*, 2018). Atualmente, as duas estratégias com maior potencial de aplicação numa estratégia de 2 terminais são: junção de efeito de túnel e camada de recombinação utilizando óxidos condutores transparentes (TCOs). Cada uma destas soluções tem as suas vantagens e desvantagens, que serão posteriormente discutidas em maior detalhe.

Uma possível conjugação de camadas/materiais que compõe uma célula *tandem* de 2 terminais c-Si/perovskita à escala laboratorial é apresentada na Fig. 1, onde uma junção de efeito de túnel de silício ( $p^{++}/n^{++}$  Si) deve ser formada diretamente sobre o silício do tipo n de forma a criar uma ligação elétrica entre os dois dispositivos.

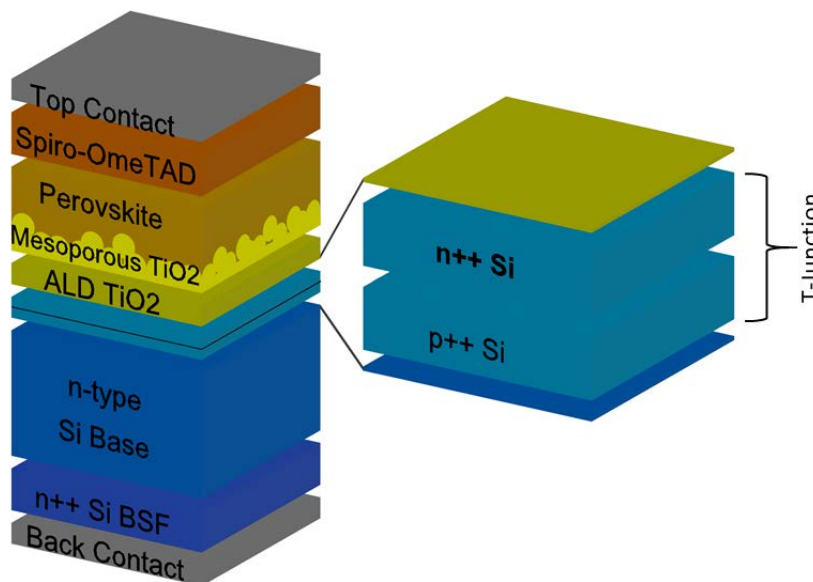


Fig. 1. Esquema de uma célula solar *tandem* de 2 terminais de c-Si/perovskita, com destaque para a região de maior interesse para este trabalho, a formação da camada  $n^{++}$  de c-Si como parte da junção de efeito de túnel (T-Junction).

Spiro-OmeTAD e óxido de titânio ( $TiO_2$ ) correspondem às camadas de transporte de cargas da sub-célula de perovskita (buracos e elétrons, respetivamente). A camada denominada de  $n^{++}$  Si BSF na parte traseira da bolacha de silício corresponde a uma camada altamente dopada que tem como objetivo atrair portadores majoritários e evitar a recombinação de portadores minoritários na zona do contato metálico.

A formação de junções com espessuras na ordem de algumas dezenas de nanómetros, altamente dopadas e capazes de serem aplicadas diretamente no topo da célula de silício, constitui um dos principais objetivos do recém-financiado projeto denominado S-LoTTuSS (*Scalable Low-cost Tandem Tunnel Junctions for Silicon Solar Cells*). As tarefas envolvem o desenvolvimento de um método alternativo e competitivo aos mais amplamente utilizados, para a formação de junções finas de silício, como a técnica de PECVD (Sahli *et al.*, 2018), implantação iónica de espécies

dopantes (Milési *et al.*, 2017) e contato físico da bolacha de silício com fontes sólidas altamente dopadas (Wang *et al.*, 2003).

Assim, este artigo contempla a discussão do estado da arte em dispositivos do tipo *tandem* de c-Si/perovskita com 2 terminais, bem como a apresentação do trabalho recentemente desenvolvido nesta área no Instituto Dom Luiz (IDL), principalmente na formação de junções de efeito de túnel à base de silício cristalino.

### ARQUITETURA DA CÉLULA *TANDEM* MONOLÍTICA

Uma célula *tandem* monolítica de silício e perovskita pode ter diferentes variações nomeadamente no que toca ao tipo de célula de silício (e.g. homojunção ou heterojunção) e correspondentes características do material de base (e.g. tipo n ou p), a camada de interligação entre as duas sub-células e a composição da perovskita bem como as suas camadas de transporte de cargas.

Relativamente à sub-célula de silício, podendo ser de heterojunção ou homojunção, a diferença reside maioritariamente na cristalinidade do material, sendo que o primeiro caso utiliza, por exemplo, silício cristalino e amorfo, enquanto que o segundo é composto apenas por silício cristalino. Depositar uma dupla camada de silício amorfo intrínseco/dopado nas faces inferior e superior do silício cristalino resulta em células mais eficientes, devido ao aumento da passivação da bolacha de base de silício e redução de recombinação nos contatos metálicos (Mueller *et al.*, 2012). Estes benefícios vêm, no entanto, com maiores custos associados e restrições de fabricação das camadas subsequentes, uma vez que o silício amorfo se pode degradar a temperaturas acima dos 200 °C (Albrecht *et al.*, 2015). A sub-célula de topo é composta, essencialmente, por uma camada de perovskita com duas camadas de transporte de cargas, nas faces superior e inferior. Para ser usada como sub-célula de topo, é necessário que o filme fino de perovskita tenha um hiato largo (1.7-1.9 eV) para absorção dos comprimentos de onda mais curtos do espetro solar (Kurtz *et al.*, 1990). As camadas de transporte de cargas negativas e positivas são compostas por materiais com altas mobilidades para as cargas em questão. A posição de cada uma destas camadas na sub-célula de perovskita depende essencialmente da dopagem da sub-célula de silício e do sentido das cargas na célula *tandem*. A camada transportadora de eletrões mais comum em células deste tipo é o TiO<sub>2</sub>. Células de perovskita com eficiências recorde utilizam uma dupla camada deste tipo de óxido, o primeiro compacto para prevenir perdas eléctricas e o segundo mesoporoso que actua efectivamente como camada selectiva. Outras alternativas para contato selectivo de electrões é o óxido de zinco (ZnO) bem como derivados de fulereno. Entre as camadas transportadoras de buracos encontram-se materiais inorgânicos como o óxido de níquel (NiO) ou cobre (I) tiocianato (CuSCN), e o material mais comumente utilizado devido à sua facilidade de processamento e estabilidade, o spiro-OMeTAD (Yu e Gao, 2017).

O passo de tratamento térmico tradicionalmente utilizado para sintetizar a camada de TiO<sub>2</sub> mesoporoso utiliza temperaturas relativamente elevadas (400-500 °C), o que pode ser prejudicial para a camada de interligação das duas sub-células (Schulze *et al.*, 2017). Esta última é fundamental para o acoplamento eléctrico dos dois dispositivos para que as cargas transitem entre eles de forma eficiente, uma vez que os contatos metálicos existem apenas no topo e na base da célula *tandem*. Diferentes soluções já foram apresentadas para realizar esta função, tais como a formação de uma junção de efeito de túnel de silício ou deposição de uma camada de recombinação baseada em TCOs.

#### Camada de Recombinação

Para a ligação das duas sub-células, numa arquitetura *tandem* monolítica, pode ser aplicada uma camada de recombinação, depositada sobre a camada emissora de silício. Diferentes trabalhos de investigação já reportaram diferentes materiais e técnicas de fabricação para esta camada, seja no contexto de células com heterojunção ou homojunção de silício.

As camadas de recombinação mais comuns são baseadas em TCOs, principalmente sob a forma de óxido de índio e zinco (IZO) ou óxido de estanho e índio (ITO). No caso da camada de ITO, além de ser altamente transparente, consegue também prevenir a penetração de humidade e a evolução de catiões orgânicos, aumentando a estabilidade da perovskita. Uma célula *tandem* com TCOs já atingiu uma eficiência de 23,6%, quando combinada com uma sub-célula de heterojunção de silício (Bush *et al.*, 2017), um grande aumento relativo à eficiência de 18,1% numa célula *tandem* semelhante, fabricada dois anos antes (Albrecht *et al.*, 2015). O aumento de eficiência está associado a alterações na estrutura da célula *tandem*, desde a utilização de uma célula de silício de tipo n, invertendo a célula de perovskita, a texturização da parte inferior da sub-células de silício e a substituição da camada de transporte de cargas Spiro-OMeTAD por óxido de níquel (NiO). Mais recentemente, uma eficiência de 25,1% foi atingida para um dispositivo deste tipo, utilizando este uma camada de ITO e uma sub-célula de silício de tipo p (Schulze *et al.*, 2020). Outro tipo de TCO com algumas vantagens relativamente às mencionadas anteriormente, é o óxido de estanho e zinco (ZTO). Este revelou uma ótima estabilidade a temperaturas de 500 °C, que permite a sua combinação com células de perovskita de alta eficiência. Esta camada de recombinação mostrou ser um óxido semiconductor do tipo-n de alto desempenho. Esta não inclui índio na sua composição, que é um elemento disponível em quantidades limitadas na natureza, enquanto apresenta alta mobilidade de eletrões e transparência, mantendo uma boa integridade mecânica (Werner *et al.*, 2016).

Existe também a possibilidade de incorporar uma camada dióxido de estanho (SnO<sub>2</sub>) de dupla função, podendo simultaneamente ter o papel de camada de transporte de electrões para a sub-célula de perovskita, bem como de

recombinação para o dispositivo *tandem* (Zheng *et al.* 2018a, b). O trabalho reporta células solares com eficiência de 21,8% utilizando uma sub-célula de homojunção de silício. Um aspeto de grande interesse neste trabalho foi a área da célula apresentada, com um valor de 16 cm<sup>2</sup>, o que é muito superior ao que normalmente é reportado (menor que 1 cm<sup>2</sup>), uma vez que apresenta excelente condução vertical. Semelhante valor de eficiência foi também obtido em dispositivos com áreas comparáveis através do processamento a baixa temperatura da camada de perovskita (abaixo de 150 °C).

### Junções de Efeito Túnel de Silício

Uma junção de efeito de túnel encontra-se entre as duas sub-células, numa célula monolítica de arquitetura *tandem*, e é composta por duas camadas altamente dopadas, uma do tipo n e outra do tipo p. A quebra no diagrama de bandas provocado por estas duas camadas permite que o eletrão transite de uma sub-célula para a outra por efeito de túnel, sem que seja necessário este perder ou ganhar energia, uma vez que a banda de condução de uma sub-célula está alinhada com a banda de valência da outra.

Através do processo de PECVD é possível fabricar uma junção de efeito de túnel de silício nanocristalino, produzindo um dispositivo fotovoltaico *tandem*, que utiliza uma sub-célula de silício de heterojunção e outra de perovskita, com eficiência global de 25,2% (Sahli *et al.* 2018). Esta junção apresenta vantagens face à camada de recombinação de ITO, que é atualmente a mais utilizada, nomeadamente a melhor aderência à camada de transporte de buracos (i.e. Spiro-TTB) e a reduzida condutividade lateral. Isto deve-se ao facto da junção de silício nanocristalino apresentar uma alta densidade de fronteiras de grãos no plano da interface, tendo, no entanto, uma baixa densidade na direção perpendicular a este o que leva ao aumento da resistência *shunt* do dispositivo e consequentemente a eficiências superiores.

A produção de junções de efeito de túnel de silício por Implantação Iónica também já foi reportada, utilizando boro e arsénio, para a criação da camada p<sup>++</sup> e n<sup>++</sup>, respetivamente (Bellanger *et al.* 2018). Neste trabalho, foi produzida uma camada n<sup>++</sup> com 70 nm de espessura que, no entanto, necessitou de recozimento térmico para ativação de dopantes e reparação de defeitos, tendo apresentado ainda assim a existência de defeitos na camada p<sup>++</sup> tais como aglomerados/precipitados de arsénio.

Recorrendo a técnicas mais consolidadas, como é o caso de contato físico da bolacha de silício com fontes sólidas altamente dopadas, pode-se fabricar junções de efeito de túnel de silício (Wang *et al.* 2003). As fontes sólidas são preparadas através de vários passos, onde o processo inclui a utilização da técnica de *Spin Coating* para formar um filme fino contendo a espécie dopante na superfície da bolacha, seguido do seu recozimento térmico a alta temperatura. As fontes sólidas são então colocadas em extrema proximidade com a sub-célula de silício onde a difusão é promovida através da utilização de temperaturas na ordem dos 900 °C.

## DOPAGEM DE SILÍCIO POR LASER

### Detalhes técnicos

O processo alternativo proposto para a fabricação de junções de efeito de túnel é baseado na já reportada técnica de Dopagem Laser por Imersão em Gás (GILD, *Gas Immersion Laser Doping*). Este método é levado a cabo numa câmara fechada contendo uma mistura de um gás inerte (árgon ou azoto) e uma fonte de dopante. Este último é incorporado aquando a fusão do silício, provocada por um pulso de laser, e subsequente solidificação rápida do mesmo. Desta forma, obtém-se uma dopagem superficial, resultando em junções finas, podendo a densidade de dopagem ser aumentada através da repetição do processo, enquanto a profundidade de dopagem poderá ser elevada através do aumento da densidade energética dos pulsos (Cammileri *et al.* 2008).

A aplicação desta técnica para a dopagem de silício (embora para aplicações eletrónicas) já foi reportada, utilizando um laser XeCl (308 nm) e uma mesa x-y para deslocar a amostra de forma a realizar a dopagem em diferentes zonas desta. Utilizando boro como dopante (por exemplo através da fonte BF<sub>3</sub>), foram reportadas concentrações de 1,1×10<sup>20</sup> cm<sup>-3</sup> em junções de 40 nm (Carey e Sigmin, 1989). Mais recentemente atingiram-se valores de dopagem de 1,4×10<sup>21</sup> cm<sup>-3</sup> numa profundidade de 37 nm, repetindo um pulso com duração de 30 ns por 50 vezes (Bouchier *et al.* 2002). Por fim, demonstrou-se ainda que, o aumento do nível de pulsos e da densidade energética leva a um aumento do nível de dopagem, mas, a partir de certos valores, resulta apenas em junções de maior profundidade.

Na técnica proposta é utilizado um laser Nd:YAG (1064 nm), com uma cabeça galvanométrica e uma lente f-teta. A primeira permite que o laser seja direcionado para diferentes pontos, assim a bolacha de silício encontra-se imóvel, e a lente garante que o feixe esteja sempre focado em qualquer zona da superfície da amostra. Desta forma é possível que o laser percorra a superfície das amostras a velocidades até 5000 mm por segundo, tornando mais realista a aplicação industrial da técnica. Por fim, a fonte de dopante utilizada durante o projecto para formar uma camada de tipo n corresponde ao oxicloreto de fósforo (POCl<sub>3</sub>), um composto líquido com vantagens de manuseamento e transporte, sendo este já utilizado na indústria fotovoltaica em processos de dopagem (Li *et al.* 2017).

O coeficiente de absorção do silício para um laser com emissão na zona do infravermelho (acima de 1000 nm) é bastante inferior ao que é obtido para um laser de UV (cerca de 300 nm), resultando numa absorção da densidade energética à escala dos micrómetros em profundidade. No entanto, com o aumento da temperatura e da concentração

de cargas ativas, o coeficiente de absorção do silício para radiação de 1000 nm aumenta acentuadamente (aproximadamente 3 ordens de grandeza), resultando numa absorção superficial após os primeiros pulsos do laser (Thorstensen e Foss, 2012).

#### Monitorização das amostras

No âmbito do projecto de investigação em questão, e de forma a otimizar o processo, foram levadas a cabo diversas experiências para otimizar a fusão superficial do silício. Neste caso, o laser percorre a amostra em linhas horizontais, tendo sido realizados testes a diferentes velocidades, espaçamento entre linhas, número de varrimentos e densidade de energia por pulso. Para uma análise simples da interação do laser de infravermelho com a amostra de silício recorreu-se à inspeção através de técnicas avançadas de microscopia, permitindo assim obter conclusões sobre a homogeneidade da amostra, impacto de cada umas das variáveis na textura da amostra e limites de interacção entre o feixe laser e a bolacha de silício. Reduzindo o intervalo das variáveis em estudo, amostras são seleccionadas para análise detalhada através da técnicas de microscopia eletrónica de varrimento de alta resolução (SEM), ou microscopia de força atómica, sendo possível obter um mapeamento da superfície da amostra e correspondente estruturas à escala micro e nanométrica, como se pode verificar na Fig. 2. Desta forma é possível verificar o fenómeno de fusão superficial do silício à escala nanométrica, já que a morfologia resultante é composta por estruturas facetadas de silício cristalino com rugosidade média abaixo dos 500 nm.

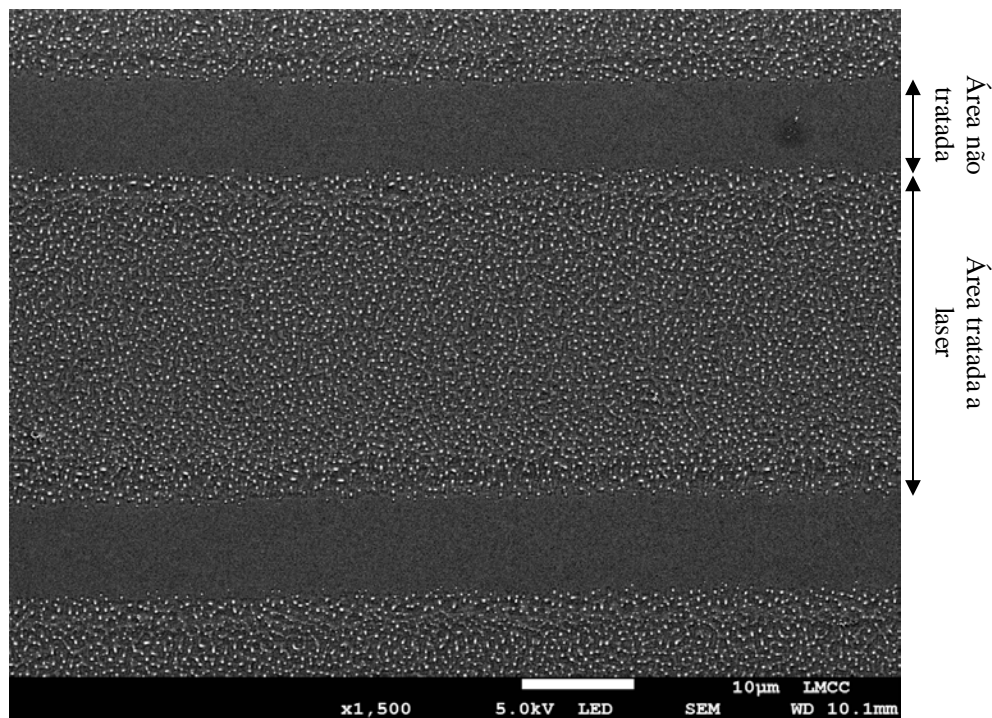


Fig. 2. Imagem obtida através de SEM, resultado da interação do laser com a superfície. Parâmetros do laser: densidade de energia de  $10.5 \text{ J/cm}^2$ , distância entre pulsos de  $2 \mu\text{m}$ , distância entre linhas de  $40 \mu\text{m}$  e a aplicação de 2 varrimentos sucessivos.

Após a optimização das condições que resultam na fusão superficial do silício do tipo p, testes de dopagem são realizados em áreas alargadas e de acordo com o fluxograma apresentado na Fig. 3a). Um exemplo de análise de dopagem em profundidade, medidas através da técnica de espectrometria de massa por iões secundários (SIMS), é apresentado na Fig. 3b). A amostra correspondente foi processada com uma densidade de energia de  $10.5 \text{ J/cm}^2$ , distância entre pulsos de  $2 \mu\text{m}$ , distancia entre linhas de  $10 \mu\text{m}$  e a aplicação de 2 varrimentos sucessivos. O perfil de dopagem apresentado demonstra a incorporação de dopante nas bolachas à escala nanométrica, viabilizando a técnica desenvolvida nos laboratórios do IDL na formação de camadas de silício ultrafinas e altamente dopadas.

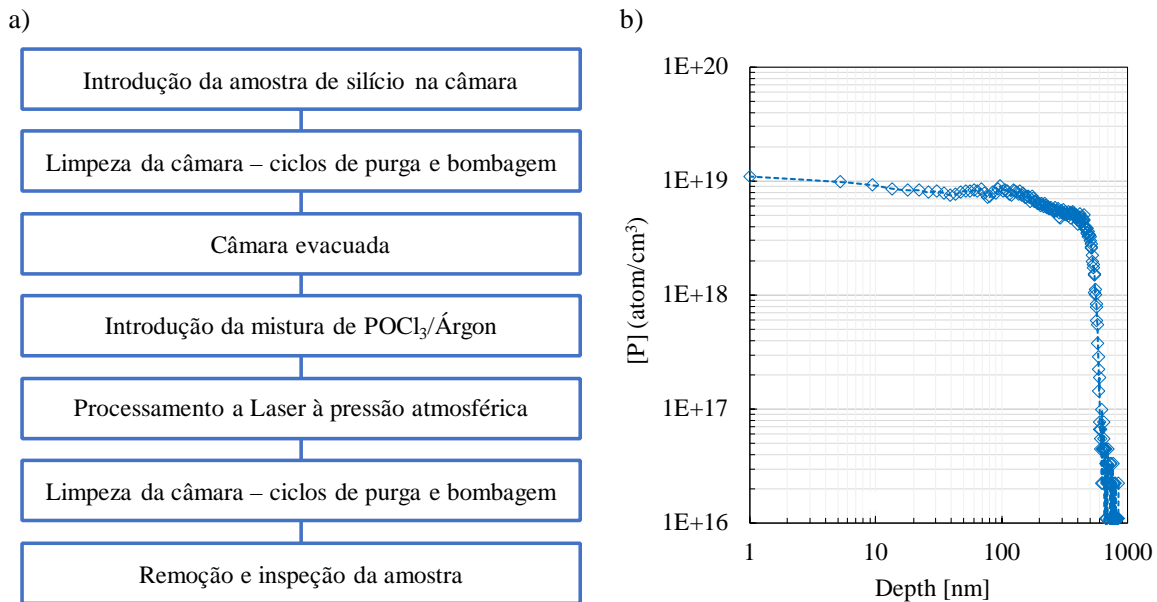


Fig. 3. a) Fluxograma da experiência para a dopagem, através da técnica de dopagem por laser, e b) concentração de fósforo medido em profundidade utilizando SIMS, e para uma amostra processada com: densidade de energia de 10.5 J/cm<sup>2</sup>, distância entre pulsos de 2 μm, distância entre linhas de 10 μm e a aplicação de 2 varrimentos sucessivos.

## CONCLUSÕES

A introdução da técnica de dopagem por laser na indústria fotovoltaica, nomeadamente na formação de camadas ultrafinas e altamente dopadas, pode revolucionar o setor, permitindo uma acentuada redução de custos na fabricação de células solares devido à elevada rapidez e eficiência do processo bem como o desenvolvimento de diferentes aplicações para uma nova geração de células solares. Por sua vez, uma célula *tandem* de alta eficiência e baixo custo irá revolucionar o setor elétrico, com eficiências a poderem atingir valores superiores a 40%, abrindo um vasto leque de aplicações à pequena e grande escala.

Resultados preliminares obtidos com a técnica de dopagem por laser desenvolvida nos laboratórios do IDL demonstram interação do laser com o silício à superfície, sendo possível atingir rugosidades com elevado grau de uniformidade em toda a amostra. Os primeiros resultados obtidos através da técnica SIMS demonstraram uma alta incorporação do dopante na amostra para diferentes valores de variáveis. O próximo passo será encontrar a combinação de variáveis ideal de forma a obter elevadas concentrações de fósforo nas primeiras dezenas de nanómetros de profundidade mantendo a rugosidade da superfície a níveis reduzidos.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro da Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT), através do projeto PTDC/CTM-CTM/28962/2017, bem como a assistência do Dr. Lasse Vines (UiO) nas medidas de SIMS suportadas pelo projeto n.º 239895/F20 (RCN).

## REFERÊNCIAS

- Albrecht S., Saliba M., Baena J.P.C., Lang F., Kegelmann L., Mews M., Steier L., Abate A., Rappich J., Korte L., Schlatmann R., Nazeeruddin M.K., Hagfeldt A., Grätzel M., Rech B. (2016). Monolithic perovskite/silicon-heterojunction tandem solar cells processed at low temperature. *Energy Environ. Sci.*, vol. 9, no. 1, 82-88.
- Bellanger P., Minj A., Fave A., Djebbour Z., Roques S., Slaoui A. (2018). Silicon tunnel junctions produced by ion implantation and diffusion processes for tandem solar cells. *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, no. 6, 1436-1442.
- Bouchier D., Grouillet A., Lenoble D., Kerrien G., Boulmer J., De D. (2002). Ultra-shallow, super-doped and box-like junctions realized by laser-induced doping. *Appl. Surf. Sci.*, vol. 186, 45-51.
- Li H., Kim K., Hallam B., Hoex B., Wenham S., Abbott M. (2017). POCl<sub>3</sub> diffusion for industrial Si solar cell emitter formation. *Front. Energy*, vol. 11, no. 1, 42-51.

Bush K.A., Palmstrom A.F., Yu Z.J., Boccard M., Cheacharoen R., Mailoa J.P., McMeekin D.P., Hoye R.L.Z., Bailie C.D., Leijtens T., Peters I.M., Minichetti M.C., Rolston N., Prasanna R., Sofia S., Harwood D., Ma W., Moghadam F., Snaith H.J., Buonassisi T., Holman Z.C., Bent S.F., McGehee M.D. (2017). 23.6%-Efficient Monolithic Perovskite/Silicon Tandem Solar Cells With Improved Stability. *Nat. Energy*, vol. 2, no. 4, 1-7.

Cammilleri D., Fossard F., Débarre D., Manh C.T., Dubois C., Bustarret E., Marcenat C., Achatz P., Bouchier D., Boulmer J. (2008). Highly doped Si and Ge formed by GILD (gas immersion laser doping); from GILD to superconducting silicon. *Thin Solid Films*, vol. 517, no. 1, 75-79.

Carey P.G. and Sigmon T.W. (1989). In-situ Doping of Silicon Using the Gas Immersion Laser Doping (GILD) Process. *Surf. Sci.*, vol. 43, no. C, 325-332.

Kurtz S.R., Faine P., Olson J.M. (1990). Modeling of two-junction, series-connected tandem solar cells using top-cell thickness as an adjustable parameter. *J. Appl. Phys.* 68, 1890-1895.

Mailoa J.P., Bailie C.D., Johlin E.C., Hoke E.T., Akey A.J., Nguyen W.H., McGehee M.D., Buonassisi T. (2015). A 2-terminal perovskite/silicon multijunction solar cell enabled by a silicon tunnel junction. *Appl. Phys. Lett.*, vol. 106, no. 12.

Milési F., Coig M., Lerat J.F., Desrues T., Perchec J., Lanterne A., Lachal L., Mazen F. (2017). Homojunction solar cells doping by ion implantation. *Nucl. Instruments Methods Phys. Res. Sect. B Beam Interact. with Mater. Atoms*, vol. 409, 53-59.

Mueller T., Wong J., Aberle A.G. (2012). Heterojunction silicon wafer solar cells using amorphous silicon suboxides for interface passivation. *Energy Procedia*, vol. 15, no. 2011, 97-106.

Rolland A., Pedesseau L., Kepenekian M., Katan C., Huang Y., Wang S., Cornet C., Durand O., Even J. (2018). Computational Analysis of hybrid perovskite on silicon 2-T tandem solar cells based on a Si tunnel junction. *Opt. Quantum Electron.*, col. 60, no. 1, 1-13.

Sahli F., Werner J., Kamino B.A., Bräuninger M., Monnard R., Paviet-Salomon B., Barraud L., Ding L., Leon J.J.D., Sacchetto D., Cattaneo G., Despeisse M., Boccard M., Nicolay S., Jeangros Q., Niesen B., Ballif C. (2018). Fully textured monolithic perovskite/silicon tandem solar cells with 25.2% power conversion efficiency. *Nat. Mater.*, vol. 17, no. 9, 820-826.

Schulze, P.S.C., Bett, A.J., Bivour, M., Caprioglio, P., Gerspacher, F.M., Kabaklı, Ö.Ş., Richter, A., Stolterfoht, M., Zhang, Q., Neher, D., Hermle, M., Hillebrecht, H., Glunz, S.W. and Goldschmidt, J.C. (2020), 25.1% High-Efficiency Monolithic Perovskite Silicon Tandem Solar Cell with a High Bandgap Perovskite Absorber. *Sol. RRL*, vol. 4, no. 7, 1-10.

Schulze, P.S.C., Bett, A.J., Winkler, K., Hinsch, A., Lee, S., Mastroianni, S., Mundt, L.E., Mundus, M., Wurfel, U., Glunz, S.W., Hermle, M., Goldschmidt, J.C. (2017) Novel Low-Temperature Process for Perovskite Solar Cells with a Mesoporous TiO<sub>2</sub> Scaffold. *ACS Applied Materials Interfaces* 8, 30567-30574.

Thorstensen J. and Foss J.E. (2012). Temperature dependent ablation threshold in silicon using ultrashort laser pulses. *J. Appl. Phys.*, vol. 112, no. 12.

Todorov T., Gunawan O. and Guha S. (2016). A road towards 25% efficiency and beyond: Perovskite tandem solar cells. *Mol. Syst. Des. Eng.*, vol. 1, no. 4, 370-376.

Wang J., Wheeler D., Yan Y., Zhao J., Howard S., Seabaugh A. (2003). Silicon tunnel diodes formed by proximity rapid thermal diffusion. *IEEE Electron Device Lett.*, vol. 24, no. 2, 93-95.

Werner J., Barraud L., Walter A., Bräuninger M., Shali F., Sacchetto D., Tétreault N., Paviet-Salomon B., Moon S.J., Allebé C., Despeisse M., Nicolay S., Wolf S.D., Niesen B., Ballif C. (2016). Efficient NIR-Transparent Perovskite Solar Cell enabling Direct Comparison of 4-Terminal and Monolithic Perovskite/Silicon Tandem Cell. *ACS Energy Lett.* vol. 1, no. 2, 474-480.

Yu Y. and Gao P. (2017). Development of electron and hole selective contact materials for perovskite solar cells. *Chinese Chem. Lett.* vol. 9, no. 6, 1144-1152.

Yu Z., Leilaoui M. and Holman Z. (2016). Selecting tandem partners for silicon solar cells. *Nat. Energy*, vol. 1, no. 11.

Zheng J., Lau C.F.L., Mehrvarz H., Ma F.J., Jiang Y., Deng X., Soeriyadi A., Kim J., Zhang M., Hu L., Cui X., Lee D.S., Bing J., Cho Y., Chen C., Green M.A., Huang S., Ho-Baillie A.W.Y. (2018). Large area efficient interface layer free monolithic perovskite/homo-junction-silicon tandem solar cell with over 20% efficiency. *Energy Environ. Sci.*, vol. 11, no. 9, 2432-2443.

Zheng J., Mehrvarz H., Ma F.J., Lau C.F.L., Green M., Huang S., Ho-Baillie A.W.Y. (2018) 21,8% Efficient Monolithic Perovskite/Homo-Junction-Silicon Tandem Cell on 16 cm<sup>2</sup>. *ACS Energy Lett.* vol. 3, no. 9, 2299-2300.



**DERIVA INTRÍNSECA EN HELIOSTATOS****Martínez-Hernández A.\*, Bravo I.\*, Romero M.\*, González-Aguilar J.\***

\*Unidad de Procesos a Alta Temperatura. Instituto IMDEA Energía. Ramón de la Sagra, 3.  
28935 Móstoles, Madrid, España. [jose.gonzalez@imdea.org](mailto:jose.gonzalez@imdea.org)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2048>

**RESUMEN**

En este trabajo se analiza numéricamente, mediante simulaciones de trazado de rayos basadas en el método de Montecarlo, la deriva intrínseca en heliostatos debida al hecho de que el rayo central no necesariamente coincide con el centro de gravedad del mapa de flujo. La instalación de torre ubicada en el Instituto IMDEA Energía, Móstoles, Madrid (España), se ha usado como caso de prueba. La deriva se evalúa simulando los mapas de flujo de cada heliostato a distintas horas del día y calculando posteriormente sus centros de gravedad. La influencia en la deriva de la distancia focal de los heliostatos y del ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre el blanco es investigada en detalle. Los resultados muestran la relevancia de la deriva intrínseca en heliostatos con distancias focales cortas y cómo ésta puede ser minimizada al acomodar la distancia focal del heliostato a su distancia al receptor.

**PALABRAS CLAVE:** Energía solar de concentración, heliostatos, deriva, trazado de rayos

**ABSTRACT**

In this work, we numerically evaluate with Monte Carlo ray-tracing simulations the intrinsic drift in heliostats. This drift is associated to the fact that the central ray does not necessarily coincide with the center of gravity of the flux map. For this investigation, the solar tower facility located at IMDEA Energy in Móstoles, Madrid (Spain) is used as a test case. By simulating flux maps at different times of the day and representing their centers of gravity the intrinsic drift is evaluated. The influence on the drift of the focal length of the heliostats and the projection angle of the flux distribution on the target is investigated in detail. Results show the relevance of the intrinsic drift in heliostats with short focal lengths and how this drift can be reduced by making the focal length of the heliostat closer to its slant range.

**KEYWORDS:** Concentrated solar energy, heliostat, drift, ray-tracing

## INTRODUCCIÓN

Para lograr un elevado rendimiento en las centrales solares de torre se requiere una correcta alineación de los heliostatos, con el fin de reflejar la radiación solar con precisión al lugar deseado dentro del área del receptor. Los principales problemas técnicos en este tipo de instalaciones están relacionados con la precisión y estabilidad del apunte de los heliostatos y, en especial, con la variación del punto de apunte a lo largo del día, conocido como deriva. La deriva puede surgir de muchas fuentes, como las desalineaciones en el sistema de seguimiento, los errores de cero en los motores de este, o incluso a diferencias entre la hora solar real y la empleada para orientar a los heliostatos. Además, en un heliostato ideal sin ningún tipo de error ni desalineación, existe una deriva intrínseca asociada al hecho de que el rayo central, entendiéndose como tal aquel que se refleja en el centro la faceta, no necesariamente coincide con el centro de gravedad del mapa de flujo (Escobar-Toledo *et al.*, 2014). En la literatura se pueden encontrar numerosos estudios de deriva donde se investigan las posibles causas de la misma, principalmente desalineaciones en el sistema de seguimiento (Bonanos, 2012; Carretero *et al.*, 2019; Escobar-Toledo *et al.*, 2014; Guo *et al.*, 2013; Iriarte-Cornejo *et al.*, 2014; Jones y Stone, 1999; Lara-Ceredo *et al.*, 2016). Sin embargo, la gran mayoría de estos estudios se han realizado empleando la aproximación del rayo central. Esta aproximación supone que el punto de impacto del rayo central coincide con el centro de gravedad del mapa de flujo, por lo que se desprecia el error de apunte intrínseco y por lo tanto la curva de deriva asociada al mismo. En (Escobar-Toledo *et al.*, 2014), los autores estudiaron ligeramente este efecto, pero los autores consideraron que la deriva intrínseca era despreciable y la investigación se llevó a cabo utilizando la aproximación del rayo central. En este trabajo se investiga numéricamente esta deriva tan particular asumiendo heliostatos ideales, es decir, sin ningún tipo de error ni desalineación. La deriva intrínseca es evaluada para diferentes heliostatos del campo solar de IMDEA Energía, ubicado en Móstoles, Madrid (España) (Romero *et al.*, 2017; Romero *et al.*, 2019), mediante simulaciones de trazado de rayos basadas en el método de Montecarlo. El estudio se focaliza en la influencia sobre la deriva del ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre el blanco y de la distancia focal de los heliostatos.

## METODOLOGÍA

Este estudio se ha llevado a cabo utilizando como caso de prueba cuatro heliostatos del campo solar ubicado en el Instituto IMDEA Energía (40.3393 N, 3.8804 W) (Romero *et al.*, 2017; Romero *et al.*, 2019). La instalación, denominada ACES/VHCST (Alta Concentración de Energía Solar/Very High Concentration Solar Tower Facility), consta de 169 heliostatos distribuidos en 14 filas. Los heliostatos de las filas 1 a la 8 tienen una distancia focal nominal de 20 m, mientras que los heliostatos de las filas 9 a 14 tienen una distancia focal nominal de 30 m. Cada heliostato tiene como superficie reflectante una única faceta de 3 m<sup>2</sup> (1,6 m × 1,9 m) con curvatura esférica. La deriva intrínseca se investiga para los heliostatos de focal corta ubicados en el centro de las filas impares, es decir, las filas 1, 3, 5 y 7. Nos referiremos a estos heliostatos como 1-4, 3-5, 5-6 y 7-7, donde el primer número indica el número de fila y el segundo número indica la posición del heliostato en la fila. En la Fig. 1(a) se muestra el plano de la instalación y los cuatro heliostatos empleados para este estudio.

La deriva intrínseca de estos cuatro heliostatos se investiga mediante la simulación de sus mapas de flujo a diferentes horas del día. Cada curva de deriva se obtiene simulando nueve mapas de flujo desde 4 horas antes hasta 4 horas después del mediodía solar, es decir, uno por cada hora. Esto se hace para aquel día del año en el que el vector solar ( $\vec{u}_s$ ) y el rayo central ( $\vec{u}_t$ ) son paralelos a mediodía solar. Este día, que es distinto para cada heliostato debido a su diferente orientación con respecto del blanco, hace que el astigmatismo (Igel y Hughes, 1979) sea nulo a mediodía solar, permitiendo, por tanto, investigar el efecto del ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre el blanco y el efecto de la distancia focal de los heliostatos sin la influencia de aquel. Tras simular los nueve mapas de flujo, se calculan los centros de gravedad de dichos mapas, obteniendo así la curva de deriva. Con el objetivo de obtener los resultados más generales posibles se ha excluido el efecto de los bloqueos y de las sombras de los heliostatos colindantes al simular los mapas de flujo.

Los mapas de flujo se han generado con un software de trazado de rayos personalizado desarrollado con Matlab (Gonzalo *et al.*, 2019; Matlab R2020a) y que ha sido previamente validado con TracePro® (TracePro 2020). Este programa funciona dividiendo la superficie reflectante del heliostato en pequeños elementos cuadrados y trazando un haz de rayos desde cada uno de ellos. Para todas las simulaciones aquí realizadas se han trazado 10 000 rayos por cada elemento reflectante de la superficie del heliostato, con un total de 1 216 elementos reflectantes cuadrados de 5 cm de lado. Esto da como resultado un total de 12,16 millones de rayos por cada mapa de flujo. El vector normal de cada elemento reflectante se orienta de acuerdo con la curvatura esférica de la faceta, es decir, se desprecia el error óptico de la misma y se supone que es perfectamente esférica. Además, cada rayo del haz se desvía de la dirección principal del vector solar reflejado de acuerdo a la distribución solar empleada, que en este caso es la distribución *limb-darkened* (Romero *et al.*, 2016). Las simulaciones se realizan sobre un blanco de 5 m × 5 m con una irradiancia normal directa de 900 W/m<sup>2</sup> y una reflectividad de las facetas del 90%. Las dimensiones del blanco garantizan que todos los rayos impactan en él, para así calcular correctamente el centro de gravedad del mapa de flujo.

Como se ha mencionado anteriormente, la deriva intrínseca se debe al hecho de que el rayo central no necesariamente coincide con el centro de gravedad del mapa de flujo. De aquí se deduce que cualquier factor que modifique la forma de los mapas de flujo modificará su centro de gravedad y, por lo tanto, también modificará la curva de deriva. Los parámetros que más repercuten en la forma de un mapa de flujo son el ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre el blanco, la distancia focal del heliostato y el astigmatismo. Este último es el responsable de la deriva, ya que depende de la inclinación con la que los rayos solares incidan en el heliostato, es decir, depende de la hora del día, mientras que los otros dos modifican las curvas de deriva producidas por aquel. Para estudiar el efecto del ángulo de proyección de la distribución de flujo se han calculado las curvas de deriva de los 4 heliostatos empleando siete ángulos de inclinación del blanco distintos: 0 (vertical), 15, 30, 45, 60, 75 y 90 (horizontal) grados sexagesimales. Todas estas curvas se han calculado empleando la distancia focal nominal de los 4 heliostatos (20 metros). En cuanto al efecto de la distancia focal, se han calculado las curvas de deriva sobre un blanco vertical, como el representado en la Fig. 1(b), empleando las siguientes siete distancias focales: 14, 16, 18, 20, 22, 24 y 26 metros.

Las distancias heliostato-blanco, las distancias focales nominales, las inclinaciones del blanco para las cuales éste es perpendicular al rayo central y el día del año en el que se han calculado las curvas de deriva se muestran, para cada uno de los 4 heliostatos, en la Tabla 1.

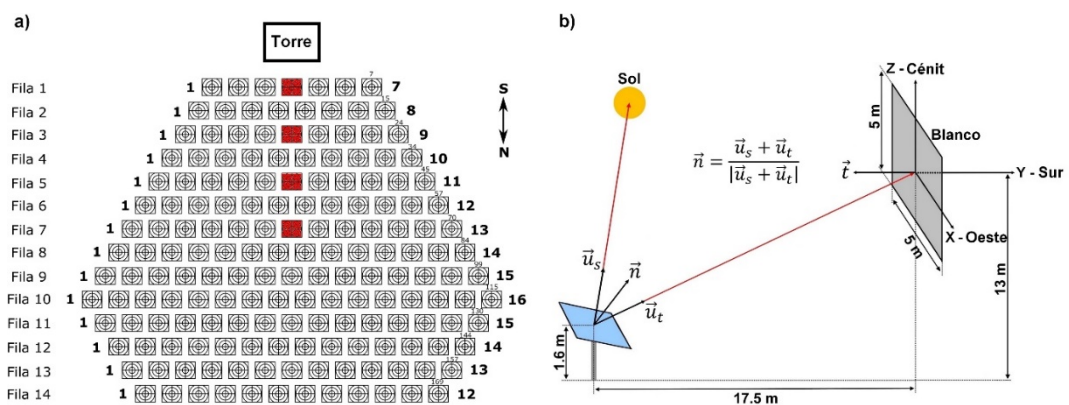


Fig. 1. a) Distribución de los heliostatos en la instalación ACES. Los heliostatos empleados para el estudio de la deriva intrínseca aparecen marcados en rojo. b) Geometría del problema para el heliostato 7-7 con el blanco en posición vertical.

Tabla 1. Parámetros relativos a los 4 heliostatos bajo estudio

Heliostato	1-4	3-5	5-6	7-7
Distancia focal nominal (m)	20	20	20	20
Distancia heliostato-blanco (m)	12,1	14,1	17,2	20,8
Ángulo de proyección con blanco vertical (0°)	70,5°	53,0°	41,0°	32,8°
Día del año (DD/MM)	15/07	12/09	13/10	06/11

## RESULTADOS

### Efecto del ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre el blanco

La Fig. 2 muestra las curvas de deriva intrínseca de los 4 heliostatos obtenidas para las 7 inclinaciones distintas del blanco. Se observa que el error de apunte intrínseco es inferior a 1,2 mrad en todos los casos, siendo más grande cuanto mayor es la diferencia entre la distancia focal del heliostato y la distancia heliostato-blanco (heliostato 1-4). Esto es de esperar, ya que cuanto mayor sea esta diferencia menos convergerán los rayos, por lo que el mapa de flujo tendrá unas dimensiones mayores y será más probable encontrar desviaciones mayores de su centro de gravedad con respecto del centro del blanco. En el apartado siguiente se estudia en detalle este fenómeno.

Una característica común a todos los heliostatos es que sus curvas de deriva son simétricas respecto del mediodía solar. Esto se debe a que los 4 heliostatos bajo estudio se encuentran en el eje central del campo, por lo que el movimiento del sol es simétrico respecto de dicho instante de tiempo. Es por este mismo motivo que el error de apunte a dicha hora solo tiene componente vertical (eje Z), ya que los mapas de flujo correspondientes al mediodía solar son simétricos respecto de dicho eje, haciendo que el centro de gravedad a lo largo del eje X se encuentre justo en el origen ( $x = 0$ ).

Por otro lado, si atendemos al signo de la componente vertical del error de apunte a mediodía solar, se observa que, si el blanco está en posición vertical ( $0^\circ$ ), éste es negativo si la distancia focal del heliostato es mayor que su distancia al blanco (heliostatos 1-4, 3-5 y 5-6), siendo positivo cuando ocurre lo contrario (heliostato 7-7). Esto es debido a que, cuando el blanco está en posición vertical, los rayos que impactan por debajo del centro recorren una distancia menor que los que impactan por la parte superior. Entonces, si la distancia focal es superior a la distancia al blanco, los rayos que impactan por debajo del centro del blanco están menos focalizados que los que impactan por encima, provocando que las dimensiones del mapa de flujo se agranden en su parte inferior en comparación con la superior, desplazándose así el centro de gravedad hacia abajo. Por otro lado, se observa que la componente vertical del error de apunte a mediodía solar invierte su signo justo cuando la inclinación del banco es tal que éste es perpendicular al rayo central del heliostato ( $\vec{u}_t$ ), es decir, cuando  $\vec{u}_t$  y  $\vec{t}$  son paralelos, lo que corrobora la explicación anterior. De aquí se deduce que el error de apunte intrínseco solo será nulo cuando el vector solar ( $\vec{u}_s$ ), el rayo central ( $\vec{u}_t$ ) y el vector normal al blanco ( $\vec{t}$ ) sean colineales, debido a la perfecta simetría del mapa de flujo con respecto del centro del blanco. En la Fig. 3 se muestran los mapas de flujo del heliostato 1-4 a mediodía solar con el blanco en posición vertical ( $0^\circ$ ) y horizontal ( $90^\circ$ ) para mostrar más claramente el efecto del desplazamiento del centro de gravedad. Se aprecia que, cuando el blanco se encuentra en posición vertical, el mapa de flujo se agranda en su parte inferior debido al elevado ángulo de proyección ( $70,5^\circ$ ). Cuando el blanco se encuentra en posición horizontal, el efecto se invierte y el mapa se agranda por su parte superior, pero el efecto es menos notable debido al reducido ángulo de proyección ( $19,5^\circ$ ). Cabe destacar que esta deformación de los mapas de flujo debida al ángulo de proyección no se aprecia en los mapas de la Fig. 2 debido a su representación angular.

En cuanto a la componente horizontal del error de apunte (eje X), se observa una característica común a todos los heliostatos. Ésta es positiva antes del mediodía solar y negativa después, lo que produce que todas las curvas de deriva vayan de oeste a este. Esto se debe a que la variación diaria del ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la faceta, a pesar de no ser exactamente la misma para cada heliostato, tiene una característica común a todos ellos: los rayos solares inciden desde el este antes del mediodía solar y desde el oeste después, por lo que el astigmatismo les afecta de manera similar. Merece la pena señalar que, como ya se dijo en el apartado anterior, es justo esa variación del ángulo de incidencia de los rayos solares la que produce la deriva intrínseca.

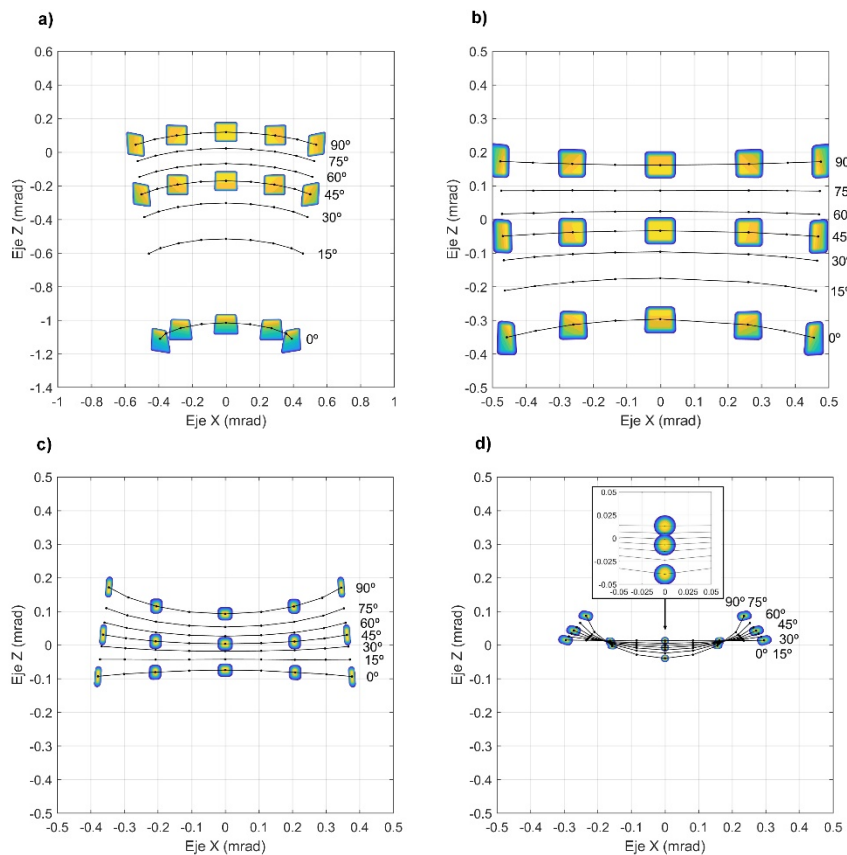


Fig. 2. Curvas de deriva intrínseca de los 4 heliostatos en función de la inclinación del blanco. La posición de la etiqueta que muestra el ángulo de inclinación indica el inicio de la curva. Se muestran, a escala 1:500, los mapas de flujo simulados a  $\pm 4$  h,  $\pm 2$  h y 0 h respecto del mediodía solar para  $0^\circ$ ,  $45^\circ$  y  $90^\circ$  de inclinación del blanco.  
a) Heliostato 1-4 (distintos ejes). b) Heliostato 3-5. c) Heliostato 5-6. d) Heliostato 7-7.

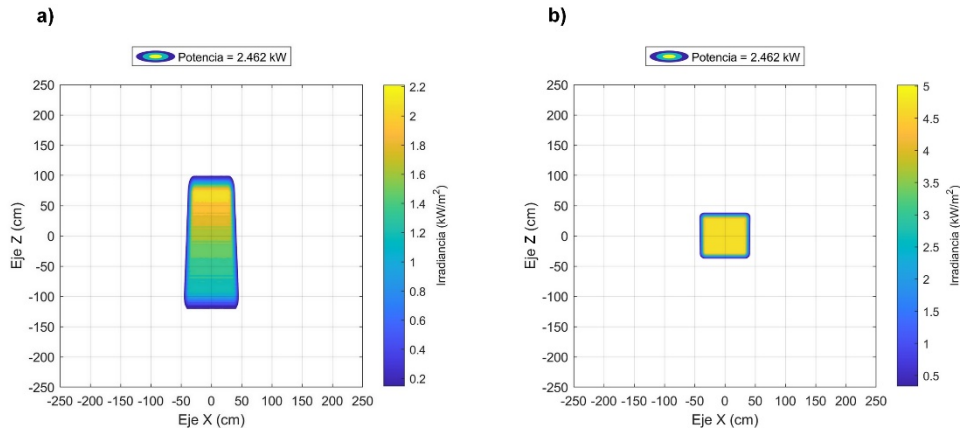


Fig. 3. Mapas de flujo del heliostato 1-4 a mediodía solar con el blanco en posición vertical (a) y horizontal (b).

Efecto de la distancia focal

La Fig. 4 muestra las curvas de deriva intrínseca de los 4 heliostatos obtenidas sobre un blanco vertical ( $0^\circ$ ) para las 7 distancias focales. Fijémonos, de nuevo, en la componente vertical del error de apunte a mediodía solar, para así eliminar el efecto del astigmatismo. Se observa que, para los 4 heliostatos, el error de apunte es mínimo cuando la distancia focal es lo más próxima posible a su distancia al blanco. Esto es lógico, pues si la distancia focal es igual a la distancia al blanco todos los rayos convergerán al centro de éste, por lo que el error de apunte intrínseco será nulo. Igualmente, se observa el fenómeno explicado en el apartado anterior referente a la diferencia entre la distancia focal y la distancia al blanco. Por ejemplo, para el heliostato 1-4, la componente vertical del error de apunte es negativa para todas las distancias focales empleadas, ya que todas son superiores a su distancia al blanco (12,1 m).

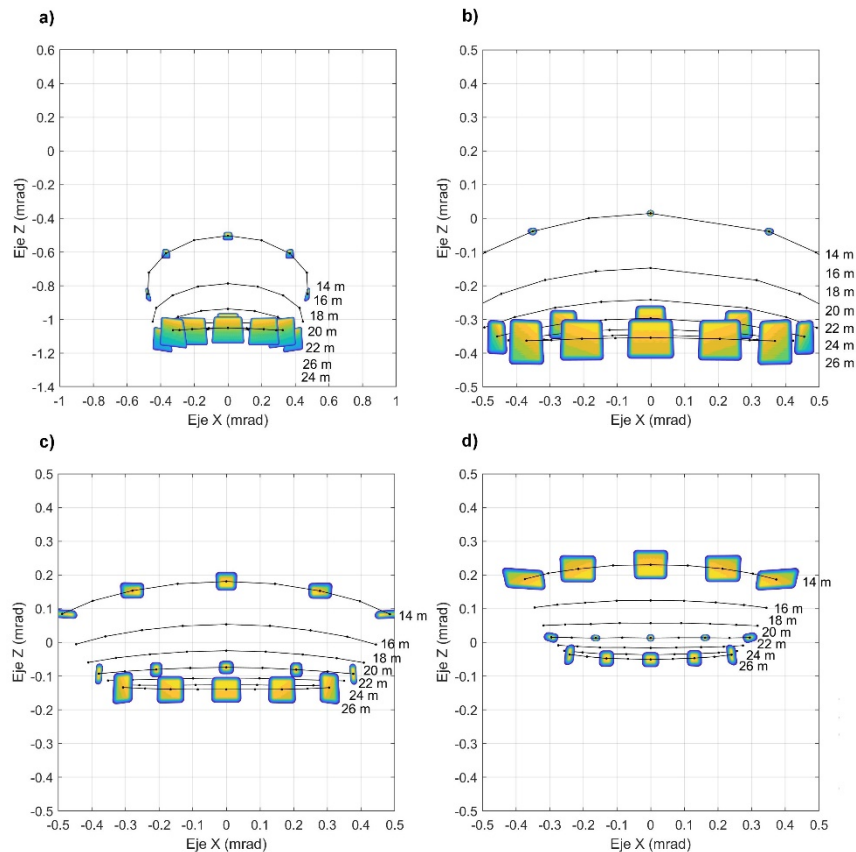


Fig. 4. a) Curvas de deriva intrínseca de los 4 heliostatos en función de la distancia focal. La posición de la etiqueta que muestra la distancia focal indica el inicio de la curva. Se muestran, a escala 1:500, los mapas de flujo simulados a  $\pm 4$  h,  $\pm 2$  h y 0 h respecto del mediodía solar para 14, 20 y 26 m de distancia focal. a) Heliostato 1-4 (distintos ejes). b) Heliostato 3-5. c) Heliostato 5-6. d) Heliostato 7-7.

Por otro lado, se observa como la extensión de las curvas decrece a media que aumenta la distancia focal. En efecto, si la distancia focal fuese infinita, es decir, si la faceta del heliostato fuese un espejo plano, el error de apunte debería ser nulo a cualquier hora, pues el mapa de flujo sería simétrico respecto del centro del blanco al no darse ni el efecto explicado en el apartado anterior ni efectos astigmáticos. Para corroborar esto se han calculado las curvas de deriva de los 4 heliostatos con una distancia focal de  $10^6$  metros, obteniéndose, en efecto, que el error de apunte es nulo a cualquier hora del día. Además, se han calculado los errores de apunte a mediodía solar de los 4 heliostatos en función de su distancia focal. Los resultados se muestran en la Fig. 5.

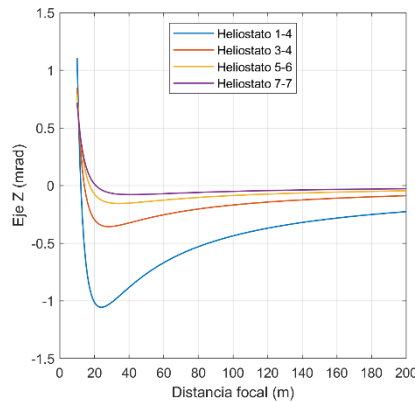


Fig. 5. Componente vertical del error de apunte intrínseco a mediodía solar de los 4 heliostatos en función de su distancia focal (rango 10-200 m).

Como puede verse en la Fig. 5, existe un comportamiento común a los 4 heliostatos que se divide en tres zonas:

- 1) Cuando la distancia focal es inferior a su distancia al blanco, la componente vertical del error de apunte es siempre positiva, siendo más grande cuanto menor sea la distancia focal. Esto se debe al fenómeno explicado en el apartado anterior. Si la distancia focal es inferior a la distancia al blanco los rayos focalizan antes de alcanzar a éste, por lo que los rayos que impactan en su parte superior, que están menos enfocados, provocan que las dimensiones del mapa de flujo se agranden en dicha parte del blanco, desplazando así el centro de gravedad hacia arriba.
- 2) Cuando la distancia focal es superior a la distancia al blanco el efecto anterior se invierte, ya que ahora los rayos que impactan en la parte superior están más focalizados que los que impactan en la parte inferior. Por lo tanto, la componente vertical del error de apunte es negativa. Ésta continúa incrementándose (en valor absoluto) a medida que aumenta la distancia focal, hasta que llega un punto en el que vuelve a decrecer (en valor absoluto).
- 3) Cuando la distancia focal es lo suficientemente grande la componente vertical del error de apunte empieza a decrecer (en valor absoluto), volviéndose nula para una distancia focal infinita. Esto se debe a que cuando la distancia focal es muy superior a la distancia al blanco la convergencia de los rayos es tan baja que el efecto anterior deja de ser relevante (los rayos focalizan prácticamente igual por la parte superior del blanco que por la inferior). Por lo tanto, el mapa de flujo se vuelve simétrico respecto del centro del blanco.

## CONCLUSIONES

En este estudio se ha analizado en detalle el efecto del ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre el blanco y de la distancia focal en el error de apunte intrínseco de los heliostatos. Este error de apunte surge de la discordancia entre el punto de impacto del rayo central y el centro de gravedad del mapa de flujo. La variación de dicho error de apunte a lo largo del día, debida a la variación del ángulo de incidencia de los rayos solares, es decir, debida a la variación de la aberración astigmática, produce las curvas de deriva intrínseca.

Todas las curvas de deriva se han simulado para aquel día en el que el vector solar ( $\vec{u}_s$ ) y el rayo central ( $\vec{u}_t$ ) son paralelos a mediodía solar, lo que hace que el astigmatismo sea nulo en dicho instante de tiempo, pudiendo así estudiar los otros dos factores sin la influencia de éste. Una característica común a los 4 heliostatos es que la componente horizontal del error de apunte es siempre positiva antes del mediodía solar, siendo negativa después, lo que produce que todas las curvas de deriva vayan de oeste a este. Esto sucede siempre con independencia del ángulo de proyección o de la distancia focal, por lo que se concluye que la aberración astigmática es el factor que más influye en el error de apunte intrínseco.

Referente a la distancia focal se ha demostrado que, si esta es igual a la distancia al blanco, el error de apunte intrínseco es nulo con independencia del ángulo de proyección, ya que todos los rayos impactan en el centro del blanco. De aquí se deduce la importancia de acomodar correctamente la distancia focal de los heliostatos a su distancia al blanco, para así eliminar el efecto de ambos factores. No obstante, las aberraciones astigmáticas siempre estarán presentes, por lo que siempre habrá errores de apunte intrínsecos. Sin embargo, estos decrecen a medida que se aumenta la distancia focal. Para los heliostatos aquí estudiados dichos errores de apunte son del orden de 0,5 mrad, valor nada despreciable. Estos errores de apunte podrían, por ejemplo, modificar sustancialmente las curvas de deriva producidas por cualquier otro factor, imposibilitando, por tanto, detectar dichos factores para su posterior corrección. Se concluye, por tanto, que, para campos solares con heliostatos con distancias focales cortas donde se requiera una gran precisión de apunte, el error de apunte intrínseco es relevante.

#### AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención No 823802 (SFERA III). Los autores desean agradecer a la Comunidad de Madrid y Fondos Estructurales por su apoyo financiero al proyecto ACES2030-CM (S2018 / EMT-4319). AMH también agradece el apoyo de la Comunidad de Madrid (España) a través del Programa de Empleo Joven (PEJD-2017-PRE / AMB-4951).

#### REFERENCIAS

- Bonanos, A. M. (2012). Error analysis for concentrated solar collectors. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 4(6), 063125.
- Carretero, E., Preciado, J., Salinas, I., Ayora, I., & Heras, C. (2019). Evaluation and measurement of heliostat misalignment in solar power plant using vector model. *Optics express*, 27(8), A257-A268.
- Escobar-Toledo, M., Arancibia-Bulnes, C. A., Iriarte-Cornejo, C., Waissman, J., Riveros-Rosas, D., Cabanillas, R. E., & Estrada, C. A. (2014). Heliostat image drift behavior for different error sources. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 6(2), 023117.
- Gonzalo, I. B., Martínez-Hernández, A., Romero, M., & González-Aguilar, J. (2020). Efficient Ray-Tracing Program to Simulate the Optical Performance of Heliostats in Concentrated Solar Power Facilities. In *Proceedings ISES Solar World Congress 2019*.
- Guo, M., Wang, Z., & Sun, F. (2013). Simulations of reflected sun beam traces over a target plane for an azimuth-elevation tracking heliostat with fixed geometric error sources. *Solar energy*, 97, 102-111.
- Igel, E. A., & Hughes, R. L. (1979). Optical analysis of solar facility heliostats. *Solar Energy*, 22(3), 283-295.
- Iriarte-Cornejo, C., Arancibia-Bulnes, C. A., Salgado-Transito, I., Waissman, J., Cabanillas, R. E., & Estrada, C. A. (2014). Compensation of heliostat drift by seasonal sampling. *Solar Energy*, 105, 330-340.
- Jones, S. A., & Stone, K. W. (1999). Analysis of solar two heliostat tracking error sources (No. SAND99-0239C). Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, and Livermore, CA.
- Lara-Cerecedo, L. O., Moreno-Cruz, I., Pitalúa-Díaz, N., & Arancibia-Bulnes, C. A. (2016). Modeling of drift effects on solar tower concentrated flux distributions. *International Journal of Photoenergy*, 2016.
- Matlab (Matlab R2018a). [www.mathworks.com](http://www.mathworks.com)
- Romero, M., González-Aguilar, J. & Zarza, E. Concentrating solar thermal power. In *Energy efficiency and renewable energy handbook*, Chapter 42, edited by D. Y. Goswami, F. Kreith (ROUTLEDGE in association with GSE Research., Florida, USA, 2016), pp. 1237-1345.
- Romero, M., González-Aguilar, J., & Luque, S. (2017, June). Ultra-modular 500m<sup>2</sup> heliostat field for high flux/high temperature solar-driven processes. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 1850, No. 1, p. 030044). AIP Publishing LLC.

Romero, M., Gonzalez-Aguilar, J., Sizmann, A., Batteiger, V., Falter, C., Steinfeld, A., ... & Liefstink, D. (2019, November). Solar-Driven Thermochemical Production of Sustainable Liquid Fuels from H<sub>2</sub>O and CO<sub>2</sub> in a Heliostat Field. In *Proceedings ISES Solar World Congress 2019*.

TracePro (2018). [www.lambdares.com](http://www.lambdares.com)



**ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO DE PLANTAS HÍBRIDAS PV-CSP****Artero Carrillo F.A.\*, Pérez García M.\*\***

\* Departamento de Ingeniería. Universidad de Almería, Ctra. de Sacramento s/n 04120 Almería, España,  
[francisco.artero@ual.es](mailto:francisco.artero@ual.es)

\*\* CIESOL. Centro de Investigaciones en Energía Solar. Universidad de Almería, Ctra. de Sacramento s/n 04120 Almería, España, [mperez@ual.es](mailto:mperez@ual.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2049>

**RESUMEN**

Las denominadas plantas híbridas PV-CSP combinan las tecnologías solares fotovoltaica y de concentración con el objetivo de explotar de una manera óptima y en una sola aplicación la principal ventaja de cada una de ellas, esto es el bajo coste de generación de la tecnología fotovoltaica y la gestionabilidad de dicha producción que ofrece la capacidad de almacenamiento de las plantas de concentración. En este trabajo se presenta un análisis de este tipo de plantas partiendo del estado del arte de los proyectos que se encuentran en construcción o en desarrollo a nivel mundial por todo el mundo. Sobre esta base, que sirve para justificar el actual interés en este tipo de plantas por parte de promotores y usuarios, se realizó un análisis tecno-económico de un proyecto de implantación, considerando diferentes variantes de hibridación PV-CSP en función de la potencia nominal de cada una de las tecnologías. Para la realización de este estudio, se escogió un emplazamiento situado en el sur de España y se utilizó el software de diseño SAM (System Advisor Model), que permite evaluar el rendimiento energético y económico de este tipo de plantas de forma individual a través de parámetros de mérito como el factor de capacidad (CF) y el coste nivelado de la energía (LCOE).

**PALABRAS CLAVE:** Energía solar, Plantas híbridas PV-CSP, Análisis tecno-económico.

**ABSTRACT**

PV-CSP hybrid plants combine photovoltaic and concentrating solar technologies, taking advantage of the benefits of them, such as power generation low cost of photovoltaic technology and energy storage capacity of concentrating solar technologies. This work presents some research studies about PV-CSP hybrid plants, as well as a compilation of projects under construction or under development using this type of hybrid plants around the world. Afterwards, to assess the performance of this type of solar energy hybrid plants, a techno-economic analysis was made, considering different combinations of concentrating technologies for the PV-CSP union. To carry out this study, a location was selected in the south of Spain and the design software SAM (System Advisor Model) was used to assess the energy and economic performance of this type of hybrid plants, determined by the parameters of capacity factor (CF) and levelized cost of energy (LCOE).

**KEYWORDS:** Solar energy, PV-CSP Hybrid plants, Techno-economic analysis.

## INTRODUCCIÓN

La generación eléctrica a gran escala mediante energía solar es en la actualidad factible mediante dos tecnologías perfectamente diferenciadas: la tecnología solar fotovoltaica y la tecnología solar de concentración (PV y CSP, respectivamente, en terminología internacional). De una forma simplificada, en el primero de los casos la conversión radiación solar-energía eléctrica es directa a través de los procesos de absorción de fotones y transferencia de portadores de carga que tienen lugar en los diferentes materiales fotovoltaicos y en el segundo de los casos se trata de una conversión indirecta, ya que la radiación solar debe convertirse en energía térmica antes de utilizarse en la alimentación de un ciclo termo-mecánico equivalente al de las plantas eléctricas convencionales. Esta demanda térmica en términos de potencia y temperatura solo puede abordarse, hasta la fecha, a través de sistemas de concentración en sus dos modalidades más conocidas: concentradores lineales (concentradores cilindro parabólicos y Fresnel) y concentradores de foco puntual (plantas de receptor central y discos parabólicos).

Con independencia de las particularidades y recorrido de cada tecnología e iniciativa comercial, el aspecto clave que actualmente determina la decisión sobre un tipo u otro de planta es la posibilidad de contar con cierta capacidad de almacenamiento energético que pueda hacer frente a la gestionabilidad de la producción exigida en los contratos de suministro a la red o a usuarios concretos. En este sentido, frente a una tecnología como la fotovoltaica con unos costes muy reducidos en base al enorme desarrollo actual de los procesos de fabricación y mejora del funcionamiento de los módulos y a su inmediatez para la puesta en marcha de plantas dada la naturaleza modular y la simplicidad de las mismas, la tecnología CSP cuenta con la gran ventaja de poder aportar sistemas de almacenamiento energético fiables y contrastados a través de depósitos de sales fundidas a las temperaturas de operación de los ciclos de potencia que permiten contar con calor suficiente para alimentar los bloques de potencia de las plantas durante un número significativo de horas nocturnas.

En este contexto, las denominadas plantas PV-CSP, resultado de la hibridación de ambas tecnologías, constituyen un interesante campo de estudio que está cobrando especial importancia en los últimos años gracias a la aparición de algunas realizaciones comerciales muy relevantes basadas en este concepto (Escobar, 2018). En este sentido, existen diversas propuestas y esquemas de hibridación en la literatura así como diversas estimaciones de los parámetros de mérito, especialmente el coste nivelado de la energía y el factor de capacidad de planta, que requieren una labor de compilación, revisión y análisis que permita establecer de una manera más concreta y fundamentada la viabilidad tecno-económica de este tipo de proyectos (Ju et al., 2017).



Fig. 1. Representación de una planta híbrida PV-CSP. Fuente: Solar Reserve.

El objetivo principal de este trabajo ha sido establecer el estado de la técnica y realizar un conjunto de valoraciones específicas a partir de cálculos propios para establecer la viabilidad tecno-económica de plantas híbridas PV-CSP en una localización del sur de España. La consecución de este objetivo general se ha alcanzado a partir de los siguientes trabajos:

- Recopilación y sistematización de la información existente sobre proyectos ejecutados y en desarrollo a nivel mundial de plantas híbridas PV-CSP.
- Categorización por potencias y sistemas de este tipo de plantas para una mejor identificación e inter-comparación de proyectos e iniciativas.
- Identificación y cuantificación de los parámetros de mérito de funcionamiento de este tipo de plantas (CF, LCOE) y valoración de estos con relación a plantas solares no híbridas, así como su margen de mejora operativo.
- Identificación y cuantificación de las especificaciones y elementos críticos que puedan determinar el desarrollo futuro de este tipo plantas (almacenamiento, concentración, integración en red, ...).

- Aplicación de todos los avances anteriores en el análisis tecno-económico de una planta emplazada en el sur de España.

#### ESTUDIOS Y ESTADO DEL ARTE DE PLANTAS HÍBRIDAS PV-CSP

En los últimos años, se han realizado diferentes estudios sobre la hibridación de las tecnologías solares fotovoltaica y de concentración para diferentes configuraciones. Una recopilación no exhaustiva de los mismos puede empezar por los realizados por Green et al. (2015) que calculó el valor del factor de capacidad para un sistema híbrido PV-CSP respecto a un sistema de solo CSP. En el mismo se diseñó un modelo de sistema híbrido PV-CSP con tecnología de concentración de torre con almacenamiento de doble tanque y se utilizó una estrategia de producción estableciendo diferentes niveles de prioridad para distintos valores de potencia de salida, demostrando que se podían obtener unos valores de factor de capacidad más elevados para el sistema híbrido que para el sistema CSP.

Otro estudio posterior (Petrollese y Cocco, 2016), abordó la optimización de un sistema híbrido PV-CSP con concentradores lineales Fresnel y sistemas de almacenamiento con baterías y tanques de sales fundidas. Los resultados indicaron que el sistema híbrido era la solución más económica cuando se requiere suministrar una potencia constante por periodos superiores a 16 horas diarias, mientras que para periodos de demanda de potencia inferiores a 8 horas la solución más económica era el sistema fotovoltaico con almacenamiento mediante baterías. También en el mismo año se publicó otro estudio (Starke et al., 2016) en el que se evaluó el rendimiento de sistemas híbridos PV-CSP considerando dos tipos diferentes de sistemas de concentración: captadores cilindroparabólicos (CCP) y receptor central de torre. Los resultados demostraron que, mediante la hibridación, se consiguió reducir el tamaño del campo solar de la parte de CSP, manteniendo un alto factor de capacidad y consiguiendo una reducción del LCOE de entre el 4 y el 7% para el caso de captadores cilindroparabólicos y de entre el 1,5 y el 4% para el caso del sistema de receptor central de torre.

Desde el punto de vista del control Cocco et al. (2016) plantean para la mejora de la gestionabilidad de plantas híbridas CSP-CPV utilizando tecnologías fotovoltaicas de concentración y concentradores lineales Fresnel dos estrategias de control diferentes teniendo en cuenta por un lado la optimización individual por planta y la optimización del conjunto. Los resultados mostraron que la estrategia integrada permitió extender bastante más el tiempo de suministro de la potencia de salida que la estrategia no integrada.

Por último, citar el trabajo de Zhai et al. (2017) sobre la evaluación del rendimiento de un sistema híbrido PV-CSP utilizando tecnología de concentración de torre, en el que ambas tecnologías utilizan el sistema de almacenamiento de doble tanque de la parte de concentración y considerando dos estrategias de producción diferentes: operando las dos plantas PV y CSP de forma independiente e integrando las dos tecnologías para optimizar la producción. Los resultados obtenidos demostraron que la estrategia de producción integrada presentó un mejor rendimiento, mayor producción, CF más elevado y menor LCOE, aparte de una curva de potencia de salida más estable.

Sobre los proyectos comerciales de este tipo de plantas, la información técnica disponible en diversas fuentes permite identificar entre los más relevantes a nivel mundial los siguientes.

##### Cerro Dominador, Chile

El proyecto Cerro Dominador consiste en una planta híbrida PV-CSP situada en la región de Antofagasta, en el desierto de Atacama (Chile), compuesta por una planta fotovoltaica de 100 MW y una planta CSP con tecnología de torre de 110 MW con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas con capacidad de almacenamiento de 17,5 horas.

##### Redstone, Sudáfrica

El proyecto Redstone se encuentra en la región de Northern Cape (Sudáfrica) y está compuesto por dos plantas fotovoltaicas que suman un total de 171 MW y una planta CSP con tecnología de torre de 100 MW con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas con capacidad de almacenamiento de 12 horas.

##### Ashalim Solar Complex, Israel

El proyecto Ashalim Solar Complex, situado en el desierto Negev (Israel) está compuesto por la hibridación de tres tecnologías solares diferentes: una planta fotovoltaica de 30 MW y dos plantas CSP, una con tecnología de torre de 121 MW y otra con tecnología de captadores cilindroparabólicos de 121 MW con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas con capacidad de almacenamiento de 4,5 horas.

##### Noor Midelt, Marruecos

El proyecto Noor Midelt planea la construcción de un importante complejo solar híbrido con tecnologías fotovoltaica y de concentración, que estará situado en la localidad de Midelt (Marruecos). Se espera que alcance una potencia total de 800 MW, dividida en dos fases de unos 400 MW cada una y que tenga una capacidad de almacenamiento de al menos 5 horas.

Noor Energy I, Emiratos Árabes Unidos

El proyecto solar híbrido Noor Energy I estará situado en Dubai (Emiratos Árabes Unidos) y contará con una potencia total de 950 MW divididos en tres tecnologías solares diferentes: una planta fotovoltaica de 250 MW, tres sistemas de captadores cilindroparabólicos de 200 MW cada uno y una planta con tecnología de torre de 100 MW, además de un sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas con capacidad de almacenamiento de 15 horas.

En la Tabla 1 se representan los proyectos de plantas híbridas descritos para permitir una mejor comparación entre ellos en cuanto a la tecnología usada, valores de potencia, etc.

Tabla 1. Características de proyectos híbridos en distintas partes del mundo

Proyecto	Lugar	Potencia (MW)	PV	CSP	TES (h)	Fase
Cerro Dominador	Chile	210	100 MW	Torre 110 MW	17,5	Operación
Redstone	Sudáfrica	271	171 MW	Torre 100 MW	12	Construcción
Ashalim	Israel	272	30 MW	CCP 121MW/Torre 121MW	4,5	Operación
Noor Midelt	Marruecos	800	-	-	5	Desarrollo
Noor Energy I	Dubai	950	250 MW	CCP 600MW/Torre 100MW	15	Desarrollo

EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE PLANTAS HÍBRIDAS PV-CSP

En este apartado, se realizará un análisis tecno-económico de diferentes opciones de hibridación de plantas solares, considerando distintas tecnologías CSP (CCP, Fresnel y torre) para la hibridación con fotovoltaica y distintas variables que tener en cuenta, como la potencia, la capacidad de almacenamiento y el tamaño del campo solar. Los estudios realizados consistirán en evaluar los efectos provocados por la hibridación PV-CSP y por las variaciones de potencia, de capacidad de almacenamiento y de tamaño del campo solar. Para ello, se analizarán los resultados obtenidos de los parámetros de mérito del factor de capacidad y LCOE.

Para la realización de las simulaciones se escogerá un emplazamiento en el sur de España, en concreto, en el desierto de Tabernas (Almería). El software utilizado para las simulaciones de las plantas de tecnologías solares fotovoltaicas y de concentración por separado será SAM (System Advisor Model) y para las simulaciones de la hibridación de tecnologías se utilizará una hoja de cálculo Excel.

Efecto de la hibridación PV-CSP

En esta parte del estudio, se realizan simulaciones de plantas solares de potencia fija 120 MW para cada una de las tecnologías por separado y también para la hibridación (20 MW PV + 100 MW CSP), con el objetivo de ver el efecto producido por la hibridación de ambas tecnologías respecto a cada una de ellas por separado.

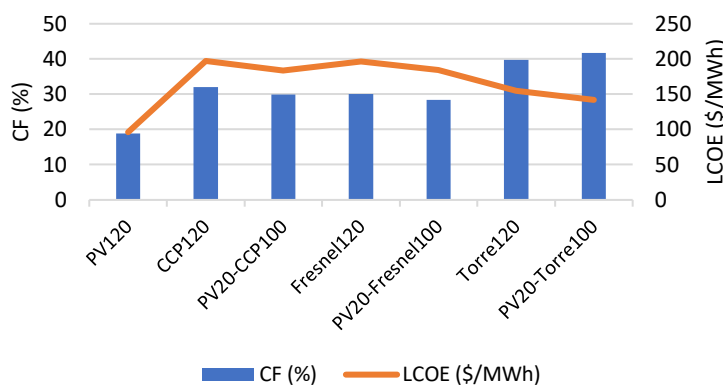


Fig. 2. Efecto producido por la hibridación PV-CSP

En la Figura 2 se puede observar que, para las tres plantas PV-CSP analizadas, la hibridación supuso un aumento del factor de capacidad respecto a una planta PV gracias a la capacidad de almacenamiento que aporta la tecnología CSP. Al mismo tiempo, la hibridación permitió reducir el LCOE respecto a una planta CSP debido al aporte de una tecnología más económica como la fotovoltaica. Realizando una comparación entre los tres tipos de plantas híbridas analizadas, la hibridación PV-Torre es la que presenta un mayor valor del factor de capacidad y un menor LCOE.

Efecto de la variación de la potencia PV

Para evaluar el efecto de la variación de potencia fotovoltaica en la hibridación, se compararán las plantas híbridas del apartado anterior (PV 20 MW + CSP 100 MW) con otras plantas híbridas en las que se aumente la potencia fotovoltaica de 20 a 100 MW sin variar la potencia CSP (PV 100 MW + CSP 100 MW).

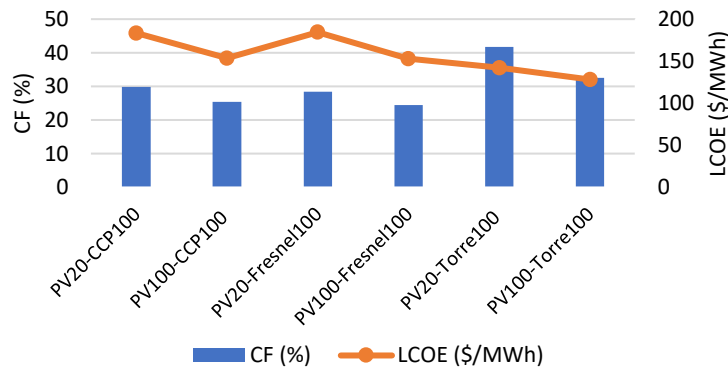


Fig. 3. Efecto producido por el aumento de la potencia PV en la hibridación

En la gráfica de la Figura 3 se puede observar que, para las tres plantas PV-CSP analizadas, el aumento de la potencia fotovoltaica en la hibridación supuso una reducción del LCOE debido a la presencia, en una mayor proporción, de una tecnología como la fotovoltaica, que es más económica que cualquiera de las tres tecnologías CSP analizadas.

Efecto de la variación de la potencia CSP

Para evaluar el efecto de la variación de potencia CSP en la hibridación, se utilizarán las plantas híbridas analizadas inicialmente (PV 20 MW + CSP 100 MW), al igual que en el apartado anterior, pero esta vez se compararán con otras plantas híbridas en las que se aumente la potencia CSP de 100 a 200 MW sin variar la potencia PV (PV 20 MW + CSP 200 MW).

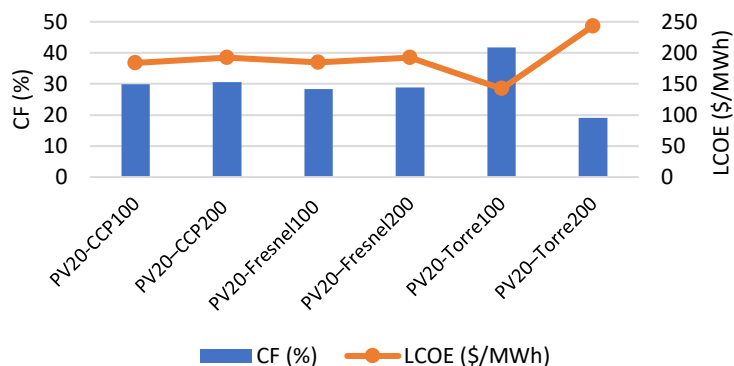


Fig. 4. Efecto producido por el aumento de la potencia CSP en la hibridación

En esta ocasión, se puede ver que el aumento de la potencia CSP apenas influyó en el factor de capacidad de las plantas híbridas con tecnologías de captadores cilindroparabólicos y Fresnel ya que, aunque aumentó la potencia de salida de la planta, esta fue aplicada durante un tiempo similar. Sin embargo, para la hibridación con tecnología de torre, se produjo una reducción significativa del factor de capacidad y un importante aumento del LCOE. Esto se debe a un tamaño del campo solar insuficiente, incapaz de aprovechar la capacidad de almacenamiento de la planta, provocando una reducción del tiempo de aplicación de la potencia de salida y un aumento de los costes de producción.

Efecto de la variación de la capacidad de almacenamiento térmico

En este apartado, se analizará el efecto de aumentar la capacidad de almacenamiento térmico (TES, Thermal Energy Storage) en plantas híbridas. Para ello, se partirá de plantas híbridas con valores de potencia PV 20 MW, potencia CSP 200 MW y almacenamiento térmico TES de 6 horas. Estas plantas se compararán con otras con un almacenamiento térmico de 12 horas sin variar ninguno de los valores de potencia PV ni CSP.

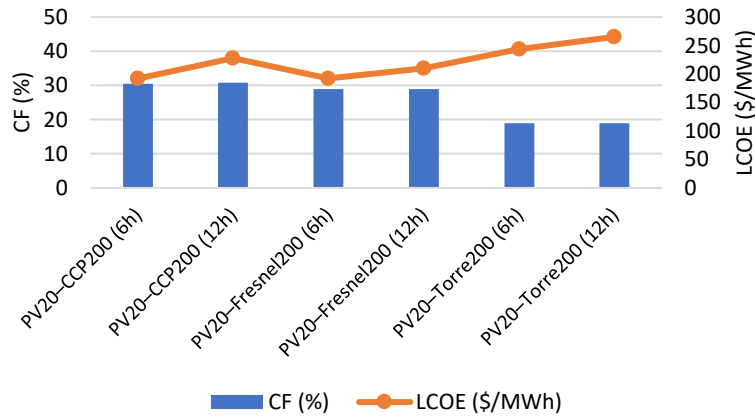


Fig. 5. Efecto producido por el aumento de la capacidad de almacenamiento TES

El aumento de la capacidad de almacenamiento TES tampoco influyó prácticamente en el valor del factor de capacidad de las plantas híbridas con tecnologías de captadores cilindroparabólicos y Fresnel, como ocurrió en el apartado anterior, pero esta vez se produjo un aumento considerable del LCOE en ambos casos. Esto es debido a que se ha producido un sobredimensionamiento del sistema de almacenamiento. En el caso de la planta híbrida con tecnología de torre, que ya en el apartado anterior se podía ver un sobredimensionado del sistema de almacenamiento, este se ha visto agravado con el aumento de capacidad TES, provocando que siga aumentando el valor del LCOE.

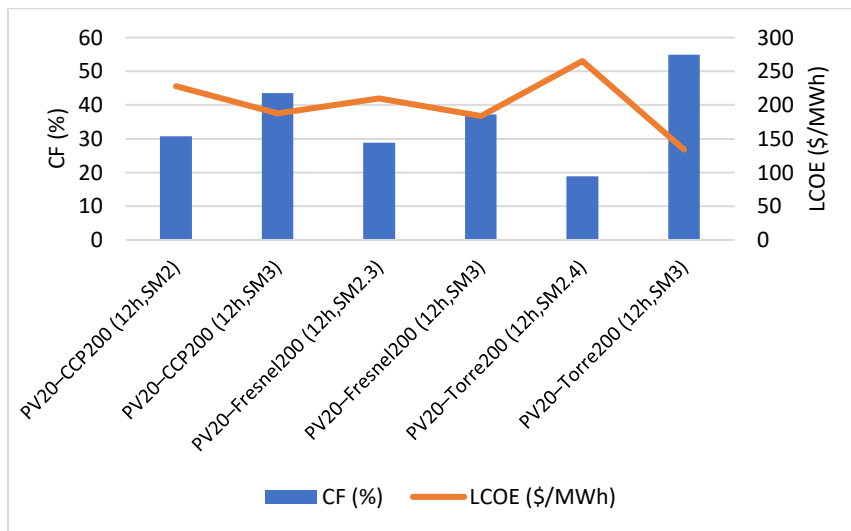


Fig. 6. Efecto producido por el aumento del tamaño del campo solar CSP

Efecto de la variación del tamaño del campo solar CSP

En este último estudio, se va a analizar el efecto provocado por el aumento del tamaño del campo solar sobre las plantas híbridas del apartado anterior. Se espera que con este aumento se pueda aprovechar mejor la capacidad del sistema de almacenamiento térmico de cada una de ellas.

El tamaño del campo solar viene determinado por el múltiplo solar (SM, Solar Multiple), que es el cociente entre la potencia térmica de salida del receptor y la potencia térmica de entrada al bloque de potencia (Montes et al., 2009). Se partirá de plantas híbridas con valores de potencia PV 20 MW, potencia CSP 200 MW y almacenamiento térmico TES de 12 horas, a las que se les aplicará un aumento del campo solar (múltiplo solar) sin variar ninguno de los parámetros anteriores de potencia PV, potencia CSP ni almacenamiento TES.

En la Figura 6 se puede observar que, para las tres plantas híbridas PV-CSP analizadas, el aumento del tamaño del campo solar supuso considerables mejoras, reflejadas en un aumento del factor de capacidad y una reducción del LCOE. Esto es debido a que la mayor cantidad de energía térmica producida por el campo solar permitió aprovechar mejor el sistema de almacenamiento de las plantas y aumentar el tiempo de generación energética. Tanto el mayor aumento del factor de potencia como la mayor reducción del LCOE se produjeron en la planta híbrida PV-Torre, debido a que esta era la planta con un mayor sobredimensionado del sistema de almacenamiento.

## CONCLUSIONES

Las plantas híbridas PV-CSP permiten aprovechar las ventajas que tiene cada tecnología por separado. Por una parte, la tecnología CSP aporta sistemas de almacenamiento TES contrastados a largo plazo, que consiguen aumentar la capacidad de generación de la planta y, por otra parte, la tecnología PV es una tecnología barata, que en la hibridación permite reducir el tamaño del campo solar CSP manteniendo la potencia de salida, consiguiendo una reducción de los costes de generación energética.

Esta hibridación permite una total gestionabilidad de plantas de generación energética con energía solar, pudiendo llegar a producir 24 horas/día utilizando solamente energía solar.

El estudio y aplicación de esta tecnología híbrida PV-CSP está adquiriendo gran importancia en los últimos años, prueba de ello son los estudios de investigación y proyectos de construcción de este tipo de plantas que se están llevando a cabo por todo el mundo.

El análisis tecno-económico llevado a cabo en este trabajo ha permitido evaluar el comportamiento de este tipo de plantas híbridas, comparar entre distintas tecnologías para la hibridación, ver el efecto que en estas plantas provoca la variación de diferentes parámetros como la potencia, la capacidad de almacenamiento térmico y el tamaño del campo solar y, finalmente, analizar los resultados determinados por los parámetros de mérito de este tipo de plantas, como son el factor de capacidad y el LCOE.

## REFERENCIAS

- Cocco D., Migliari L. and Petrollese M. (2016), A hybrid CSP-CPV system for improving the dispatchability of solar power plants. *Energy Conversion and Management*, 114, 312-323.
- Escobar, Rodrigo (2018). Plantas Híbridas CSP+TES+PV+BES. Fraunhofer Chile.
- Green A., Diep C., Dunn R. and Dent J. (2015), High capacity factor CSP-PV hybrid systems. *Energy Procedia*, 69, 2049-2059.
- Ju X., Xu C., Hu Y., Han X., Wei G. and Du X. (2017), A review on the development of photovoltaic/concentrated solar power (PV-CSP) hybrid systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 161, 305-327.
- Montes M.J., Abánades A., Martínez-Val J.M. and Valdés M. (2009), Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as a heat transfer fluid in the parabolic trough collectors. *Solar Energy*, 83, 2165-2176.
- Petrollese M. and Cocco D. (2016), Optimal design of a hybrid CSP-PV plant for achieving the full dispatchability of solar energy power plants. *Solar Energy*, 137, 477-489.
- Romero-Álvarez M. y Zarza E. (2007), Concentrating Solar Thermal Power. *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*, Kreith F. and Goswami Y. (eds), pp. 21-1 - 21-98. CRC Press.
- Starke A.R., Cardemil J.M., Escobar R.A. and Colle S. (2016), Assessing the performance of hybrid CSP-PV plants in northern Chile. *Solar Energy*, 138, 88-97.
- Zhai R., Liu H., Chen Y., Wu H. and Yang Y. (2017), The daily and annual technical-economic analysis of the thermal storage PV-CSP system in two dispatch strategies. *Energy Conversion and Management*, 154, 56-67.





**AÇÃO CONCERTADA DAS RENOVÁVEIS  
PARTICIPAÇÃO PORTUGUESA****Joyce A.\*, Camelo S.\*, Gírio F.\***

\* LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia Estrada do Paço do Lumiar, 1649 - 038 Lisboa,  
PORTUGAL, Edifício Solar XXI, [antonio.joyce@lneg.pt](mailto:antonio.joyce@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2050>

**RESUMO**

A Ação Concertada das Renováveis (CA-RES) é uma iniciativa conjunta de 27 Estados-Membros da EU, da Noruega, da Islândia e da Comissão Europeia (DG ENER, EASME), coordenada pela Agência Austríaca de Energia com vista a apoiar a implementação da Diretiva Europeia de Energias Renováveis [1]. O projeto foi cofinanciado pelo Programa Horizonte 2020 da União Europeia e corresponde ao item B.2.2. “*Coordination of Renewable Energy policies development and implementation through concerted actions with Member States*” of the HORIZON 2020 WORK PROGRAMME 2014–2015 10. *Secure, clean and efficient energy.*

A terceira fase da Ação Concertada (CA-RES 3) apoia a transposição da Diretiva das Energias Renováveis 2009/28/CE e a sua reformulação na nova Diretiva 2018/2001/UE (RED II). Os objetivos da *Concerted Action* estando diretamente relacionados com a transposição e implementação da Diretiva RES permitem também fomentar sinergias e criar novas oportunidades para explorar abordagens comuns em áreas específicas das energias Renováveis.

**PALAVRAS-CHAVE:** Diretiva das Energias Renováveis, Eletricidade e Calor Renovável, Garantias de Origem, Mobilização de Biomassa, Renováveis nos Transportes.

**ABSTRACT**

The Concerted Action for Renewables (CA-RES) is a joint initiative of 27 Member States from the EU, Norway, Iceland and the European Commission (DG ENER, EASME), coordinated by the Austrian Energy Agency to support implementation European Renewable Energy Directive. The project was co-financed by the Horizon 2020 Program of the European Union and corresponds to item B.2.2. “*Coordination of Renewable Energy policies development and implementation through concerted actions with Member States*” of the HORIZON 2020 WORK PROGRAMME 2014–2015 10. *Secure, clean and efficient energy.*

The third phase of Concerted Action (CA-RES 3) supports the transposition of the Renewable Energy Directive 2009/28 / EC and its reformulation in the new Directive 2018/2001 / EU (RED II). Concerted Action's objectives, being directly related to the transposition and implementation of the RES Directive, also allow to foster synergies and create new opportunities to explore common approaches in specific areas of Renewable Energies.

**KEYWORDS:** Renewable Energy Directive, Renewable Electricity and Heat, Guarantees of Origin, Biomass Mobilization, Renewable Trransports.

INTRODUÇÃO

A Ação Concertada CA-RES (Concerted Action for Renewable Energy Sources) é uma iniciativa conjunta de 27 Estados-Membros da EU, da Noruega, da Islândia e da Comissão Europeia (DG ENER, EASME), coordenada pela Agência Austríaca de Energia com vista a apoiar a implementação da Diretiva Europeia de Energias Renováveis. Encontra-se atualmente na sua terceira fase que se iniciou a 1 de outubro de 2016 e termina a 30 de setembro de 2020. Encontra-se estruturada em 5 grupos de trabalho (*Core Themes – CT*), sendo cada um relativo a um assunto específico da Diretiva, de acordo com:



**CT1: RES Electricity**

Esquema de apoio RES-E, mecanismos de cooperação e integração de sistemas de eletricidade RES com soluções destinadas a estimular a competitividade dos mercados de energia e ajudar a garantir o fornecimento de energia de maneira económica

**Core Theme 2: RES Heat**



Produção de energia renovável para aquecimento e arrefecimento urbano no edificado, políticas, barreiras financeiras e não financeiras, regulamentação, esquemas de apoio ao aquecimento e arrefecimento renovável. Formação e Certificação de Instaladores de Sistemas FER. Articulação com CA-EPBD, CA-EED, Build Up Skills



**CT3: Guarantees of Origin and Disclosure**

Resolução de ambiguidades do articulado da Diretiva, harmonização da emissão das Garantias de Origem (GO), metodologia para divulgação de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, quadro jurídico coerente para as GOs e reconhecimento mútuo

**Core Theme 4: Biomass Mobilisation and Sustainability**



Implementação de políticas de bioenergia, boas práticas, produção e uso: estratégias de mobilização de biomassa, barreiras e desafios, comércio e criação de mercados eficientes para biomassa, incentivos regionais, aceitação entre mercados de madeira, combustíveis, biogás e produtos de base biológica, políticas conducentes à eficiência de recursos, bio-economia, dinâmica do carbono.

**Core Theme 5: RES in Transport**



Biocombustíveis de nível superior para atingir a meta de 10%, matérias-primas, políticas para incentivar o desenvolvimento de combustíveis avançados, disponibilidade e implantação de biocombustíveis derivados de resíduos, implantação modal - biocombustíveis em áreas desafiadoras (ex: Veículos Pesados).

Os objetivos globais encontram-se formulados na Figura 1, distinguindo-se o suporte à implementação da Diretiva das Energias Renováveis através de um troca de experiências e de boas práticas, o diálogo sobre abordagens comuns e a aprendizagem cruzada nas diferentes temáticas (CTs).

CA-RES3 - Objectives

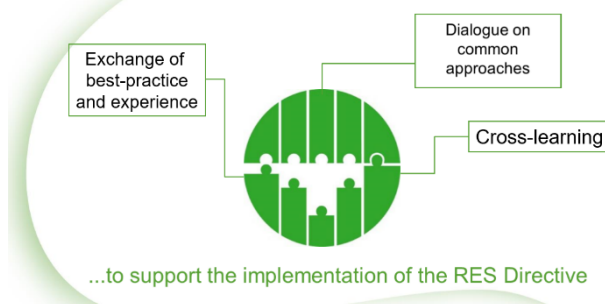


Fig. 1 – Objetivos globais da CA\_RES3.

O trabalho desenvolve-se em torno das Reuniões Plenárias, habitualmente, duas por ano, em que os representantes nacionais nos diferentes grupos se reúnem em sessões paralelas discutindo e avançando na implementação dos artigos da Diretiva. Entre as reuniões plenárias são produzidos questionários e relatórios sobre várias temáticas da implementação da Diretiva nos diferentes Temas já mencionados.

A CA-RES está também em diálogo constante com outras ações concertadas no domínio da Energia, nomeadamente a CA-EPBD-Energy Performance of Buildings Directive e a CA-EED-Energy Efficiency Directive e com as iniciativas relacionadas com o Mercado da Energia Elétrica.

Os resultados da presente fase e das fases anteriores encontram-se disponíveis no site do projeto [www.ca-res.eu](http://www.ca-res.eu).

A delegação Portuguesa integra o Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), como coordenador, a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e a Rede Energética Nacional (REN).

### TEMAS RELEVANTES

No seio dos grupos de trabalho a troca de experiências e de melhores práticas, conduzindo a um processo de aprendizagem e de abordagens comuns, relevou-se ter a maior importância na transposição da Diretiva. Portugal participou ativamente nas diferentes fases da Ação Concertada, colaborando e contribuindo na preparação das discussões temáticas no seio dos diferentes CT, na elaboração das respostas a inquéritos e questionários, em apresentações sobre temas específicos, e na colaboração em *Task Forces* para abordagem de assuntos específicos.

Na presente comunicação serão focados alguns dos aspetos relevantes abordados na Ação Concertada com objetivo de serem cumpridos as metas traçadas para 2020, pela Diretiva 2009/28/CE, para os diferentes Estados Membros (EM), ou seja, uma percentagem obrigatória de 20 % do consumo de energia e 10 % dos combustíveis para transportes da UE deveriam provir de Fontes de Energias Renováveis (FER). Em dezembro de 2018, com a aprovação da revisão da Diretiva Energias Renováveis (Diretiva 2018/2001, RED-II), no âmbito do pacote «Energias limpas para todos os europeus» ficou acordado que, até 2030, 32 % do consumo de energia da UE deverá ser obtido a partir de fontes de energia renováveis.

Já no que respeita o setor dos transportes, 14 % de FER até 2030, com uma quota de 3,5 % de biocombustíveis avançados e biogás (1 % até 2025). Foi ainda instituído um limite máximo de 7 % para a quota de biocombustíveis de primeira geração nos transportes rodoviários e ferroviários e prevista a eliminação progressiva da utilização de biocombustíveis de culturas de produtos alimentares que possam potenciar o aumento as emissões de CO<sub>2</sub>.

Portugal, na prossecução do pacote «Energias limpas para todos os europeus», com elaboração do Plano Nacional de Energia e Clima, PNEC 2030, veio a estabelecer uma meta de 47% de energia proveniente de fontes renováveis e uma redução no consumo de energia primária de 35%, assinalando uma aposta clara na descarbonização do setor energético, com vista à neutralidade carbónica em 2050.

Resumem-se em seguida algumas das discussões e resultados nos diferentes grupos Temáticos (CTs)

#### Renováveis para Eletricidade (CT1)

O Core Theme CT1 de Renováveis para Eletricidade apoia os Estados Membros na implementação dos artigos da relacionados com a Eletricidade Renovável da Diretiva das Energias Renováveis 2009/28/CE. Durante as seis sessões plenárias que se realizaram foram discutidos tópicos como o Autoconsumo em diferentes ambientes de mercado e em comunidades energéticas, a importância do *sector coupling* para a integração de mais renováveis na rede elétrica, os mecanismos de cooperação transfronteiriços em projetos de Renováveis para Eletricidade e os diferentes planos nacionais para atingir os objetivos da Diretiva em 2020. No âmbito da reformulação da já referida Diretiva na nova Diretiva 2018/2001/UE (RED II) foram discutidos tópicos como a participação das cidades na transição energética e apresentados alguns exemplo de Boas Práticas no domínio do estabelecimento de prioridades de despacho e de curtailment.

Foi também realizada uma sessão conjunta com o CT2 sobre Autoconsumo, Bombas de Calor e utilização de calor e frio para aumentar a flexibilidade do sistema elétrico.

A otimização de recursos foi abordada no seio do Projeto CA-RES como sendo da maior importância assim como a gestão da rede elétrica, devendo-se para tal promover o diálogo entre os operadores das redes nacionais e regionais. Associado a esta abordagem mas, numa lógica transfronteiriça, deve ser ainda considerada a nível nacional e transfronteiriço a interdependência dos sistemas elétrico e do gás, em linha com a política comunitária.

### Renováveis para Calor (CT2)

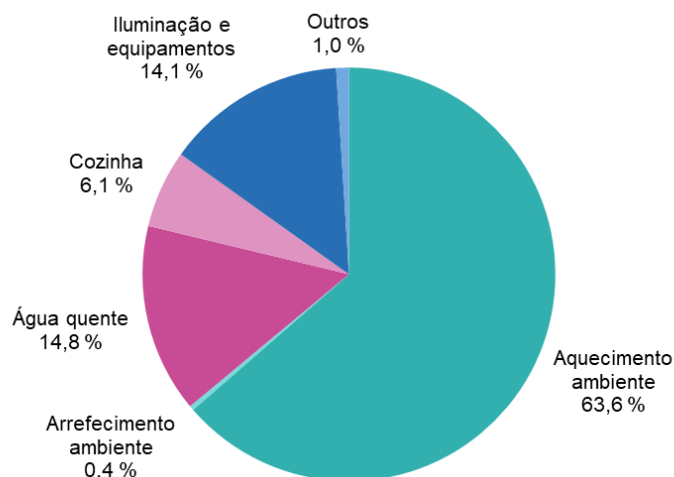
O Core Theme CT2 de Renováveis para Calor apoia os Estados Membros na implementação dos artigos da Diretiva das Energias Renováveis 2009/28/CE relacionados com o Calor e o Frio.

Foram abordados tópicos como o financiamento do Calor e do Frio Renováveis, a implementação de sistemas do tipo *District Heating* a partir de Renováveis, as Renováveis no setor dos Edifícios e, aqui, houve uma interseção entre o CT2 e o CT1, nomeadamente no domínio do conceito de *Prosumers*, tendo sido constituída uma *Task Force* onde o LNEG participou ativamente, que produziu um relatório sobre os Prosumers, nomeadamente no setor dos edifícios. Houve também uma *Task Force* destinada a estudar a questão das Renováveis para arrefecimento.

No domínio da reformulação da Diretiva de 2009 para o novo período 2020-2030, a Diretiva 2018/2001, veio dar um enorme relevo, por um lado, à integração de energias renováveis nos edifícios e por outro lado, ao papel fulcral que utilizadores/consumidores terão em todo o processo conducente à transição energética, tornando-se produtores e consumidores da energia renovável que eles próprios venham a produzir, designados como “*prosumers*”.

Nesse sentido, importa desenvolver, no setor dos edifícios, esforços em diferentes eixos de atuação, nomeadamente, medidas ou regimes de apoio e regulamentos que, aumentem a contribuição de todos os tipos de energia provenientes de fontes renováveis e estabeleçam níveis mínimos em novos edifícios e em edifícios existentes sujeitos a grandes renovações, promovendo o autoconsumo e o armazenamento local de energia.

O gráfico da Figura 2 evidencia o consumo por setor para os 27 Estados Membros, em que de acordo com a mesma fonte, as menores proporções de energia utilizada para aquecimento do ambiente são observadas em Malta (20,4%), Portugal (28,2%) e Espanha (43,1%), e as maiores no Luxemburgo (78,7%), Bélgica (73,5%), Estónia (72,7%), Hungria (71,7%) e Lituânia (70,3%).



Fonte: Eurostat (online data code: nrg\_bal\_c)

Fig. 2. Consumo de energia final no setor residencial por tipo de utilização, EU-27, 2018

A nível dos 27 Estados Membros, o aquecimento e arrefecimento ambiente, águas quentes sanitárias, iluminação e equipamentos, em termos percentuais, são os que apresentam maiores valores.

No seio da Ação Concertada, ao envolver todos os EM, houve inúmeras discussões e trabalho centrados nas Redes Urbanas para aquecimento face à importância que as mesmas têm para os países do centro e do norte da Europa e o facto de muitas das infraestruturas existentes estarem obsoletas em termos tecnológicos e das fontes de energia utilizadas.

Para os países do Sul Europa, nomeadamente Portugal, onde o consumo de energia para aquecimento não tem uma expressão daquela ordem de grandeza o recurso solar energia para águas quentes sanitárias (AQS), aquecimento e arrefecimento ambiente será uma opção competitiva, em particular, com menores custos comparativamente aos países

situados a maiores latitudes, podendo os consumidores vir a desempenhar um papel importante na obtenção de alto nível de penetração de fontes renováveis na produção de eletricidade a partir de energia solar fotovoltaica.

O arrefecimento renovável foi também um dos tópicos que esteve sempre presente ao longo de todo o projeto, em termos da definição, metodologia de cálculo e contabilização para fins estatísticos

#### Garantias de Origem (CT3)

O grupo de Garantias de Origem desenvolveu trabalho de apoio aos Estados Membros na implementação dos artigos sobre Garantias de Origem (GOs) da Diretiva das Energias Renováveis 2009/28/CE.

Foi abordada a temática da implementação geral das GOs, nomeadamente os seus aspetos legais e de mercado, sendo focados, quer as GOs de eletricidade, quer as GOs referentes a aspetos não elétricos. Tópicos como Etiquetagem no setor elétrico, GOs no setor dos Transportes, GOs em grandes e pequenos produtores e benefícios da utilização de GOs foram também discutidos.

Houve uma intensa troca de experiências entre os Estados Membros participantes, na aplicação do conceito de GOs o que possibilita uma melhor introdução desta ferramenta no mercado das energias Renováveis.

Por último referir o tópico da informação, sobre as GOs, a fornecer aos consumidores finais.

#### Mobilização de Biomass (CT4)

Algumas das principais inovações que a RED-II veio trazer no uso da biomassa para energia diz respeito aos novos critérios de sustentabilidade, quer para a biomassa residual agrícola, quer para a biomassa residual florestal (art.ºs 29-31), e em particular como os Estados Membros devem alargar os seus sistemas de sustentabilidade por forma a monitorizarem e certificarem a produção de biogás, e a eletricidade e calor a partir dos combustíveis mássicos sólidos.

#### Renováveis para Transporte (CT5)

A RED-II ao estabelecer uma meta específica para os transportes (14%) e ainda uma submeta para os biocombustíveis avançados (3,5% em 2030) para além de prever outras contribuições em renováveis, nomeadamente a eletricidade, os combustíveis renováveis de origem não biológica e os combustíveis fósseis reciclados, veio permitir igualmente aos Estados Membros uma flexibilidade na forma como os mesmos pretendem atingir a metas dos transportes. Por outro lado, existem zonas cinzentas da RED-II que se encontram pendentes de clarificação através de atos delegados pela Comissão Europeia. Outra discussão fundamental refere-se à aplicação do conceito da adicionalidade da eletricidade renovável quando utilizada nos transportes bem como a discussão estratégica sobre o papel no médio-longo prazo dos biocombustíveis para os setores da aviação e marítimo.

Algumas discussões cruzadas entre os diferentes grupos temáticos têm também sido promovidas com discussões conjuntas entre os diferentes CTs. De referir, em particular, o acoplamento entre os diferentes setores (Setor Coupling). De fato a articulação entre o setor da eletricidade e os setores do aquecimento, arrefecimento e transportes poderá conduzir a uma maior integração de fontes de energia renováveis, de uma forma global no panorama energético Europeu e nos Estados Membros em particular.

Atualmente, os setores de aquecimento e refrigeração e transporte são setores em que, as energias renováveis não têm ainda penetração tão significativa quanto seria desejável, pelo que o desigando "*sector coupling*" poderá ser uma via para a transformação do sistema energético.

## COMENTÁRIOS FINAIS

A ação concertada das renováveis, CA-RES, nas suas diferentes fases, tem sido uma importante plataforma de discussão da implementação da Diretiva das renováveis de 2009 e também da sua revisão de 2018 para o período de 2020 a 2030. Agregando um elevado número de participantes dos estados membros (cerca de 200 participantes em cada sessão plenária), permite, de uma forma aberta, a discussão dos tópicos mais relevantes relacionados com as energias Renováveis. A atual fase (CA-RES3), que decorreu entre Outubro de 2016 e Setembro de 2020 ocorreu no período de transição entre o final de da década 2010-2020 e o início da década 2020-2030, em que ocorreu também a revisão da Diretiva 2009/28/CE, dando origem à nova Diretiva RED-II 2018/2001 com os novos desafios que se impõe na europa para a nova década em termos de renováveis.

Tópicos como a transição energética, o auto consumo e as comunidades energéticas, a rede elétrica 100 % renovável, o *sector coupling*, as renováveis para aquecimento e arrefecimento, as Renováveis no setor dos transportes, nomeadamente com os biocombustíveis e os veículos elétricos e o envolvimento dos consumidores em todo o processo, são hoje incontornáveis.

A mudança de paradigma energético preconizada só será concretizada com decisões relativas às questões técnicas, sociais, económicas e de regulamentação das comunidades de energias renováveis. Nesta fase de transição é pois indispensável que seja dada continuidade à discussão dos tópicos referidos, estando em preparação o lançamento da nova fase CA-RES4 que terá início em 2021 e que continuará o trabalho das fases anteriores. Portugal continuará a sua participação nesta nova fase.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a todos os colegas do LNEG, da DGEG e da REN que ao longo das diferentes fases da CA-RES colaboraram ou participaram nas respetivas reuniões Plenárias.

## REFERÊNCIAS

[1] <https://www.ca-res.eu/>

[https://www.ca-res.eu/fileadmin/cares/PublicArea/CA-RES3\\_Introduction\\_presentation/CA-RES3\\_Project\\_Slides\\_August\\_2019.pdf](https://www.ca-res.eu/fileadmin/cares/PublicArea/CA-RES3_Introduction_presentation/CA-RES3_Project_Slides_August_2019.pdf)

[https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy\\_consumption\\_in\\_households#Energy\\_consumption\\_in\\_households\\_by\\_type\\_of\\_end-use](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_consumption_in_households#Energy_consumption_in_households_by_type_of_end-use)

**COMPARAÇÃO DE DIFERENTES CONCEITOS DE CONSUMIDOR/PRODUTOR, FOTOVOLTAICO, COM ARMAZENAMENTO, USANDO UM MODELO DE INTEGRAÇÃO NA REDE****Joyce A.<sup>1</sup>, Karl Moosdorf<sup>2</sup>**<sup>1</sup>Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG),<sup>2</sup> Associação Portuguesa de Empresas do Setor Fotovoltaico (APESF)E-mail: [antonio.joyce@lneg.pt](mailto:antonio.joyce@lneg.pt)<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2051>**RESUMO**

Um modelo de integração na rede elétrica de diferentes consumidores/produtores fotovoltaicos (*Prosumer*), com e sem armazenamento, foi desenvolvido com o objetivo de comparar diferentes opções em termos de modelos de negócio. O modelo considera os conceitos *Prosumer* básicos identificados no âmbito do projeto europeu *PV Prosumers for Grid*. Dados anuais, hora a hora, de irradiância solar e de temperatura ambiente, bem como diferentes perfis de carga são fornecidos ao modelo, que consiste basicamente na integração na rede elétrica (trifásica) dos diferentes conceitos PV *Prosumer*. O armazenamento é considerado e os resultados são expressos, quer em termos de balanço de energia produzida, consumida e entregue à rede, quer em termos de benefícios económicos dos diferentes conceitos. O modelo foi desenvolvido na plataforma *MatLab Simulink*. Conclui-se que os conceitos de *Prosumers* agregados em sistemas coletivos, como os condomínios ou redes fechadas têm um melhor desempenho do que o conceito de consumidor/produtor individualizado e que a presença do armazenamento beneficia, pelo contrário este conceito.

O presente artigo descreve o modelo desenvolvido e mostra os principais resultados que podem ser obtidos a partir desta ferramenta de simulação.

**PALAVRAS CHAVE:** Modelo de simulação PV, conceitos *Prosumer*, Modelos de negócio, políticas de Energia Distribuída.

**ABSTRACT**

A grid integration model of Photovoltaic (PV) *Prosumer* concepts with and without storage, was developed in order to compare different options in terms of business models. The model considers the basic *Prosumer* Concepts identified in the framework of the European project *PV Prosumers for Grid*. Annual hourly data from Solar Irradiance and Ambient Temperature as well as different load profiles are feed to the model consisting basically in a 3 phase AC integration of the different PV *Prosumer* concepts. Storage is considered and the results are expressed both in terms of the energy prosumed and delivered to the grid, as well as on the economic benefits of each PV *Prosumer* concept. The model was developed under *MatLab Simulink*. It can be concluded that the collective use of PV or district power models concepts behave better related to the single direct use (behind the meter) *prosumer* concept in terms of prosumed energy and that the presence of storage, on the other way, benefits the single *prosumer* concept.

The present paper describes the developed model and shows the main results that can be obtained from this simulation tool.

**KEYWORDS:** PV simulation model, *Prosumer* concepts, Business models, Distributed energy policies.

## INTRODUÇÃO

Os *Prosumers* fotovoltaicos (PV) estão a começar a desempenhar um papel importante na geração distribuída de eletricidade. Por um lado, as principais características dos sistemas Fotovoltaicos, nomeadamente a sua modularidade, baixo peso, ausência de emissões e de ruído durante a sua vida útil, juntamente com seu baixo custo, e, por outro lado, a tendência de aumento da introdução de sistemas de auto produção de energia elétrica utilizando renováveis, em todos os setores económicos (Residencial, Comercial, Agrícola e I) estão a dar origem ao aparecimento de diferentes conceitos para os *Prosumers* fotovoltaicos. O Projeto europeu *PV Prosumers for Grid* [1] aborda essa temática propondo conceitos inovadores e novos modelos de negócios para *Prosumers* fotovoltaicos ligados à Rede Elétrica. Nesse sentido, é importante analisar os efeitos da integração na Rede dos diferentes conceitos e o papel, quer da distribuição da carga, quer dos dispositivos de armazenamento. Juntamente com a abordagem dos temas mais técnicos também é importante para os diferentes agentes formuladores de políticas e para os Operadores dos Sistemas de Distribuição (DSOs) analisar o impacto da implementação de diferentes modelos de negócio ou de mecanismos de apoio financeiro (*feed in tariffs*, *netmetering* e outros) nos diferentes conceitos de *PV Prosumers*. O presente artigo descreve sumariamente o modelo desenvolvido e apresenta os resultados obtidos, nomeadamente em termos de comparação entre os diferentes conceitos de *PV Prosumers*, quer em termos de atingir valores elevados, do que pode ser chamado de *prosumption* (a capacidade de um consumidor produzir praticamente toda a eletricidade que consome utilizando um sistema PV integrado na rede), quer em termos de modelos de negócio e eventualmente apoiar a implementação de medidas de apoio à disseminação destes sistemas.

## DESCRIÇÃO DO MODELO

O modelo consiste na integração na rede elétrica trifásica dos 3 diferentes conceitos de *Prosumers* considerados no projeto *PV Prosumers for Grid* [2] e apresentados na Figura 1.

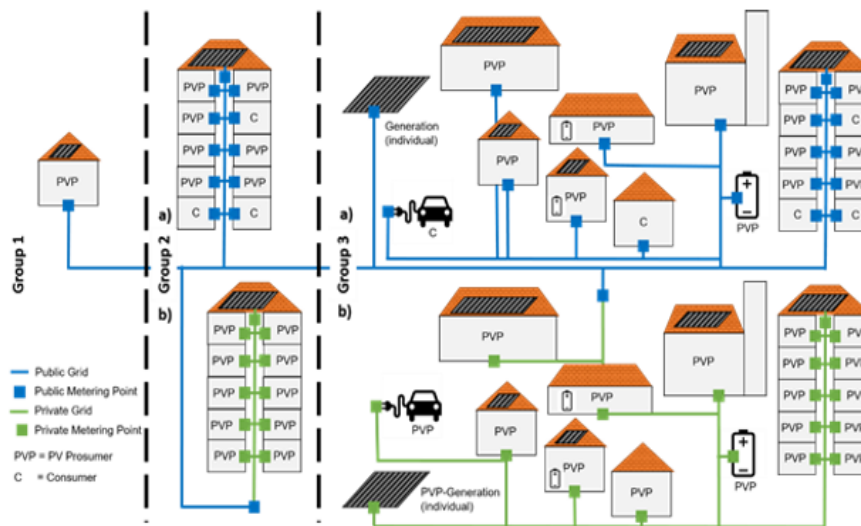


Fig. 1. Conceitos de PV Prosumers (projeto PVP4Grid)

Basicamente os conceitos são *Prosumer* individual (grupo 1), *Prosumers* em condomínio (Grupo 2) e *Prosumers* em rede fechada (Grupo 3).

O modelo foi implementado na plataforma MatLab Simulink e para cada conceito foi considerado um gerador fotovoltaico, um dispositivo de armazenamento, a carga e a integração na rede trifásica. Nos diferentes pontos de ligação, é fornecido um BUS de medição para medir tensões, correntes e potência. O fluxo de potência, nos BUSES de medição, é positivo da esquerda para a direita e negativo da direita para a esquerda. A rede geral é simulada por um gerador elétrico do tipo Swing com a capacidade global instalada na rede e por uma carga também global correspondente ao consumo global da rede elétrica ou de uma rede local.



A Figura 2 apresenta o esquema elétrico global da integração dos diferentes conceitos de *Prosumers* na rede elétrica trifásica.

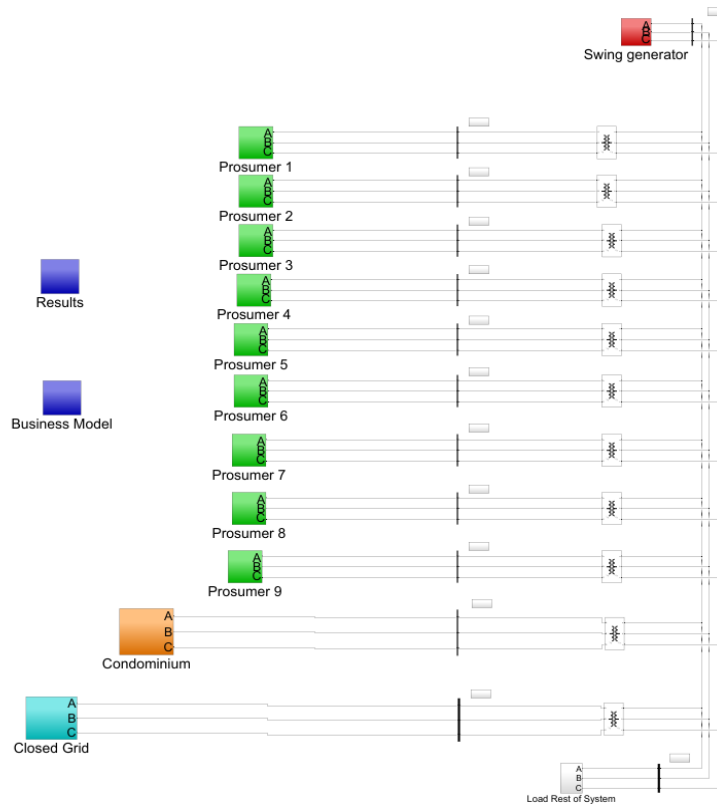


Fig. 2. Esquema elétrico dos diferentes conceitos de *Prosumers*

Para o conceito do Grupo 1, ou seja, *Prosumers* Individuais, foram considerados 9 *Prosumers*. Seis desses prosumers foram considerados *Prosumers* residenciais típicos com uma potência fotovoltaica de 1.5 kW (*Prosumers* 1 a 6), dois são *Prosumers* comerciais com um sistema fotovoltaico de 20 kW (*Prosumers* 7 e 8) e um é um *Prosumer* industrial com um sistema fotovoltaico de 200 kW (*Prosumer* 9). Cada um desses *Prosumers* individuais tem seu próprio dispositivo de armazenamento e carga individual.

Para o conceito do Grupo 2 de *Prosumer* fotovoltaico coletivo local (Condomínio), foi utilizado um sistema fotovoltaico com capacidade igual à soma das capacidades dos 9 consumidores do Grupo 1, conectado a 9 cargas independentes.

Finalmente, para o conceito do Grupo 3 correspondente a uma rede fechada foram considerados, 9 sistemas fotovoltaicos distintos, cada um com uma potência igual à do Grupo 1 que estão ligados a um armazenamento e cargas comuns.

A Figura 3 mostra cada um dos *Prosumers* do Grupo, com o seu sistema fotovoltaico, armazenamento, e cargas, ligados à rede trifásica e com os respetivos BUSES de medição. Cada BUS tem uma cor que é reproduzida nas cores da evolução da potência em cada BUS.

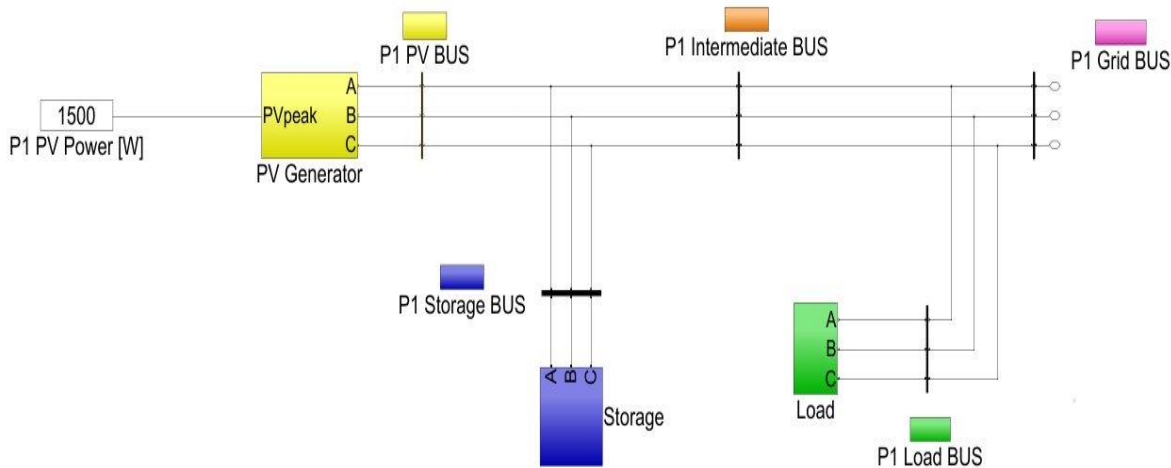


Fig. 3. Esquema de um *Prosumer* fotovoltaico individual

O gerador fotovoltaico usa os dados da irradiância solar e temperatura ambiente para calcular a Potência no Ponto de máxima potência de acordo com:

$$P_{mp} = P_{mp\ ref} \cdot \frac{G_i}{G_{i\ ref}} \left[ 1 + \gamma \cdot (T_{cel} - T_{ref}) \right]$$

Uma eficiência global do Inversor é utilizada para calcular a saída final do gerador PV.

Foi implementado um conversor de energia desenvolvido de acordo com [3], que converte o valor da potência num sinal de saída (corrente e tensão trifásica) que é injetado na rede trifásica. Este conversor usa fontes de corrente controladas da biblioteca do Simulink para injetar correntes na rede a uma tensão especificada. Um modo *phaser* é usado no *Simulink* para permitir um desempenho mais rápido do modelo.

Para a carga, é usado o mesmo conversor, mas com a fonte colocada no sentido oposto permitindo que o conversor funcione como um dissipador de energia. Os dados para os perfis de carga podem ser dados reais ou, como na presente análise, ser, uma carga constante ao longo das 24 horas de um dia, ou uma carga constante em fase com irradiância solar ou uma carga constante durante a noite. Esta opção, para este trabalho, destina-se a uma melhor comparação do ponto de vista gráfico das evoluções das potências nos diferentes conceitos.

Ambos os tipos de conversores (fonte e carga) são usados nos sistemas de armazenamento que permitem processos de descarga e carga controlados por um controlador simples do estado de carga da bateria (State of Charge -SOC) que permite a função de armazenamento entre um SOC de 0,2 (vazio) e 1 (completo). A capacidade inicial de armazenamento pode ser alterada e, na presente análise, foi utilizado o armazenamento inicial equivalente a um dia inteiro de carga.

A evolução da potência nos diferentes BUSES está disponível, bem como a integração desses poderes em cada etapa e no final de um ano de simulação.

Por fim, um subsistema com diferentes Modelos de Negócio pode ser utilizado para calcular e apresentar os valores da energia, produzida pelo fotovoltaico, consumida e injetada na rede, bem como a valorização económica da energia *prosumida* e injetada, de acordo com valores previamente especificados das tarifas elétricas.

Correr o presente modelo um ano inteiro a passos de hora a hora leva cerca de 1:45 min num laptop I5 Core o que permite que o modelo seja usado para simular diferentes configurações de modelo de forma conveniente e rápida.

## RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

Nas linhas a seguir apresenta-se a evolução gráfica das medidas nos diferentes Bus (usando o mesmo código de cores da Figura 3) durante um ano inteiro e o detalhe desta evolução para uma sequência de dias em torno do meio do ano. São também apresentados, em tabela, os valores totais da energia injetada na rede para cada um dos três conceitos. A quantidade de energia total injetada na rede elétrica é uma medida de como o sistema se comporta, como sistema de auto produção, sendo um valor baixo indicador de que o sistema tem um elevado desempenho pois a maior parte da energia produzida é utilizada para satisfação da carga e pouca energia é injetada na rede (elevado nível de *prosumption*). Esta situação é em geral também positiva para a própria rede elétrica.

O modelo considera a irradiância solar e a temperatura ambiente para a região de Lisboa (dados TMY) e considera que os módulos fotovoltaicos estão virados a Sul e com uma inclinação de 30°, que é, aproximadamente, a inclinação ótima para a região de Lisboa.

### Carga constante durante 24 h, sem armazenamento.

A Figura 4 mostra os resultados de um ano da simulação de um sistema sem armazenamento e com uma carga constante durante todo o ano. A Figura mostra a linha verde constante da carga, a ausência de armazenamento (linha azul a zero) e uma grande injeção na rede elétrica (curva magenta positiva).

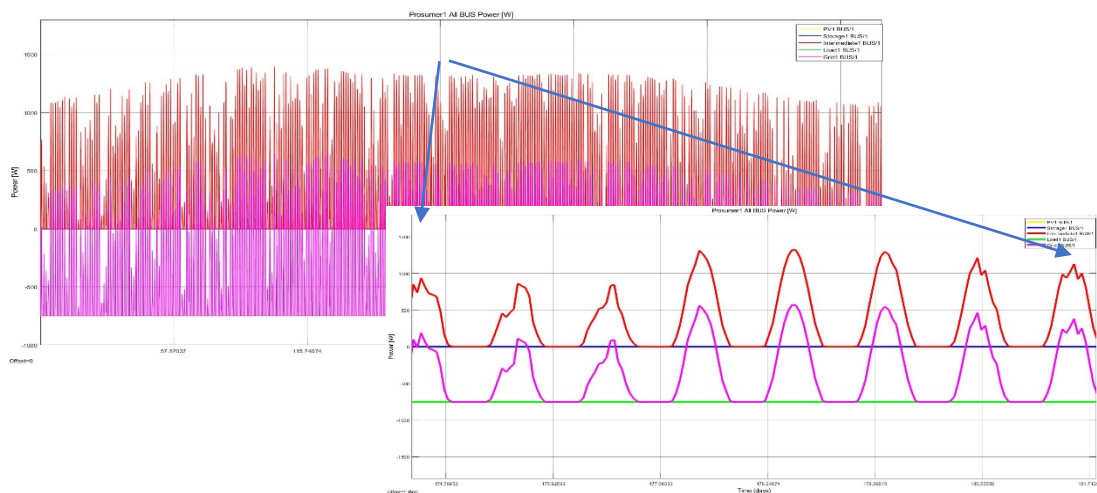


Fig. 4. Evolução durante um ano para Prosumer individual (tipo residencial) sem armazenamento

Para esta situação, a energia injetada na rede para os três conceitos de *Prosumers* pode ser vista na Tabela 1.

Tabela 1. Energia injetada para os três conceitos de *Prosumer* com carga constante

<b>Grupo 1</b> Individual [MWh]	<b>Grupo 2</b> Condomínio [MWh]	<b>Grupo 3</b> Rede Fechada [MWh]
14.67	0.06789	0.06789

O pior caso é para os *Prosumers* individuais (Grupo 1) o que reflete a incapacidade de, neste conceito, haver troca, entre vizinhos de excessos de energia.

### Carga constante durante 12 h em fase com irradiância solar sem armazenamento.

A Figura 5 mostra, para os mesmos dias centrais do ano, uma situação de carga constante de 12h em fase com a irradiância solar e uma carga anual total idêntica à usada na corrida anterior.

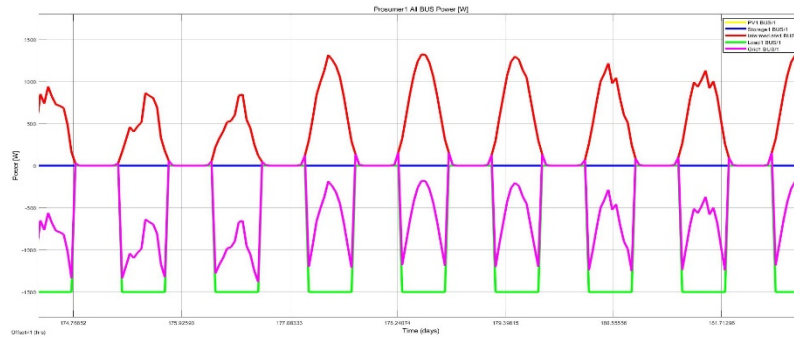


Fig. 5. Evolução durante uma sequência de dias no meio do ano para 12h de carga em fase

Pode-se ver que, devido à carga em fase, praticamente não existe injeção na rede elétrica (valor positivo da curva magenta).

Em consequência, a situação de injeção na rede para os três conceitos *Prosumer* é totalmente diferente com uma forte diminuição da energia injetada para o Grupo 1 e um aumento de energia injetada para os Grupos 2 e 3, como pode ser visto na Tabela 2. É possível ver que para uma carga constante em fase com a irradiância solar não há diferenças significativas entre os três conceitos.

Tabela 2. Energia injetada para os três conceitos *Prosumer* com carga constante em fase

<b>Grupo 1</b> Individual [MWh]	<b>Grupo 2</b> Condomínio [MWh]	<b>Grupo 3</b> Rede Fechada [MWh]
3.129	3.116	3.116

Carga constante durante 12 h desfasada da irradiância solar sem armazenamento.

A Figura 6 mostra a simulação para os mesmos dias de uma carga constante desfasada da irradiância solar (carga constante de 12h durante a noite).

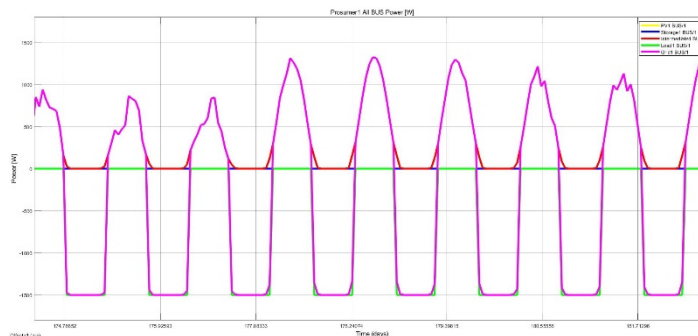


Fig. 6. Evolução durante uma sequência de dias no meio do ano para carga fora de fase

É possível ver que nesta situação praticamente toda a energia produzida pelo fotovoltaico é injetada na rede, e que, deste modo, toda a carga, é fornecida pela rede durante a noite.

A Tabela 3 apresenta os valores da energia injetada nesta situação mostrando valores iguais para os três conceitos *Prosumer* praticamente iguais ao total produzido pelo sistema fotovoltaico que foi de 421,1 MWh.

Tabela 3. Energia injetada para os três conceitos *Prosumer* com carga constante fora de fase

<b>Grupo 1</b> Individual [MWh]	<b>Grupo 2</b> Condomínio [MWh]	<b>Grupo 3</b> Rede fechada [MWh]
418.1	418.1	418.1

Carga constante de 24 h com armazenamento.

A Figura 7 apresenta a situação de carga constante com um dia de armazenamento.

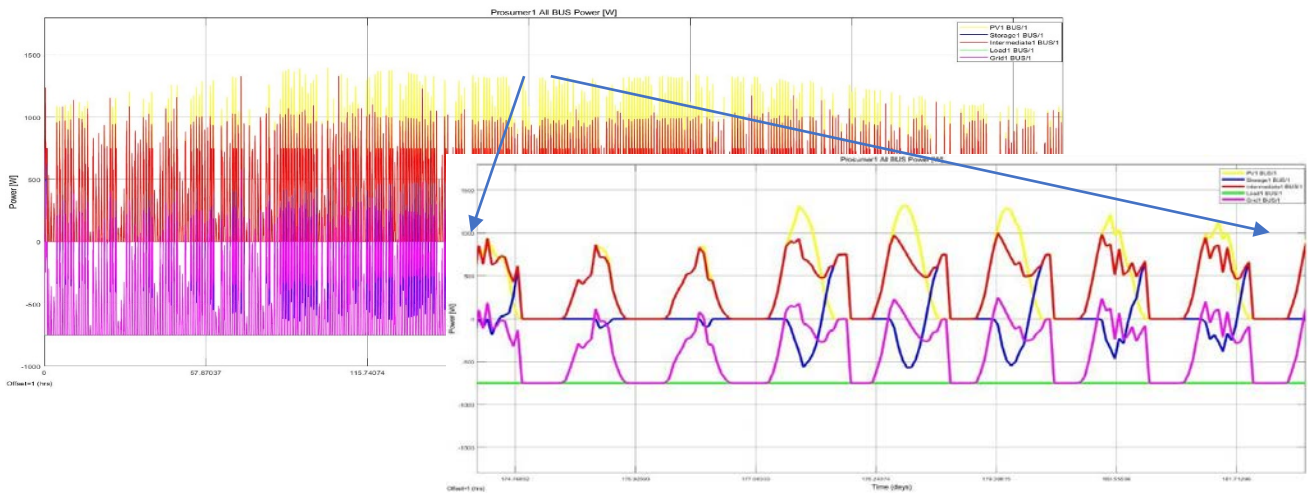


Fig. 7. Evolução durante um ano para um *Prosumer* individual com armazenamento

É visível a diferença da introdução do armazenamento, uma vez que o BUS intermediário (linha laranja) agora é diferente do BUS do gerador fotovoltaico (linha amarela).

É possível ver, comparando as Figuras 4 e 7, como o armazenamento cria uma extensão do período de energia disponível para a carga, diminuindo simultaneamente a potência máxima.

O efeito do armazenamento é melhor para o conceito do Grupo 1 que diminui substancialmente a energia injetada na rede. Os modelos 2 e 3, pelo contrário, aumentam, embora ligeiramente, a quantidade de energia injetada na rede.

Tabela 4. Energia injetada para os três conceitos Prosumer com carga e armazenamento constantes

<b>Grupo 1</b> Individual [MWh]	<b>Grupo 2</b> Condomínio [MWh]	<b>Grupo 3</b> Rede fechada [MWh]
4.264	0.1784	0.1784

Comparação de Modelos de negócio.

O modelo possui uma componente que permite comparar diferentes modelos de negócio. Na Figura 8 pode ver-se uma saída típica desta componente usando dados de Portugal.

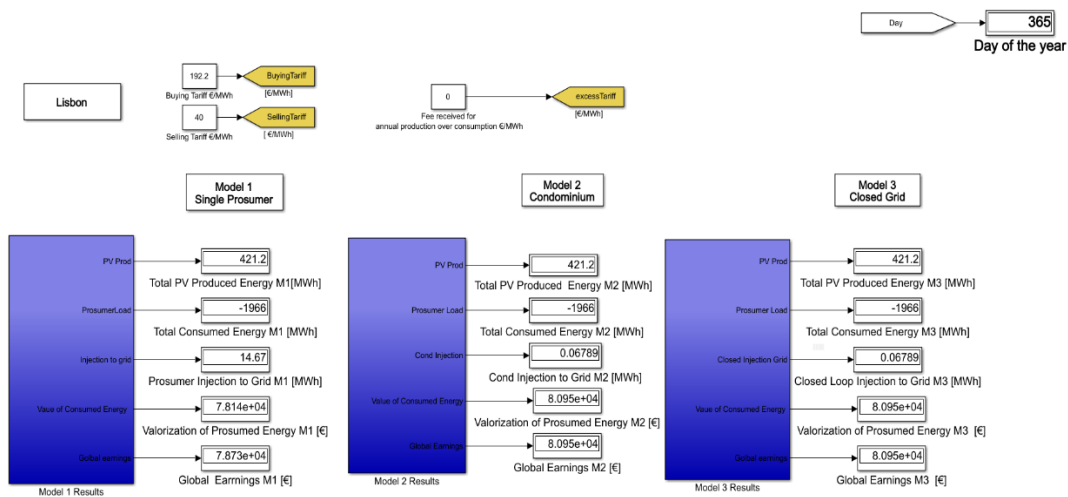


Fig. 8. – Componente comparação de modelos de negócio do modelo desenvolvido

## CONCLUSÕES

O modelo apresentado permite a análise dos balanços energéticos anuais para diferentes conceitos de *Prosumers*. É possível ver a vantagem de sistemas colectivos face aos sistemas de *Prosumers* individuais.

O modelo permite também comparar modelos de negócio para os diferentes conceitos de *Prosumers*.

Se se incluir uma definição de uma rede de distribuição de energia elétrica é possível analisar a influência na rede elétrica dos diferentes modelos de *Prosumers*.

## RECONHECIMENTO

O projeto PVP4Grid recebeu financiamento do programa de Investigação e Desenvolvimento Horizon 2020 da União Europeia sob o acordo de subvenção n° 764786.

## REFERÊNCIAS

[1] Projeto PVP4Grid <https://www.pvp4grid.eu/>

[2] “Development of innovative self-consumption and aggregation concepts for PV Prosumers to improve grid load and increase market value of PV: the PV-Prosumers4Grid project”, Luz Alicia Aguilar, Maria Roos, Manuel Battaglia, Christian Grundner, Moira Jimeno, Dirk Hendricks, Pierre Bancourt, Dörte Fouquet, Georg Lettner, Riccardo Battisti, Karl Moosdorf, Daniela Velte, Eduardo Roman, António Joyce, Gaëtan Masson, Carlotta Cambiè, Aída González, Jose Donoso, Christoph Winter, Nicole Diewald, Ulrich Winter, Wouter Schram, Wilfried van Sark. 35<sup>th</sup> EU PVSEC 2018, 28 September 2018, Brussels.

[3] “Performing Power System Studies”, Dudgeon, G. , Brunelle, P. , MatLab Simulink Tutorial. [https://www.youtube.com/watch?v=SEb\\_kHuKVBo](https://www.youtube.com/watch?v=SEb_kHuKVBo)

**SIMULACIÓN DE UN ENFRIADOR HÍBRIDO ALIMENTADO POR ENERGÍA SOLAR TÉRMICA****Romage G.\*, De Vega M.\*\*, García N.\*\*, Zacarias A.\*, Moreno A.\*\*, Venegas M.\*\***

\* ESIME Azcapotzalco, Instituto Politécnico Nacional, Av. De las Granjas 682, Santa Catarina, Ciudad de México, 02550, México. [romage@hotmail.com](mailto:romage@hotmail.com), [zacarias@ipn.mx](mailto:zacarias@ipn.mx)

\*\* Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, Av. Universidad 30, Leganés, Madrid, 28911, España. [mvenegas@ing.uc3m.es](mailto:mvenegas@ing.uc3m.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2053>

**RESUMEN**

En este trabajo se presenta la modelación y simulación de un enfriador híbrido compresión/absorción alimentado por un concentrador solar de disco parabólico. El enfriamiento producido por este sistema se utiliza para aire acondicionado de una vivienda. El estudio fue realizado mediante balances de energía y de masa, en cada componente de los sistemas de refrigeración y del sistema solar. La transferencia de calor por convección y por radiación también fueron considerados. Los resultados muestran que la carga proporcionada por el sistema de compresión es 20% mayor que el alimentado por el sistema de absorción. Aunque el sistema de absorción opera al 40% de la carga total requerida en el espacio a condicionar, requiere en torno a 40% más energía térmica que el sistema de compresión. Pueden obtenerse temperaturas cercanas a 1050 °C y 400 °C con relación de concentración de 20 y radiación solar de 600W/m<sup>2</sup> respectivamente. La eficiencia del colector solar es 0.4 (40%) cuando la temperatura exterior es 35 °C a baja radiación de 200 W/m<sup>2</sup>.

**PALABRAS CLAVE:** Enfriador híbrido, Energía solar térmica, refrigeración por compresión/absorción.

**ABSTRACT**

This paper presents the modeling and simulation of a compression/absorption hybrid chiller driven by a solar dish collector. The cooling produced by this system is used for air conditioning in a home. The study was carried out using energy and mass balances in each component of the cooling systems and the solar system. Convection and radiation heat transfer were also considered. The results show that the load provided by the compression system is 20% greater than that fed by the absorption system. Although the absorption system operates at 40% of the total load required in the space to be conditioned, it requires around 40% more thermal energy than the compression system. Temperatures close to 1050 °C and 400 °C can be obtained in concentration ratio of 20 and solar radiation of 600W/m<sup>2</sup> respectively. Efficiency of the solar collector is 0.4 (40%) when the outdoor temperature is 35 °C at a low radiation of 200 W/m<sup>2</sup>.

**KEYWORDS:** Hybrid chiller, Thermal solar energy, compression/absorption refrigeration.

## INTRODUCCIÓN

El uso de equipos de aire acondicionado en viviendas, conlleva a gran parte del gasto económico por parte del usuario, debido a la gran cantidad de energía eléctrica de consumo, así como al aumento del costo de la electricidad. Los sistemas de refrigeración por absorción cobran interés para el enfriamiento de espacios debido al uso de una fuente térmica en lugar de energía eléctrica para su operación. No obstante, debido principalmente al bajo COP de estos sistemas, es difícil su competitividad contra los sistemas de refrigeración por compresión utilizados ampliamente en la industria, los de compresión. Cuando la energía térmica proviene de energía renovable como la energía solar, el sistema de refrigeración se hace atractivo debido a que el costo de la energía de suministro del sistema es nulo. La combinación de estos sistemas puede dar buenos resultados en el uso eficiente de la energía, beneficiando la implementación de las energías renovables en sistemas de enfriamiento. Diversos trabajos de sistemas de enfriamiento híbridos ya han sido publicados, como (Berguero y Chiari 2011, Mucke et al. 2016, Gurubalan et al. 2019). Además, sistemas de refrigeración por absorción acoplados con otros sistemas de refrigeración pueden apreciarse en (Li y Xu 2013, Fitó et al. 2018 y Mohammadi et al. 2019). Utilizando la energía solar para impulsar un motor Stirling además de producir enfriamiento ya se muestran por (Infante y Kim 2014, Chahartagi y Sheiky 2018 y Açikkalp et al. 2019). No obstante, en los trabajos publicados se utilizan temperaturas bajas con colectores solares planos y/o equipos con capacidad superior a 20 kW. En el presente trabajo se desarrolla el modelado y la simulación de un sistema de enfriamiento híbrido con sistemas de refrigeración por compresión y por absorción para proporcionar enfriamiento a una vivienda.

## MODELADO Y SIMULACIÓN

El modelado y la simulación del enfriador híbrido fue realizado a un sistema como el de la Fig. 1. Como se muestra en la figura, el aire acondicionado de la vivienda es proporcionado por dos sistemas de refrigeración, uno de absorción y uno de compresión acoplado a un motor Stirling. Este último es alimentado por un concentrador solar de disco parabólico de 1.4 m de diámetro de apertura. El sistema de absorción es uno de simple efecto utilizando la solución agua-bromuro de litio, en tanto que el sistema de compresión utiliza el refrigerante R134a como fluido de trabajo.

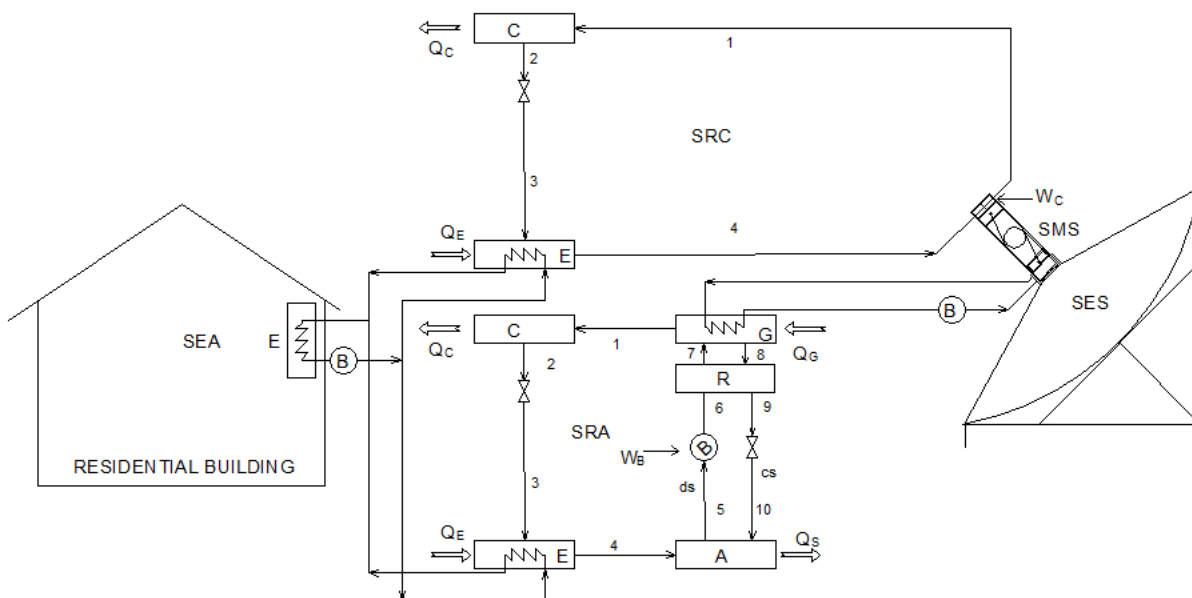


Fig. 1. Sistema de enfriador híbrido compresión/absorción alimentado por concentrador solar de disco parabólico.

Para el análisis, el sistema global fue dividido en los cuatro subsistemas siguientes: sistema de espacio acondicionado, SEA, sistema de refrigeración por compresión, SRC, sistema de motor Stirling, SMS, sistema de refrigeración por absorción, SRA y sistema de energía solar, SES. El modelado fue realizado mediante balances de energía y de masa en cada componente como se muestra a detalle en (Romage et al. 2020). Las ecuaciones principales utilizadas en el estudio se muestran a continuación:

### Sistema del espacio a acondicionar

El calor necesario para retirar del espacio a acondicionar, se calcula mediante la ec (1) como:



$$\dot{Q}_T = \dot{Q}_t + \dot{Q}_r + \dot{Q}_{inf} + \dot{Q}_{per} + \dot{Q}_{misc} \quad (1)$$

donde el calor transferido por transmisión y radiación desde el exterior, se determina mediante las ecs (2) y (3).

$$\dot{Q}_t = UA(T_{ext} - T_{int}) \quad (2)$$

$$\dot{Q}_r = h_r A_{sup} \sigma (T_s^4 - T_{ext}^4) \quad (3)$$

En las ecuaciones (2) y (3)  $T_{ext}$ ,  $T_{int}$  y  $T_s$  son las temperaturas del exterior, del interior y de la pared exterior del espacio a acondicionar respectivamente.

Las cargas de infiltración,  $Q_{inf}$ , por personal,  $Q_{per}$  y por misceláneos  $Q_{misc}$  se considera que no cambian respecto a la temperatura exterior. Por consiguiente, el total de estas cargas parciales se le puede asignar  $Q_{const}$  para considerarla como:

$$\dot{Q}_{const} = \dot{Q}_{inf} + \dot{Q}_{per} + \dot{Q}_{mis} \quad (4)$$

La carga de enfriamiento es proporcionada por los dos sistemas de refrigeración (compresión/absorción). La ecuación utilizada es:

$$\dot{Q}_e = x_a \dot{Q}_T + y_c \dot{Q}_T \quad (5)$$

donde  $x_a$  y  $y_c$  son las fracciones utilizadas de cada uno de los dos sistemas de refrigeración y es relacionada con la carga de enfriamiento total como:

$$x_a = \frac{\dot{Q}_{e,a}}{\dot{Q}_e}; y_c = \frac{\dot{Q}_{e,c}}{\dot{Q}_e}; \dot{Q}_e = \dot{Q}_T \quad (6)$$

#### Sistema de refrigeración por compresión

El calor a retirar en el espacio a acondicionar,  $Q_e$ , es dividido para cada sistema de refrigeración mediante las ecuaciones (5) y (6). El flujo de refrigerante, la potencia del compresor y COP del sistema de compresión, se determinan utilizando las ecuaciones (7-9) respectivamente:

$$\dot{Q}_e = \dot{m}_r (h_4 - h_3) \quad (7)$$

$$\dot{W}_c = \dot{m}_r (h_1 - h_4) \quad (8)$$

$$COP_c = \frac{\dot{Q}_e}{\dot{W}_c} \quad (9)$$

#### Sistema de motor Stirling

La potencia del compresor determinada mediante la ec. (8) es la potencia proporcionada por el motor Stirling, una vez considerada la eficiencia de éste. La eficiencia y la potencia de este motor térmico, es relacionada mediante la ecuación (10), como lo muestran (Açikkalp et al. 2019).

$$\eta_s = \frac{\dot{W}_s}{\dot{Q}_{H,s}} \quad (10)$$

El calor,  $Q_L$ , liberado en el proceso de expansión del motor Stirling se determina mediante:

$$\dot{W}_s = \dot{Q}_{H,s} + \dot{Q}_{L,s} \quad (11)$$

#### Sistema de refrigeración por absorción

El calor a retirar por sistema de absorción fue determinado por (5) y (6). El procedimiento para el análisis de este sistema de absorción es mostrado por (Zacarías et al. 2020). Un resumen de las ecuaciones utilizadas se muestra a

continuación. El flujo de refrigerante para este sistema de absorción se determina mediante la ecuación (7). El calor retirado en el absorbedor y en el condensador se muestran en las ecuaciones (10) y (11).

$$\dot{Q}_a = \dot{m}_r h_4 + \dot{m}_{cs} h_{10} - \dot{m}_{ds} h_5 \quad (12)$$

$$\dot{Q}_c = \dot{m}_r (h_1 - h_2) \quad (13)$$

El calor requerido en el generador se determina por:

$$\dot{Q}_g = \dot{m}_r h_1 + \dot{m}_{cs} h_8 - \dot{m}_{ds} h_7 \quad (14)$$

El flujo másico de las disoluciones diluida y concentrada están relacionados con la concentración mediante:

$$\dot{m}_7 = \dot{m}_8 + \dot{m}_r; \dot{m}_7 X_7 = \dot{m}_8 X_8 + \dot{m}_r X_1 \quad (15)$$

$$\dot{m}_{ds} = \dot{m}_{cs} + \dot{m}_r; \dot{m}_5 X_5 = \dot{m}_{10} X_{10} + \dot{m}_4 X_4 \quad (16)$$

La eficiencia del recuperador, la potencia de la bomba y el COP de este sistema de refrigeración se determinan mediante las ecuaciones (17-19).

$$\varepsilon_{HE} = \frac{T_7 - T_6}{T_8 - T_6} \quad (17)$$

$$\dot{W}_p = (P_6 - P_5) v_{ds} \dot{m}_{ds} / \eta_b \quad (18)$$

$$COP_a = \frac{\dot{Q}_e}{\dot{Q}_g + \dot{W}_p} \quad (19)$$

### Sistema de energía solar térmica

Con el calor requerido por el motor Stirling y el requerido en el generador del sistema de absorción, el calor requerido en el concentrador solar,  $Q_u$ , se calcula mediante:

$$Q_u = \dot{Q}_{H,s} + \dot{Q}_g \quad (20)$$

La temperatura del concentrador es determinada por la ecuación presentada por (Açikkalp et al. 2019).

$$Q_u = IA_{app} \eta_o - A_{ab} [h(T_H - T_o) + \varepsilon \sigma (T_H^4 - T_o^4)] \quad (21)$$

La eficiencia,  $\eta_c$ , del concentrador solar fue calculado usando:

$$\eta_c = \frac{Q_u}{IA_{app}} \quad (22)$$

Donde el área del colector,  $A_{app}$ , y del absorbedor,  $A_{ab}$ , están relacionadas por la relación de concentración,  $C$ :

$$C = \frac{A_{app}}{A_{ab}} \quad (23)$$

El modelo desarrollado de las ecuaciones (1-23), ha sido programado en software especializado por los autores. La simulación ha sido realizada para R134a y agua-bromuro de litio para los sistemas de compresión y absorción respectivamente. Las propiedades termodinámicas de los fluidos de trabajo han sido determinadas desde el software Engineering Equation Solver, EES, (Klein 2004). Para la simulación, la temperatura de la superficie exterior del espacio a acondicionar,  $T_s$ , se considera igual a la temperatura interior,  $T_{int}$ . La temperatura de condensación,  $T_c$  en el sistema de compresión, se supone 5 °C por arriba de la temperatura exterior ( $T_c = T_{ext} + 5$ ). La temperatura de alimentación al generador y de evaporación en el evaporador, del sistema de absorción son respectivamente  $T_g = 120^\circ\text{C}$  y  $T_e = 5^\circ\text{C}$ . La relación de utilización del sistema de absorción y la eficiencia del motor Stirling son respectivamente  $x_a = 0.4$  y  $\eta_s = 0.3$ . Las condiciones de operación fueron variadas como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Condiciones de operación del sistema de enfriamiento solar

Parámetro	Rango
Temperatura exterior, $T_{ext}$ , °C	25 - 35
Relación de concentración, $C$	20 - 100
Radiación solar, $I$ , W/m <sup>2</sup>	200-1000

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con el modelo desarrollado en este trabajo, se ha simulado el sistema a las condiciones de operación mostradas en la tabla 1. Los resultados obtenidos se muestran a continuación. En la Fig. 2 se muestra el calor de enfriamiento requerido en el espacio a condicionar, así como el calor proporcionado por el sistema de compresión y por el sistema de absorción, respecto a la temperatura de condensación. De la figura puede apreciarse que la carga proporcionada por el sistema de compresión es 20% mayor que el alimentado por el sistema de absorción.

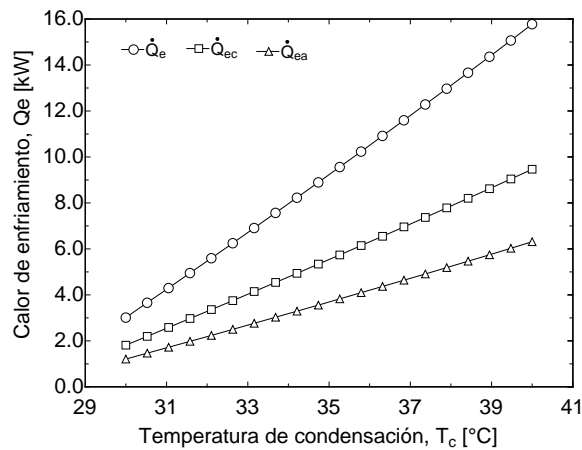


Fig. 2. Calor de enfriamiento requerido en el espacio acondicionado y el proporcionado por cada sistema de refrigeración, respecto a la temperatura de condensación.

El calor producido por el concentrador solar y el proporcionado al sistema de absorción y al motor Stirling son mostrados en la Fig. 3, en donde puede apreciarse que aún y que el sistema de absorción opera al 40% de la carga total requerida en el espacio a condicionar, requiere en torno a 40% más energía térmica que el sistema de compresión.

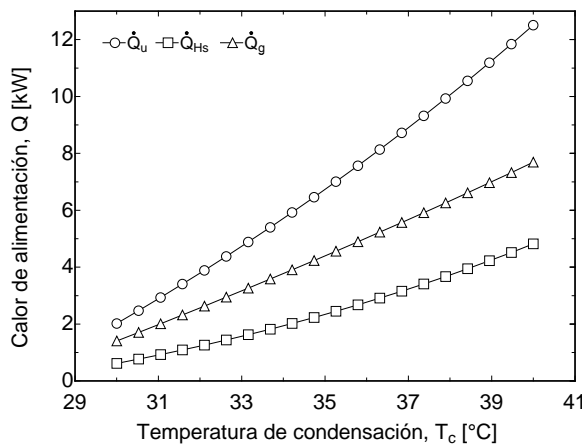


Fig. 3. Calor producido por el concentrador solar y el alimentado al sistema de absorción y al motor Stirling respecto a la temperatura de condensación.

La potencia requerida por compresor en el sistema de compresión y por la bomba de disolución en el sistema de absorción, se presentan en la Fig. 4, en donde puede apreciarse que la potencia de ésta última es hasta 20 veces menor que la primera.

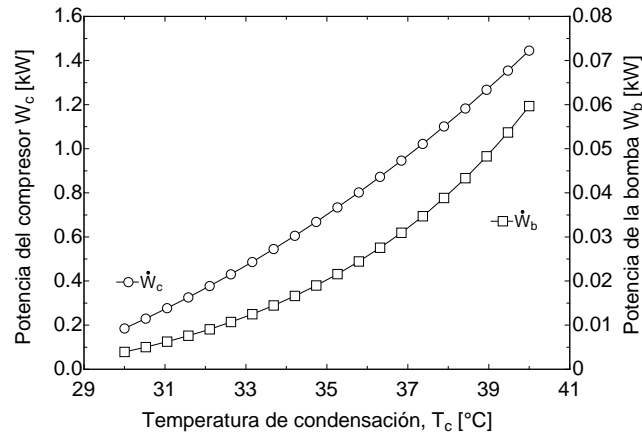


Fig. 4. Potencia del compresor y de la bomba respecto a la temperatura de condensación.

La temperatura requerida para el concentrador solar de disco parabólico se presenta en al Fig. 5 como una función de la radiación solar a diferentes relaciones de áreas. De la figura puede apreciarse que, con relaciones de concentración de 100 pueden obtenerse poco más de 1050 °C, en tanto que con una relación de concentración de 20, pueden alcanzarse temperaturas de 400°C, con radiación de 600W/m<sup>2</sup>.

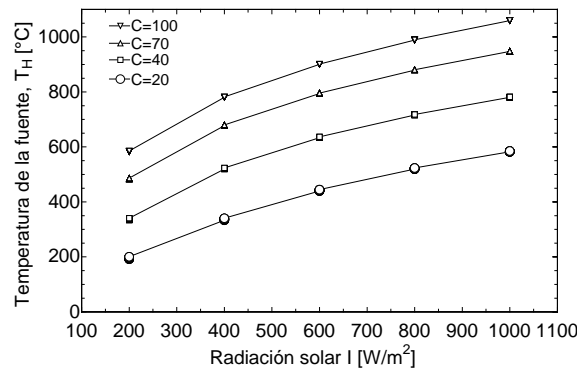


Fig. 5. Temperatura del concentrador solar respecto a la radiación solar a diferentes relaciones de concentración.

El COP de los sistemas de refrigeración y la eficiencia del concentrador solar se muestran en la Fig. 6 a diferentes valores de radiación solar respecto a la temperatura de condensación. De la figura puede apreciarse que los sistemas de refrigeración tienen valores favorables, 9.8 y 0.85 respectivamente. La eficiencia del colector solar alcanza valores de 0.4 (40%) cuando la temperatura exterior es elevada a bajo valor de radiación. No obstante, cuando la temperatura exterior es baja, los valores de eficiencia del colector solar pueden ser tan bajos como 0.02 (2%).

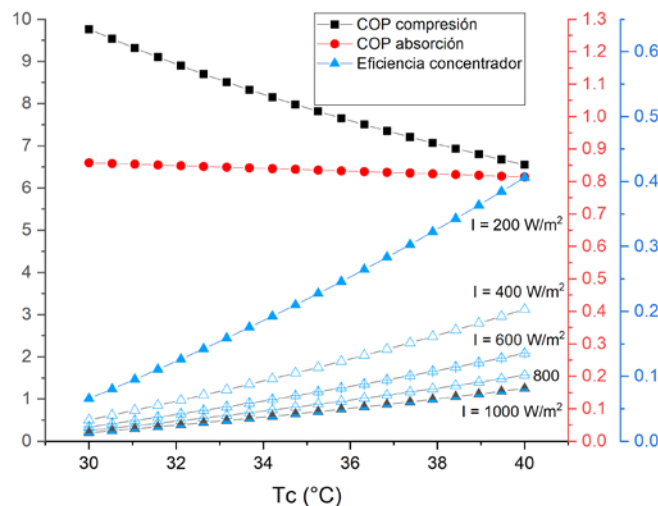


Fig. 6. COP de los sistemas de refrigeración y  $\eta_c$  a diferente radiación solar, respecto a  $T_c$ .

## CONCLUSIONES

Del estudio realizado al enfriador híbrido alimentado por concentrador solar de disco parabólico se han encontrado las siguientes conclusiones:

- la carga proporcionada por el sistema de compresión es 20% mayor que el alimentado por el sistema de absorción.
- Aunque el sistema de absorción opera al 40% de la carga total requerida en el espacio a condicionar, requiere en torno a 40% más energía térmica que el sistema de compresión.
- la potencia de la bomba de disolución en el sistema de absorción es cerca de 20 veces menor que la potencia del compresor en el sistema de compresión.
- con relación de concentración de 100 en el colector solar, puede obtenerse poco más de 1050 °C, en tanto que con una relación de concentración de 20, pueden alcanzarse temperaturas de 400°C, con radiación de 600W/m<sup>2</sup>.
- la eficiencia del colector solar alcanza valores de 0.4 (40%) cuando la temperatura exterior es elevada a bajo valor de radiación. No obstante, cuando la temperatura exterior es baja, los valores de eficiencia del colector solar pueden ser tan bajos como 0.02 (2%).

## AGRADECIMIENTOS

Se agradece al Instituto Politécnico Nacional por el proyecto SIP20190076, por el año sabático DG-2019-171-1-15 y por el Apoyo Económico para la presentación del trabajo; al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, CONACYT por la beca 740638 de Estancia Sabática y a la Universidad Carlos III de Madrid por el apoyo para la Estancia de investigación.

## REFERENCIAS

- AÇikkalp E, Kandemir S Y, Ahmadi M H, (2019). Solar Driven Stirling engine -chemical heat pump- absorption refrigerator hybrid system as environmental friendly energy system. *Journal of Environmental Management* Vol. 232, 455-461.
- Berguero S, y Chiari A. (2011). On the performances of a hybrid air-conditioning system in different climatic conditions, *Energy* Vol. 36 5261-5273.
- Chahartaghi M y Sheykhy M. (2018). Thermal modeling of a trigeneration system based on beta-type Stirling engine for reductions of fuel consumption and pollutant emission. *Journal of Cleaner Production* Vol. 205, 145-162.
- Fitó J, Coronas A, Mauran S, Mazet N, Stitou D. (2018). Definition and performance simulations of a novel solar-driven hybrid absorption-thermochemical refrigeration system. *Energy Conversion and Management* Vol. 175, 298-312.
- Gurubalan A, Maiya M P, Tiguari S. (2019). Experiments on a novel membrane-based liquid desiccant dehumidifier for hybrid air conditioner. *International Journal of Refrigeration* Vol. 108, 271-282.
- Infante C y Kim D S. (2014). Techno-economic review of solar cooling technologies based on location-specific data. *International Journal of Refrigeration* Vol. 39, 23-37.
- Klein S A. (2018). *Engineering Equation Solver, EES. 1992-2017.*
- Li J y Xu S. (2013). The performance of absorption-compression hybrid refrigeration driven by waste heat and power from coach engine. *Applied Thermal Engineering* Vol. 61 2, 747-755.
- Mohammadi K, Khaledi M S E, Powell K. (2019). A novel hybrid dual-temperature absorption refrigeration system: Thermodynamic, economic, and environmental analysis. *Journal of Cleaner Production* Vol. 233, 1075-1087.
- Mucke L, Fleig D, Vajen K, Jordan U. (2016). Hybrid liquid desiccant air-conditioning systems: A conceptual study with respect to energy saving potentials. *International Journal of Refrigeration* Vol. 69, 64-73.
- Romage G, Jiménez C, Zacarías A, Carvajal I, Flores A, Donís F. Simulation of a Stirling engine-compression/absorption hybrid cooling system. *CYTEF 2020. X Congreso Ibérico, VIII Congreso Iberoamericano de las Ciencias y Técnicas del Frío*, Pamplona, España, 1-3 julio, 2020.

Zacarías, J. A. Quiroz, G. L. Gutiérrez-Urueta, M. Venegas, I. Carvajal, J. Rubio. (2020) Comparison between adiabatic and non-adiabatic absorption chillers using ammonia-lithium nitrate and water-lithium bromide solutions. *Heat Transfer Research*. Doi.10.1615/HeatTransRes.2019026621.

## ESTUDIO ECONÓMICO DE LA REUTILIZACIÓN DE PANELES SOLARES EN PEQUEÑAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

González Cano M., Moretón A., González Rebollo M.A., Martínez O., Jiménez J.

\*GdS Optronlab, Universidad de Valladolid, Paseo de Belén 19, Valladolid, 47011, Valladolid, España,  
[angel.moreton@uva.es](mailto:angel.moreton@uva.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2054>

### RESUMEN

La generación eléctrica a partir de energía solar es limpia, asequible y renovable. Por estos motivos, su aprovechamiento ha sufrido un importante crecimiento en los últimos años y se ha situado como la tercera fuente de generación de energía renovable con más peso en España.

Las plantas de generación de energía fotovoltaica son cada vez de mayor tamaño y emplean decenas de miles de módulos en su construcción. Estos módulos sufren, desde el comienzo de su actividad, una degradación continua de sus células que hace disminuir su rendimiento y a menudo son desechados por las grandes empresas aunque no hayan alcanzado el final de su vida útil.

Este proyecto estudia de forma técnica y económica la rentabilidad de la reutilización de los paneles fotovoltaicos de Silicio, con el fin reducir la inversión inicial de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico y de ofrecer una segunda vida a los módulos que resultan aptos para continuar produciendo energía.

**PALABRAS CLAVE:** Energía solar, fotovoltaica, reutilización, paneles, silicio, instalaciones

### ABSTRACT

Electricity generation from solar energy is clean, affordable and renewable. For this reason, it has grown a lot during the last years and has become the third source of renewable energy generation in Spain.

Photovoltaic power generation plants are getting larger and using tens of thousands of modules in their construction. These modules suffer continuous degradation of their, which reduces their performance. For this reason, they are discarded by large companies even though they have not reached the end of their useful life.

This project studies in a technical and economic way the reuse of Silicon photovoltaic panels, as they are the most used at present, in order to reduce the initial investment of photovoltaic self-consumption installations and to offer a second life to the modules that are suitable for continuing to produce energy.

**KEYWORDS:** Solar energy, photovoltaic, reuse, panels, silicon, installations

### INTRODUCCIÓN

Se estima que el ciclo de vida útil de un panel fotovoltaico de Silicio es de 25 años (Köntges et al., 2016). Sin embargo, si los paneles son mantenidos adecuadamente y no sufren deterioros importantes debidos a inclemencias meteorológicas, su vida útil con un rendimiento alto puede alargarse hasta los 35-40 años (Pearsall, 2017).

La reducción de precio de los paneles solares, la mejora de su rendimiento debido a la introducción de nuevos diseños en su fabricación, como la tecnología PERC (Passivated Emitter Rear Cell), o las células bifaciales, ha contribuido a un aumento muy significativo de la competitividad de la energía fotovoltaica (Prajapati et al., 2010). El coste medio del LCOE (Levelized Cost Of Energy) para las grandes plantas fotovoltaicas, cada vez más numerosas, se ha estimado entre 0,04-0,07 €/kWh (Henze, 2020). Sin embargo, para conseguir una rentabilidad sostenible de estas plantas se necesita no sólo un adecuado mantenimiento de las instalaciones, sino también un alto rendimiento de los paneles fotovoltaicos. Esto hace que en muchas ocasiones las grandes plantas fotovoltaicas se vean obligadas a reemplazar paneles antes del final de su vida útil.

Por otra parte, el Gobierno Español con el fin de estimular el autoconsumo a nivel particular ha promulgado el nuevo Real Decreto 244/2019 (BOE, 2019), que además incorpora al marco jurídico español parte del contenido del artículo 21 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo del 11 de diciembre de 2018 (BOE, 2018), relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Este nuevo marco legislativo ha propiciado la proliferación de pequeñas instalaciones fotovoltaicas.

En este contexto, se ha realizado un estudio (González Cano, 2020) donde se analiza la viabilidad económica de la reutilización de paneles para pequeñas instalaciones fotovoltaicas. Con ello se pretende, por una parte, reducir el coste de instalación de una pequeña planta fotovoltaica fomentando el autoconsumo y por otra disminuir la huella ecológica prolongando la vida útil de los paneles solares.

Se han analizado desde un punto de vista técnico las causas más comunes que producen la disminución de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos desechados, y cuáles son los requisitos que han de cumplir los paneles para posibilitar su reutilización.

### REQUISITOS REUTILIZACION PANELES FOTOVOLTAICOS

La mayoría de paneles fotovoltaicos ofrecen garantías de vida de 25 años. Los fabricantes aseguran que producirán al menos el 80% de la potencia nominal indicada después de ese periodo. Sin embargo, el paso del tiempo y de la exposición producen la degradación de las células que forman los paneles.

El valor medio estimado de degradación anual de un panel es del 0,5% (Jordan and Kurtz, 2013)), aunque este valor varía dependiendo del tipo de tecnología empleada y las condiciones climatológicas a las que han sido expuestas las células fotovoltaicas. Los módulos instalados en lugares con clima muy frío, sometidos a viento, cargas de nieve o zonas desérticas pueden presentar degradaciones del 1% anual. Por otra parte, los paneles instalados en climas moderados pueden tener índices de degradación muy bajos (aproximadamente del 0.2% anual).

Esto significa que un panel bajo condiciones moderadas que ha recibido un mantenimiento y limpieza regular podría tener un rendimiento del 96% pasados 20 años de su instalación, lo que haría que su vida útil se pudiese alargar hasta los 35-40 años de uso.

Considerando que la explotación de la energía solar fotovoltaica comenzó su etapa de mayor crecimiento a comienzo de la década de los 2000, los primeros paneles que salieron al mercado están finalizando ya su vida útil y se espera que durante los próximos años esta cantidad de paneles aumente.

Por este motivo, aunque el volumen de paneles que han llegado al final de su vida útil es todavía reducido, la industria debe aceptar con antelación la responsabilidad de la generación futura de paneles desechados. El reciclaje de paneles ha alcanzado actualmente una tasa del 85%, a pesar de que estén fabricados con muy diferentes materiales (algunos peligrosos) y ensamblados con adhesivos y selladores que dificultan su separación. Esto hace que el proceso de reciclaje de paneles resulte complejo y energéticamente costoso (Weckend et al., 2016).

Sin embargo, la reutilización propone una opción sencilla, sostenible y económica para aprovechar los paneles desechados y prolongar su vida útil, contribuyendo así con el medio ambiente y reduciendo la inversión inicial de las instalaciones fotovoltaicas. Para ello es necesario decidir si un panel es susceptible de ser reutilizado y definir unos requisitos mínimos de calidad.

Se han establecido unos estrictos requisitos mínimos de calidad exigibles a un módulo para su reutilización. Básicamente son los siguientes: que no cause ningún tipo de inseguridad sobre el sistema o los usuarios, una pérdida de potencia que no sea saturada en el tiempo ni presente degradación a saltos ni de tipología variable y un rendimiento no inferior al 90% (eficiencia media estimada para un panel tras 15 años de uso).

### PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS USADOS

En la Fig. 1 se representa el esquema del procedimiento de análisis de aptitud de un módulo. Básicamente consta de dos etapas, una inspección visual para evaluar los posibles defectos del panel y si resulta apto una medida de su curva I-V. Además, se han elaborado unos formularios para facilitar la gestión del procedimiento de selección.



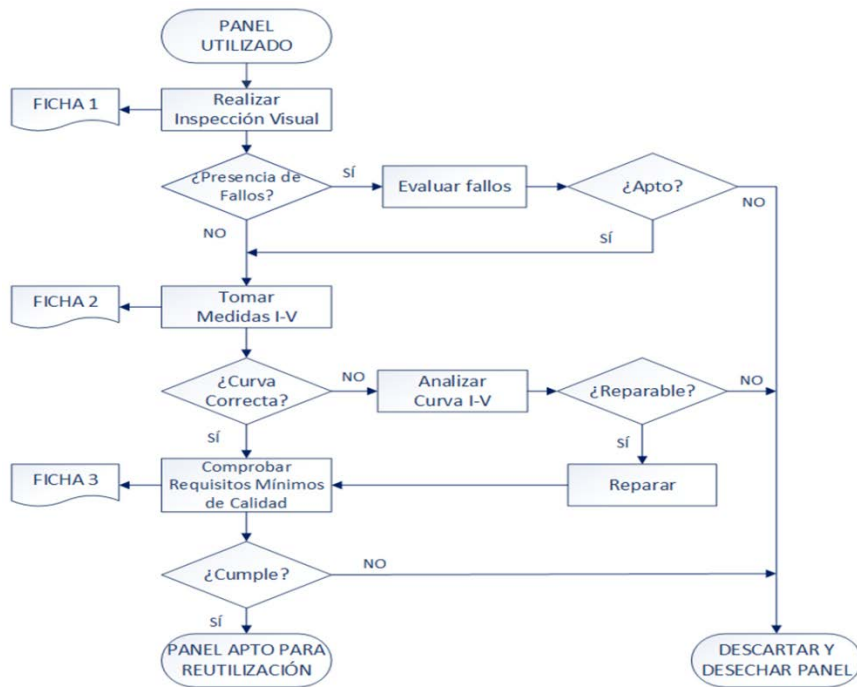


Figura 1. Esquema del procedimiento de selección de un panel fotovoltaico usado

Como se puede ver en la Fig. 1 se han definido dos etapas básicas, una inspección visual y una curva I-V. Además, se han elaborado unas fichas electrónicas que facilitan la gestión de los paneles revisados.

El procedimiento de realización del ensayo de inspección visual sigue la normativa especificada en UNE-EN 61215 (MQT 01). Se ha de realizar por un técnico cualificado en un tiempo estimado en 5-10 minutos.

Para los paneles aptos, mediante la medida de sus curvas IV, se determinan los valores de corriente de cortocircuito, tensión en circuito abierto, tensión y voltaje a potencia máxima y potencia máxima.

El procedimiento de ensayo para la toma de estas medidas, es regulado por la normativa UNE-EN 61215 (MQT 02). Se ha de realizar por un técnico cualificado y el tiempo de realización estimado es de 20 minutos.

Si el panel cumple con los requisitos de calidad definidos, se considerará apto para su reutilización. Si, por el contrario, no los cumple, se evaluará si es reparable o no. Si no lo es, se descarta y desecha. La única reparación que se ha considerado viable económicamente en este estudio es la sustitución de alguno de los diodos de by-pass.

## ESTUDIO ECONÓMICO

El estudio realizado en el proyecto se centra en instalaciones fotovoltaicas de máximo de 20 kW de potencia, orientadas al autoconsumo ,conectadas a red, sujetas a compensación por los excedentes de energía vertida a la red y realizadas a partir de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino.

Para el caso de instalaciones de autoconsumo en España, las normas de aplicación son el Real Decreto-Ley 15/2018 (BOE, 2018) y su desarrollo normativo el RD 244/2019 (BOE, 2019). Esta última norma, busca fomentar las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo y apoyar las iniciativas de instalaciones a nivel particular.

Este estudio comprende varios apartados; el primero relativo a los costes estimados de la evaluación técnica, la compra, el transporte y la reparación de los paneles reutilizados. El segundo apartado está relacionado con el coste económico de una instalación fotovoltaica. Finalmente se ha hecho un estudio comparativo con los costes de una instalación con paneles solares nuevos. Para ello se han analizado los tiempos de cada proceso y el precio de mercado de los paneles tanto usados como nuevos. Además, se ha tenido en cuenta toda la normativa legal.

Se ha considerado una instalación sobre un tejado plano libre de sombras de un edificio de la zona geográfica IV según especificaciones del CTE. No se contemplan los costes debidos a adquisición del terreno, ya que se supone que estos son independientes del estado del panel, nuevo o usado, que se emplee.

Se han evaluado dos casos correspondientes a sendas instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo conectadas a la red de 5 kW (Caso 1) y 20 kW (Caso 2). El estudio económico se ha realizado con un horizonte temporal de rentabilidad a 20 años, siendo los resultados favorables a la reutilización de paneles usados para este periodo.

El estudio económico incluye los cálculos de inversión inicial, financiación, amortizaciones, ahorro de energía debido al autoconsumo, ingresos por la compensación de excedentes de producción, gastos derivados del mantenimiento de la instalación y del seguro e impuestos. A partir de estos cálculos se estiman los flujos de caja anuales y la rentabilidad de la inversión.

Los indicadores económicos tomados son el VAN (Valor Actual Neto), la TIR (Tasa interna de Retorno) y el Pay-Back o plazo de recuperación de la inversión.

### EVALUACIÓN DEL COSTE DE INSTALACIÓN

El primer paso ha sido la evaluación del coste de los paneles usados. Para ello se ha tenido en cuenta además del precio final de cada panel, el coste de su selección por un experto, el transporte, la realización de las medidas I-V y la eventual reparación de alguno de ellos. Los costes se han estimado a partir de los precios de mercado que se pueden encontrar en la red y solicitando en algún caso presupuestos de la actividad. A pesar de que los paneles usados suelen estar en buenas condiciones se ha trabajado con un supuesto muy riguroso, suponiendo que solamente pasan las dos revisiones, visual y curvas IV, un 18% de los revisados. En la tabla 1 se presenta un resumen de los resultados.

Tabla 1. Estimación coste de un panel reutilizado

<b>ESTUDIO COSTE REUTILIZACIÓN - 100 PANELES</b>			
<b>ETAPA</b>	<b>Nº PANELES</b>		<b>COSTE (€)</b>
	<b>INICIAL</b>	<b>FINAL</b>	
Inspección Visual	100	25	340
Adquisición	25		200
Transporte	25		120
Toma de Medidas I-V	25	<b>18</b>	350
Reparación	9		67,5
Desechado Paneles NO aptos	7		14
<b>TOTAL PANELES APTOS</b>	<b>18</b>		
<b>Coste Total Proceso (€)</b>			<b>1.091,50</b>
<b>Coste Total / Panel Apto (€)</b>			<b>60,64</b>

Con estos datos en la tabla 2 se presentan los resultados de una comparativa a 20 años de la rentabilidad económica de dos plantas de 5 y 20 kW con paneles nuevos y reutilizados. Con el fin de tener en cuenta la posible mayor degradación de algunos de los paneles reutilizados, se ha incluido como condición en el estudio la sustitución del 50% de los paneles reutilizados de las instalaciones tras 10 años de actividad.

En primer lugar, se han comparado las instalaciones de las plantas asumiendo que la potencia total de generación de los paneles usados debe ser igual a la de los nuevos. Para que esto sea posible es necesario instalar un mayor número de paneles usados, 2 en el caso de una planta de 5 kW y 6 para una de 20 kW. A priori esto puede ser una desventaja porque se requerirá disponer de una superficie mayor para instalar los paneles reutilizados junto con los soportes adicionales correspondientes. Sin embargo, su influencia en los resultados finales es poco significativa.

La producción de energía media, así como los excedentes medios, son superiores en las instalaciones de paneles reutilizados y son capaces de abastecer el total de las necesidades de autoconsumo (definidas para este estudio como el 90% de la potencia inicial de la instalación) durante el periodo estudiado mientras que las instalaciones de paneles nuevos no alcanzan la producción necesaria para abastecer el consumo necesario durante los últimos años. Esto es debido a la degradación de las células que en el caso de los paneles reutilizados es menor a causa del reemplazamiento del 50% de los paneles reutilizados a los 10 años de la instalación.

Tabla 2. Resultados Proyección Futura del Estudio de Reutilización (20 Años)

Proyección	CASO 1 - 5 kW:			CASO 2 - 20 kW:		
	Nuevos	Reutilizados	Diferencia	Nuevos	Reutilizados	Diferencia
<b>INSTALACIONES</b>						
Potencia por Panel (Wp)	330,00	298,32	- 9,60%	330	298,32	- 9,60%
Nº Paneles	15	17	+ 2 Paneles	61	67	+ 6
Potencia Total	4950	5071,44	+2,45%	20130	19987,44	-0,7%
Superficie Ocupada por paneles (m <sup>2</sup> )	29,76	33,73	+ 13,33%	121,02	132,93	+ 9,84%
<b>PRODUCCIÓN ENERGÍA</b>						
Producción Media Anual (kWh)	5.159,11	6.136,89	+ 18,95%	20.980,37	24.049,48	+ 14,63%
Excedentes Medios Anuales (kWh)	1.173,82	1.679,09	+ 43,04%	4.963,26	6.273,67	+ 26,40%
<b>RESULTADOS ECONÓMICOS</b>						
Desembolso Total en Paneles	1.950,00 €	1.576,64 €	- 19,15%	7.930,00 €	6.124,64 €	- 22,77%
Inversión Total	6.494,07 €	6.454,97 €	- 0,60%	22.694,56 €	22.406,82 €	- 1,27%
Pay-Back Descontado	9 años	7 años	- 22%	7 años	5,5 Años	- 21%
Cash Flow Acumulado (Año 20)	17.324,13 €	20.344,02 €	+ 17,43%	73.179,39 €	83.538,56 €	+ 14,16%
VAN (Año 20)	<b>3.251,59 €</b>	<b>4.350,00 €</b>	<b>+ 33,78%</b>	<b>18.425,90 €</b>	<b>22.102,00 €</b>	<b>+ 19,95%</b>
Rentabilidad - TIR (Año 20)	<b>13%</b>	<b>15%</b>	<b>+ 2%</b>	<b>17%</b>	<b>18%</b>	<b>+ 1%</b>

Para

calcular los resultados económicos se han supuesto las condiciones de financiación que aparecen en la tabla 3. Además, se ha tenido en cuenta la sustitución del 50% de los paneles reutilizados al cabo de 10 años, incluyendo el coste de los paneles y la mano de obra necesaria.

Tabla 3. Supuesto financiación instalación de 5 kW paneles nuevos

<b>Presupuesto total</b>	6.494,07 €
<b>Fondos propios (20%)</b>	1.298,81 €
<b>Préstamo (80%)</b>	5.195,26 €
<b>Tipo de interés</b>	2,00%
<b>Años Crédito</b>	10
<b>Forma de liquidación</b>	Amortización Lineal

De nuevo, los resultados económicos, objeto de este estudio, son también mejores cuando se emplean paneles reutilizados. Por supuesto en el cálculo se ha incluido el coste de la sustitución al cabo de 10 años del 50% de los paneles reutilizados, manteniendo el mismo tipo de financiación, aunque en muchas ocasiones, debido al coste limitado de esta segunda operación, puede no ser necesaria la financiación de la misma. En cualquier caso, este menor coste de la instalación de paneles reutilizados, es debido a su precio inferior, que disminuye la inversión total inicial, especialmente en el caso de la instalación de 20 kW, reduciendo el tiempo de recuperación de la inversión. Esto implica que comiencen a generarse beneficios (ahorro energético debido al autoconsumo y a la producción de excedentes) antes de lo que se producirían en una instalación de paneles nuevos.

Estos mejores resultados se reflejan en los indicadores económicos estudiados, tanto el plazo de recuperación de la inversión, como el VAN y la TIR que en el año 20 son superiores para los casos de paneles reutilizados.

#### TRABAJOS EN CURSO

Los paneles bifaciales (Luque, 1979) son actualmente unas de las principales tendencias en la industria fotovoltaica. Debido a su mayor rendimiento (Janssen, 2015) con la misma superficie cada vez hay más instalaciones fotovoltaicas que utilizan paneles de este tipo, especialmente en emplazamientos con alto albedo como techos blancos, grava, etc., todo ello aun cuando tengan un precio superior al de los paneles tradicionales. Por ello hemos creído interesante

comenzar un estudio comparativo similar determinando tanto el coste de una instalación con paneles bifaciales nuevos, así como con bifaciales reutilizados. A pesar de que todavía no hay un mercado de segunda mano significativo de este tipo de paneles, para el estudio se estimará su posible coste.

## CONCLUSIONES

Del estudio realizado se deduce que, si se dispone del espacio necesario para poder instalar la potencia necesaria en paneles reutilizados, resulta más económico, rentable y se obtienen mayores beneficios al instalar paneles reutilizados, al menos en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo de hasta 20 kW (límite de potencia de este estudio).

Una instalación fotovoltaica de autoconsumo realizada a partir de paneles reutilizados es capaz de abastecer el total de las necesidades energéticas de consumo de la misma forma que una instalación de paneles nuevos. Es decir, a partir de paneles reutilizados se consiguen valores de producción energética muy semejantes a los obtenidos mediante módulos nuevos. Lo mismo ocurre con los excedentes.

La rentabilidad, entendida como la relación entre la inversión y los beneficios, es superior al 7,09% exigido para este tipo de instalaciones (UNEF, 2019) y aumenta en comparación al valor obtenido para las instalaciones de paneles nuevos.

La reutilización de paneles es, por consiguiente, una forma de dar una segunda vida a los paneles desechados y de conseguir ventajas económicas en las instalaciones fotovoltaicas (en comparación con la instalación de paneles nuevos), como la reducción de la inversión y la obtención de beneficios.

La contribución con el medioambiente es también notable. Mediante la reutilización se prolonga la vida útil de los paneles, evitando así la fabricación de paneles nuevos y su respectiva inversión energética. La reducción en la inversión inicial al instalar paneles reutilizados fomenta la energía fotovoltaica reduciendo la huella ambiental debida a la utilización de energías procedentes de fuentes no renovables.

Por otra parte, dado el crecimiento de la energía solar fotovoltaica en los últimos años, es previsible un aumento de paneles utilizados en el mercado. Este incremento del número de paneles hará disminuir su coste y, por lo tanto, es previsible que haya medidas para fomentar la reutilización de módulos.

## AGRADECIMIENTOS

Proyectos ENE2017-89561-C4-R-3 y DOCTOR-PV. RETOS-2017. REF.: SRTC1700C006712XV0. Ministerio Economía, Industria y Competitividad. Proyecto VA081U16. Junta de Castilla y León.

## REFERENCIAS

Boletín Oficial del Estado, BOE. (2018) Medidas Urgentes para la Transición Energética y la Protección de los Consumidores. *Real Decreto-Ley 15/2018*.

Boletín Oficial del Estado, BOE. (2018) Fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. *Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo*.

Boletín Oficial del Estado, BOE. (2019) Regulación de las Condiciones Administrativas, Técnicas y Económicas del Autoconsumo de Energía Eléctrica. *Real Decreto 244/2019*.

González Cano, M. (2020) Estudio Económico de la Reutilización de Paneles Solares en Pequeñas Instalaciones Fotovoltaicas. *Universidad de Valladolid*.

Henze V. (2020) Scale-up of Solar and Wind Puts Existing Coal, Gas at Risk. *Bloomberg NEF*. In press.

Janssen, Gaby J.M., Van Aken Bas B., Carr Anna J., Mewe Agnes A., (2015) Outdoor Performance of Bifacial Modules by Measurements and Modelling. *Energy Procedia, Volume 77, , pp 364-373*.

Jordan D. C., and Kurtz S. R. (2013) Photovoltaic degradation rates—an analytical review. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), 12-29.

Köntges M., Kurtz S., Packard C.E., Jahn U., Berger K.A., Kato K., Friesen T., Liu H., Van Iseghem M. and Wohlgemuth J. (2014) Review of Failures of Photovoltaic Modules. *International Energy Agency, IEA*.

Luque A. (1979) Double-Sided Solar Cell With Self-Refrgerating Concentrator. *US4169738A*

Pearsall N. (2016) *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems. Modelling, Measurement and Assessment*. pp 71-74. Woodhead Publishing.

Prajapati V., John J., Yang X., Mischke W. and Hong J. (2010) Silane free high-efficiency industrial silicon solar cells using dielectric passivation and local BSF. *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition - European Photovoltaic Solar Energy Conference EUPVSEC 2010*.

Unión Española Fotovoltaica, UNEF. (2019) Informe Anual 2019: El sector fotovoltaico impulsor de la transición energética. *Unión Española Fotovoltaica, UNEF*.

Weckend S., Wade A., and Heath G.A. (2016) End of Life Management: Solar Photovoltaic Panels. *National Renewable Energy Lab.(NREL)*.



**RECENTES AVANÇOS NA LITERATURA DE REACTORES TERMOQUÍMICOS PARA PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS SOLARES****Miranda M.\*, Bulfin B.\*\***

\* Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Estrada Paço do Lumiar 22, 1649-038 Lisboa, Portugal,

[miguel.miranda@lneg.pt](mailto:miguel.miranda@lneg.pt)

\*\* ETHzurich - Department of Mechanical and Process Engineering, Sonneggstrasse 3, 8092 Zürich, Switzerland,

[bulfinb@ethz.ch](mailto:bulfinb@ethz.ch)<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2055>**RESUMO**

Este trabalho visa apresentar os principais resultados obtidos na revisão da literatura científica sobre “reactores termoquímicos para produção de combustíveis solares com recurso à energia solar de concentração”. Esta informação resulta da participação do LNEG no projeto SFERA-III mais especificamente na Subtask 8.2 - Protocols for monitoring and evaluating the performance of solar reactors. Para tal foram analisadas detalhadamente mais de 200 publicações científicas, desenvolvido um formulário personalizado em Visual Basic for Applications (VBA), desenvolvida uma base de dados em Excel para manipulação, organização e sistematização da informação. Esta informação foi agrupada em função das áreas: a) gaseificação, b) pirólise e c) reacções redox. Para cada área, a informação foi sistematizada considerando o tipo de trabalho: i) Experimental (E), ii) Modelação (M), iii) Simulador Solar (SS) e iv) Modelação em Simulador Solar (M+SS). Foi ainda desenvolvida uma análise estatística para os parâmetros experimentais temperatura, pressão, tempo, concentração solar e número de ciclos.

**PALAVRAS-CHAVE:** Revisão Bibliográfica, Reactores, Combustíveis Solares, Energia Solar de Concentração

**ABSTRACT**

The purpose of this work is to present the main results obtained in the review of the scientific literature on the topic of thermochemical reactors for the production of solar fuels using solar energy of concentration. This information results from LNEG's participation in the SFERA-III project, more specifically in the Subtask 8.2 - Protocols for monitoring and evaluating the performance of solar reactors. For that, more than 200 scientific publications were thoroughly analyzed, developed a customized form in Visual Basic for Applications (VBA), and developed an Excel database in order to organize accordingly all information. This information was then grouped according to the following main areas: a) gasification, b) pyrolysis, and c) redox reactions. For each area, the information was structured considering the type of work: i) Experimental (E), ii) Modeling (M), iii) Solar Simulator (SS) and iv) Modeling in Solar Simulator (M + SS). A statistical analysis was also carried out for the experimental parameters temperature, pressure, time, solar concentration and number of cycles.

**KEYWORDS:** Literature Review, Solar Reactors, Solar Fuels, Solar Energy Concentration

## INTRODUÇÃO

O consumo de energia tem vindo consecutivamente a aumentar desde os meados do século passado resultado de um acentuado desenvolvimento industrial, económico e social. Consequentemente, a necessidade de desenvolver novas fontes e de energia renovável tem vindo a materializar-se como questão prioritária na maioria dos países industrializados. Os combustíveis nas suas mais variadas tipologias são globalmente considerados como um dos transportadores de energia mais polivalentes e actualmente utilizados na economia global moderna estando. Assim, a reforma deste sector é fundamental não só na componente de diversidade de produção e utilização de diferentes tipos de combustíveis, no impacto ambiental resultante da sua produção/utilização, como também, na implementação de um sistema regulatório mais adequado através do desenvolvimento de políticas mais direccionados ao sector (desenvolvimento de medidas regulatórias de apoio visando a criação de uma base sustentável de mercado).

No entanto, o papel no debate social e tomada de decisões para as diferentes opções de produção de combustíveis (nomeadamente no tipo e custos de produção, cotas de exploração e preço de mercado, emissões poluentes e segurança) são ainda alguns dos aspectos que terão de ser definidos. Independentemente do tipo de combustível produzido e o recurso energético necessário à sua produção, a energia solar de concentração (CSP) apresenta-se como uma fonte renovável de elevado potencial para conversão de energia solar em energia térmica e química de ampla gama de aplicações podendo, deste modo, ser facilmente integrado nos processos de produção.

Actualmente têm vindo a ser desenvolvidos alguns estudos que visam monitorizar e avaliar o desempenho da produção de combustíveis solares por via de diferentes processos termoquímicos, nomeadamente a gaseificação, a pirólise e a reacções redução-oxidação (*redox*), objectivando a padronização de procedimentos de teste de materiais quimicamente activos, bem como a definição de valores padrão de mérito para avaliação de desempenho na produção de combustíveis em reactores solares. A padronização de procedimentos e a definição de métricas específicas para a avaliação da produção de combustíveis solares permitirá potenciar a utilização das infra-estruturas já existentes dado que facilita a comparação directa de resultados na produção de combustíveis solares de diferentes tipos e origens, em diferentes instalações, processos termoquímicos e condições de operação.

## REACTORES E COMBUSTÍVEIS SOLARES

Uma possível abordagem passa por uma análise dos reactores considerando a natureza física dos produtos finais (combustíveis solares) dado que a diversidade das matérias-primas ou materiais de uso final (diferentes tipos de resíduos) com potencial para conversão termoquímica podem impactar consideravelmente na configuração dos reactores e, consequentemente, na natureza física e química do combustível produzido (ex. produção de hidrogénio, gás de síntese e outros hidrocarbonetos líquidos e sólidos). Devido à sua natureza física e química e considerando as actuais configurações e tecnologias existentes nos processos de refinação petroquímica, alguns destes combustíveis podem ser directamente integrados neste tipo de processos com benefícios económicos e ambientais (utilização do hidrogénio como um constituinte fundamental no processo de refinação) (Miranda et al., 2015). De fato, os combustíveis líquidos sintéticos obtidos por via do gás sintético produzido em processos termoquímicos com recurso a energia solar apresentam-se como um meio promissor de energia renovável e sustentável.

Independentemente de como comparar e avaliar a produção de combustíveis solares, a concepção de reactores é uma das etapas fundamentais do processo. De forma genérica os reactores podem ser classificados de acordo com a sua tipologia como sendo: i) reactores descontínuos (*batch*) e ii) reactores contínuos (Ronald et al., 1998) ou considerando o modelo de integração de calor (energia solar de concentração) no meio reaccional (Figura 1) (Elvira et al., 2016).

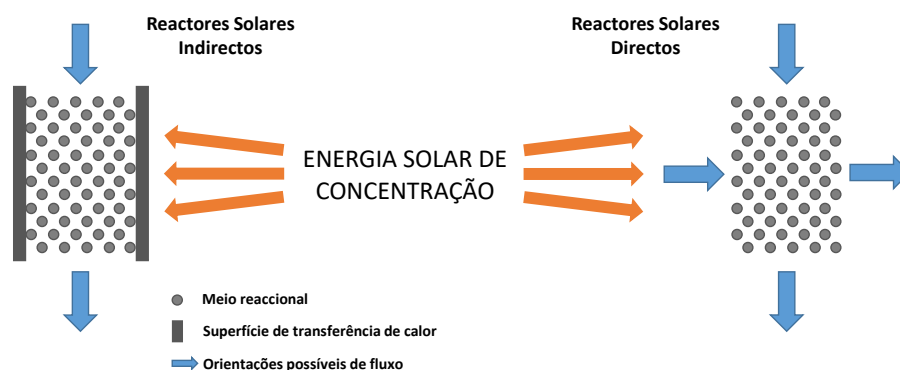


Fig. 1. Classificação genérica de reactores solares considerando o modelo de integração de calor no meio reaccional



Para além das classificações existentes e usadas como estruturas genéricas representativas dos modelos de reactores, estes também podem ser classificados de acordo com a natureza física do combustível produzido dado que, processos específicos podem resultar em configurações de reactores distintos. Alguns aspectos que refletem bem estas diferenças estão relacionadas com o modo de irradiação do reactor (directo ou indirecto), o tipo e o material utilizado no meio reaccional, as condições de operação e, ainda, a necessidade de utilizar um fluido de transferência de calor para distribuir adequadamente a temperatura no reator.

Para além do anteriormente referido, ao considerar diferentes processos termoquímicos (gaseificação, pirólise ou reacções *redox*), a natureza física dos compostos produzidos (gasosos, líquidos ou sólidos) podem originar fenómenos distintos no meio reaccional. As condições de operação e as condições específicas de transferência de massa e energia no meio reaccional são factores críticos no desenho de reactores solares (Koepef et al., 2017).

## METODOLOGIA

Considerando os Indicadores de Desempenho (ID) definidos como sendo: i) qualidade do combustível produzido e seletividade do processo (composição e pureza), ii) estabilidade cíclica a longo prazo para materiais e estruturas, iii) produção específica de combustível (conversão em massa) e iv) eficiência energética solar do combustível (conversão em energia) para a produção de combustíveis solares por via dos processos termoquímicos, foram analisadas mais de 200 publicações e definidas as principais áreas de pesquisa como sendo: a) gaseificação, b) pirólise e c) reacções *redox*. Posteriormente e para uma mais adequada sistematização da informação, foram desenvolvidos dois subgrupos designados de “tipo de trabalho” e “parâmetros experimentais” para cada uma das áreas de pesquisa. O organigrama da revisão bibliográfica referente às áreas de pesquisa e subgrupos definidos é apresentado na Figura 2 (Miguel and Azevedo, 2020).

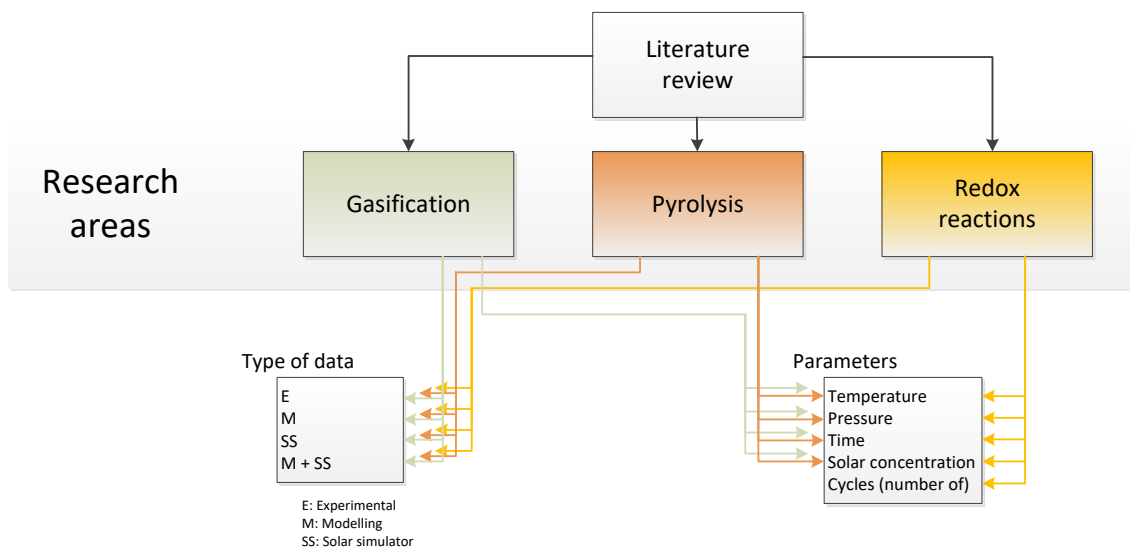


Fig. 2. Estrutura conceptual da revisão bibliográfica das principais áreas de pesquisa e definição dos subgrupos de informação “tipo de trabalho” e “parâmetros experimentais”

No subgrupo “parâmetros experimentais”, e tendo em vista a análise estatística dos dados, considerou-se toda a informação reportada nas publicações relativamente às condições experimentais de temperatura, pressão, tempo, concentração solar e ciclos. Esta informação corresponde um valor específico, ou a um intervalo de valores, do parâmetro experimental em análise e ao qual se denominou de “total de entradas”.

Relativamente ao subgrupo “tipo de trabalho”, este foi definido com a seguinte estrutura:

→ Experimental (E), que corresponde aos trabalhos publicados onde se divulgam estudos baseados na avaliação de condições experimentais usando radiação solar direta ou indirecta;

→ Modelação (M), que corresponde aos trabalhos publicados onde se divulgam estudos baseados na avaliação de condições experimentais e também desenvolveram modelos teóricos que descrevem, entre outros, o efeito das condições experimentais, desenho e desempenho do reactor, desenvolvimento de modelos cinéticos, condições de transferência de energia ou massa e formação de produtos de reacção;

→ Simulador Solar (SS), que corresponde aos trabalhos publicados onde se divulgam estudos baseados na avaliação de condições experimentais em instalações solares interiores com recurso a um conjunto de lâmpadas destinadas a simular energia solar concentrada;

→ Modelação em Simulador Solar (M + SS), que corresponde aos trabalhos publicados onde se divulgam estudos baseados na avaliação de condições experimentais e também desenvolveram modelos teóricos que descrevem, entre outros, o efeito das condições experimentais, desenho e desempenho do reactor, desenvolvimento de modelos cinéticos, condições de transferência de energia ou massa e formação de produtos de reacção em instalações solares interiores com recurso a um conjunto de lâmpadas destinadas a simular energia solar concentrada.

Considerando a significativa quantidade e diversidade de informação encontrada e a necessidade de organizar e agrupar de forma sistemática tendo em vista o apoio à definição dos critérios de semelhança, desenvolveu-se um formulário personalizado em *Visual Basic for Applications* (VBA) (Figura 3). Este formulário permite não só gerar automaticamente uma base de dados em Excel como também uma melhor e mais fácil manipulação da informação.

Fig. 3. Interface gráfica relativa à revisão bibliográfica (*Visual Basic for Applications*)

## RESULTADOS

Considerando a estrutura conceptual da revisão bibliográfica apresentada na Figura 2 e para a área de pesquisa gaseificação, os resultados obtidos para o tipo de trabalho E, M, SS e M+SS, desagregados por ano de publicação são apresentados na Figura 4. Para esta área de pesquisa a revisão bibliográfica revelou um total de 119 publicações entre 2003 e 2019, embora com maior incidência nos anos de 2008, 2015, 2017 e 2018 (respectivamente com 10, 12, 17 e 18 publicações/ano). Deste universo foram publicados 68 estudos referentes ao tipo de trabalho E (dos quais 11 no ano de 2015 e 14 em 2017), 27 estudos referentes ao tipo de trabalho M (com 14 publicações equitativamente repartidas pelos anos de 2008 e 2018), 18 outros estudos referentes ao trabalho tipo SS (com 5 publicações em 2018) e cerca de 6 estudos para o trabalho tipo M+SS (registado apenas para os anos de 2005, 2018 e 2019).

Considerando ainda a área de pesquisa gaseificação, na Figura 5 são apresentados os resultados obtidos para o parâmetro experimental temperatura. De acordo com a informação obtida, verificou-se uma maior incidência na realização de trabalho experimental (número total de 86 entradas), das quais 53 correspondem ao tipo de trabalho E, 18 ao tipo M, 10 ao tipo SS e 5 ao tipo M+SS. Relativamente à gama de temperaturas apresentadas nos estudos, estas variam entre os 140 °C e os 1577 °C para o tipo E, entre os 127 °C e os 1773 °C para o tipo M, entre 500 °C e os 1500 °C para o tipo SS e 300 °C a 1177 °C para os trabalhos classificados como M+SS.

Ainda no âmbito da área de pesquisa gaseificação e considerando o parâmetro experimental pressão, a revisão bibliográfica revelou a publicação de 16 estudos, dos quais 11 são afectos ao tipo de trabalho E, 2 ao tipo M e 3 ao tipo SS, nos anos de 2003, 2010 a 2011 e 2014 a 2018. A gama de valores de pressão reportada nos diversos estudos e para o tipo de trabalho E variou entre 0.1 MPa a 30 MPa, entre 0.02 MPa a 1 MPa para o tipo M e de 0.1 MPa a 3 MPa para o tipo SS (este último apenas no ano de 2018). Não se encontraram publicações referentes ao tipo de trabalho M+SS. O número total de entradas considerado para este parâmetro foi de 19.

No que diz respeito ao parâmetro experimental tempo, foram encontradas cerca de 33 publicações entre 2005 e 2019, das quais 15 pertencem ao tipo de trabalho E, 8 ao tipo M, 7 ao tipo SS e apenas 3 ao tipo M+SS. Destaca-se que a gama de tempos variou entre alguns segundos (Z'Graggena et al., 2007; Müller et al., 2017; Palumbo et al., 2015) e os 720 min (Piatkowski et al., 2011), este último através da gaseificação de material carbonáceo para produção de gás de síntese, a temperaturas de 1217 °C e quando submetido a fluxos radiativos até 2560 sois.

Relativamente ao parâmetro experimental concentração, foram publicados 19 estudos, 1 em 2003 (Zedtwitz e Steinfeld, 2003) sobre gasificação de carvão para produção de gás de síntese através da utilização de energia solar concentrada como fonte de alta temperatura de processo e os restantes entre 2006 e 2018. Destas publicações, 12 são referentes ao tipo de trabalho E, 6 ao tipo M (entre 2006 e 2011) e apenas 1 do tipo SS (em 2018). Não foram encontradas nenhuma publicações referentes ao tipo de trabalho M+SS. Os níveis de concentração solar apresentados nos estudos variam entre 150 sois e os 10000 sois na componente experimental, entre 842 sois e 5000 sois em trabalhos de modelação e entre os 879 sois e os 1266 sois em instalações de simulação solar.

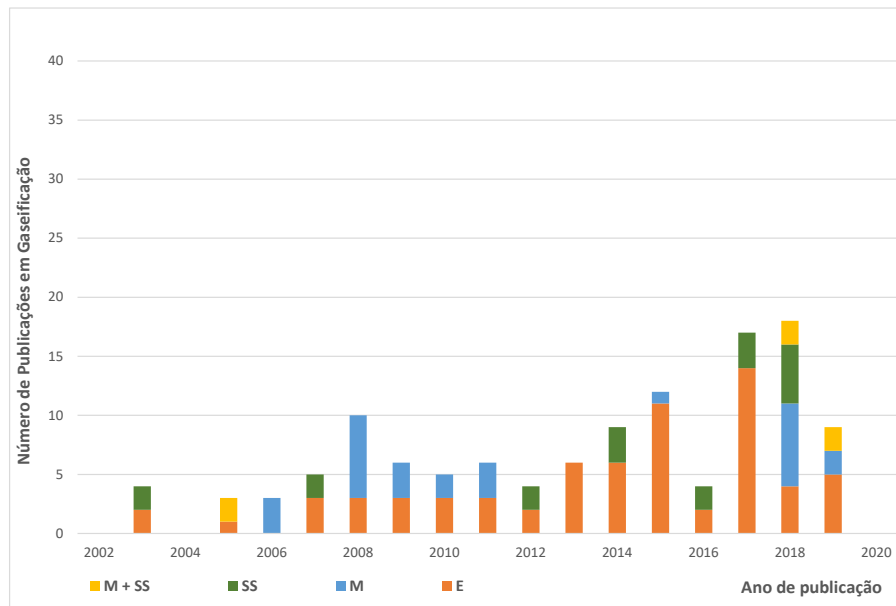


Fig. 4. Publicações na área de gaseificação agrupadas de acordo com o tipo de trabalho E, M, SS e M+SS (número total de publicações: 119)

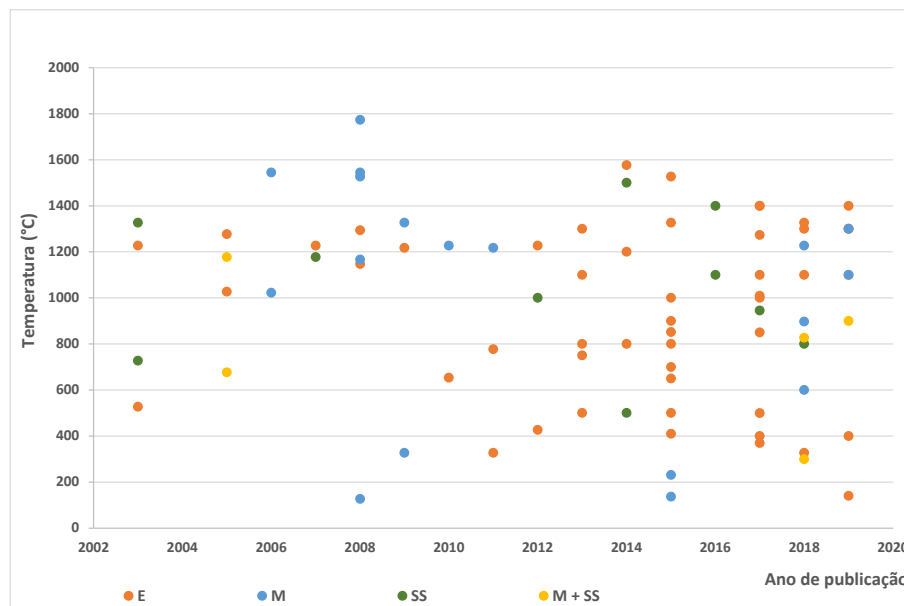


Fig. 5. Publicações na área de gaseificação para o parâmetro experimental temperatura (agrupadas de acordo com o tipo de trabalho E, M, SS e M+SS (número total de entradas: 86)

Considerando igualmente a estrutura conceptual da revisão bibliográfica apresentada na Figura 2, os resultados obtidos para o tipo de trabalho E, M, SS e M+SS, relativos à área de pirólise e desagregados por ano de publicação são apresentados na Figura 6. Para o presente caso apenas se encontraram 28 estudos, publicados entre 2014 e 2018, dos quais 19 referentes ao tipo de trabalho E, 5 ao M, 3 ao SS e apenas 1 ao tipo M+SS (todos publicados em 2018).

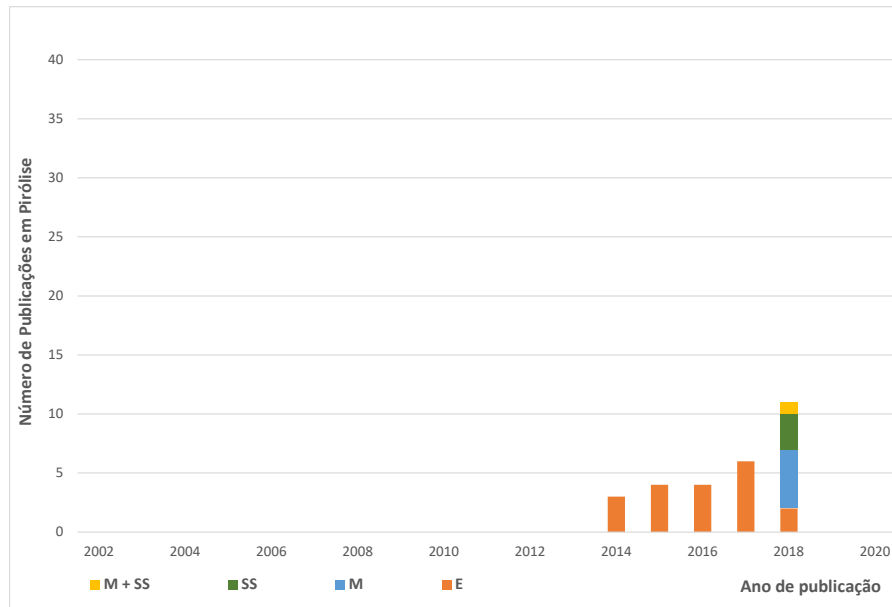


Fig. 6. Publicações na área de pirólise agrupadas de acordo com o tipo de trabalho E, M, SS e M+SS (número total de publicações: 28)

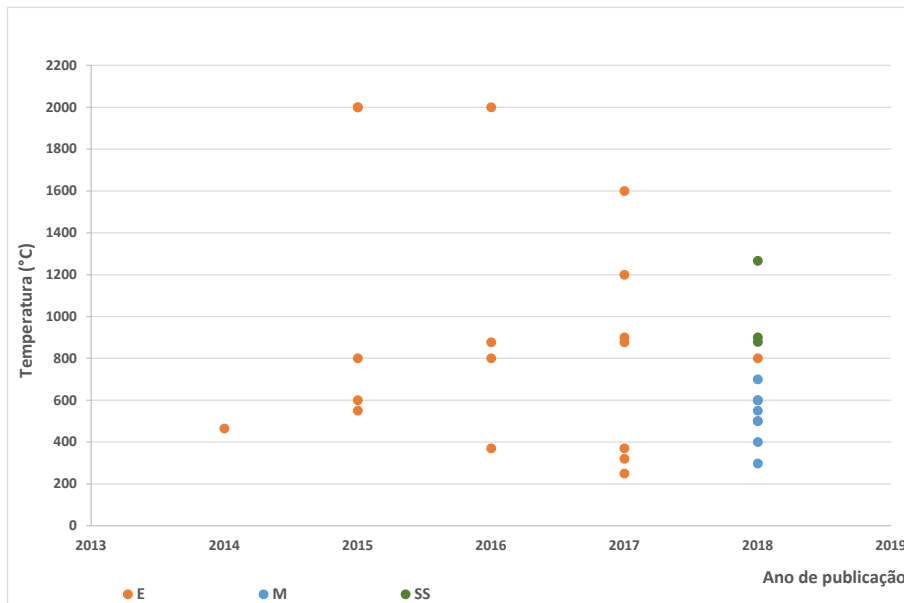


Fig. 7. Publicações na área de pirólise para o parâmetro experimental temperatura (agrupadas de acordo com o tipo de trabalho E, M, SS e M+SS (número total de entradas: 29)

No que diz respeito ao parâmetro experimental temperatura, os resultados obtidos são apresentados na Figura 7. De acordo com o total de publicações (15) e considerando apenas um número total de entradas de 29, a componente experimental continua a apresentar a maior quantidade de entradas. Assim, considerou-se um total de 19 entradas para o tipo E, seguido do tipo M com 7 entradas e apenas 3 entradas para o tipo de trabalho SS. As gamas de valores apresentadas para a temperatura variam entre 250 °C e os 2000 °C para o tipo E enquanto que, para o tipo de trabalho M variam entre 298 °C e 700 °C e para o tipo SS entre 879 °C e os 1266 °C.

Relativamente ao parâmetro experimental pressão, registou-se a publicação de 7 estudos (entre 2014 e 2018), 6 do tipo E (2014 a 2017) e 1 do tipo M (2018), este último propondo um modelo numérico de secagem de biomassa quando submetida a um elevado fluxo radiativo (Pozzobon et al., 2018). Os valores apresentados para este parâmetro experimental variam entre 0.04 MPa e os 1.8 MPa. No que diz respeito ao parâmetro experimental tempo, 4 estudos foram publicados, 3 dos quais são referentes ao tipo E (2014, 2017 e 2018) e 1 ao tipo M (2018). Os tempos apresentados variam entre os 53 min e os 230 min. Relativamente aos níveis de concentração solar, registou-se a publicação de 2 estudos em 2018 referentes aos tipos de trabalho SS e M+SS (respectivamente a 700 e 1788 sois).

À semelhança do anteriormente apresentado, os resultados obtidos relativos à área de reacções *redox* referentes ao tipo de trabalho E, M, SS e M+SS e desagregados por ano de publicação são apresentados na Figura 8. Para o presente caso foram contabilizadas 233 publicações entre 2004 e 2019 e, apesar do maior número, registou-se a mesma tendência quando comparado com as áreas de gaseificação e pirólise. Assim, foram consideradas 135 publicações para o tipo de trabalho E, 71 ao tipo M, 17 ao tipo SS e 10 ao tipo M+SS.

Relativamente ao parâmetro experimental temperatura (Figura 9) foram consideradas cerca de 260 entradas. Destas, cerca de 162 estão associadas ao tipo de trabalho E, 72 do tipo M e 13 para cada uns dos tipos SS e M+SS. As gamas de temperatura variaram entre 100 °C e 2377 °C (tipo E), entre 27 °C e 2727 °C (tipo M), entre 827 °C e 1627 °C (tipo SS) e entre 740 °C e 1977 °C (tipo M+SS).

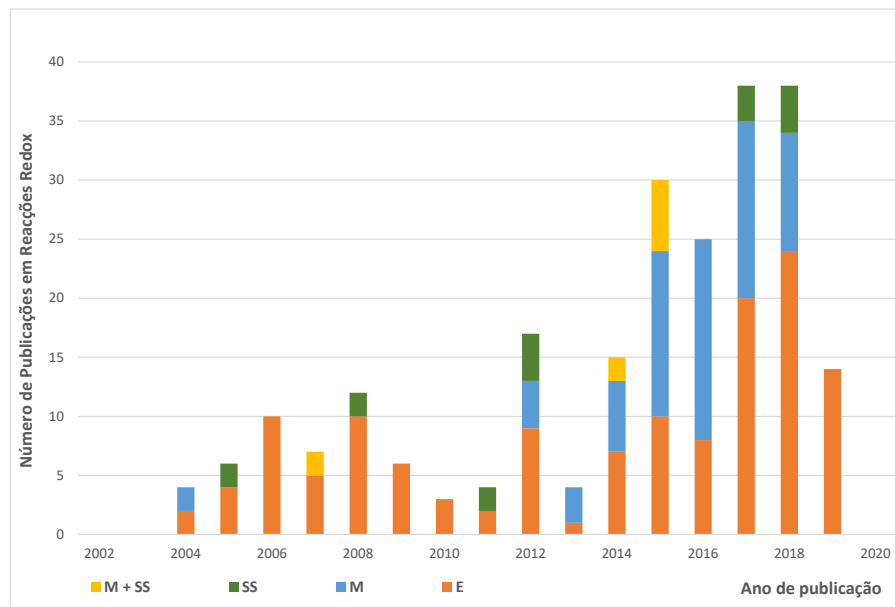


Fig. 8. Publicações na área de reacções *redox* agrupadas de acordo com o tipo de trabalho E, M, SS e M+SS (número total de publicações: 233)



Fig. 9. Publicações na área de reacções *redox* para o parâmetro experimental temperatura (agrupadas de acordo com o tipo de trabalho E, M, SS e M+SS (número total de entradas: 260)

Relativamente ao parâmetro experimental pressão e ainda para a área de reacções *redox*, verificou-se a publicação de 43 trabalhos, 21 para cada tipo de trabalho E e M e apenas 1 para o tipo SS. A gama de valores situa-se entre  $10^{-5}$  MPa e 1 MPa. No que diz respeito ao parâmetro experimental tempo, foram publicados 48 estudos sendo que 29 são referentes ao tipo E, 9 ao tipo M, 6 ao tipo SS e 4 ao tipo M+SS. As variações registadas para este parâmetro vão desde 0.17 min até 60000 min, este último visando a produção de H<sub>2</sub> (Lorentzou et al., 2018). Relativamente aos

níveis de concentração solar, registaram-se 31 publicações das quais 15 correspondem ao tipo E, 13 ao tipo M, 1 ao tipo SS e 2 ao tipo M+SS. Os valores de concentração solar vão desde 72 sois a 10000 sois. No que diz respeito ao número de ciclos realizados, foram publicados 25 estudos maioritariamente em trabalho experimental (21), 1 trabalho do tipo M e 3 do tipo SS. O número de ciclos reportado nos estudos variou entre 3 ciclos a 2000 ciclos.

## CONCLUSÕES

Este trabalho visa apresentar os principais resultados obtidos na revisão da literatura científica sobre reactores termoquímicos para produção de combustíveis solares com recurso à energia solar de concentração. Para tal foram analisadas detalhadamente mais de 200 publicações, desenvolvido um formulário personalizado em VBA, definidas as principais áreas de pesquisa (gaseificação, pirólise e reacções redox) e subgrupos (experimental, modelação, simulador solar e modelação em simulador solar). Foi ainda desenvolvida uma análise estatística para os parâmetros experimentais temperatura, pressão, tempo, concentração solar e número de ciclos.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabalho foi realizado no âmbito do projeto SFERA III, que recebeu financiamento do programa de pesquisa e inovação Horizonte 2020 da União Europeia ao abrigo da convenção de subvenção n.o 823802. Este trabalho integra-se nas Actividades do Projecto de Infraestruturas “INIESC-Infraestrutura Nacional de Investigação em Energia Solar de Concentração” (ALT20-03-0145-FEDER-022113) com financiamento por fundos nacionais através da FCT/MCTES (PIDDAC) e co-financiado pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) do Programa Operacional Regional do Alentejo e do Programa Operacional Regional de Lisboa.

## REFERÊNCIAS

Miranda M. and Azevedo P. (2020). Literature review on reactors towards solar fuel production through thermochemical processes, pp. 1-97, LEN-UEREE-2020-D5.1-IR.

Elvira T., Alfredo I., Javier P., Felipe R., José A.S. (2016). Methodology for thermal design of solar tubular reactors using CFD techniques. *International Journal of Hydrogen Energy*. 41, 19525-19538.

Miranda M., Cabrita I., Alvarez N., Gulyurtlu I. (2015) Integration of Polymeric-base Wastes into Petroleum Refineries, *Book of Advances in Petroleum Engineering II – Petrochemical*, Pant K.K., Sinha S., Bajpai S., Vol. 4, pp. 127-154. Chemical Technology Series, Studium Press LLC-USA (ISBN: 1-62699-043-3)

Ronald W.M., Charles A.M., Bradley A.S. (1998), *Introduction to Chemical Reaction Engineering and Kinetics*, John Wiley & Sons (ISBN: 9780471163398)

Koepf E., Alxneit I., Wieckert C., Meier A. (2017). A review of high temperature solar driven reactor technology: 25 years of experience in research and development at the Paul Scherrer Institute, *Applied Energy*. 188, 620-651.

Z'Graggena A., Haueter P., Maag G., Vidal A., Romero M., Steinfeld A. (2007). Hydrogen production by steam-gasification of petroleum coke using concentrated solar power-III. Reactor experimentation with slurry feeding, *International Journal of Hydrogen Energy*. 32, 992-996.

Müller F., Pozivil P., van Eyk P.J., Villarrazo A., Haueter P., Wieckert C., Nathan G.J., Steinfeld A. (2017). A pressurized high-flux solar reactor for the efficient thermochemical gasification of carbonaceous feedstock, *Fuel*. 193, 432-443.

Palumbo A.W., Sorli J.C., Weimer A.W. (2015). High temperature thermochemical processing of biomass and methane for high conversion and selectivity to H<sub>2</sub>-enriched syngas, *Applied Energy*. 157, 13-24

Zedtwitz P. v. e Steinfeld A. (2003). The solar thermal gasification of coal - energy conversion efficiency and CO<sub>2</sub> mitigation potential, *Energy*. 28, 441-456.

Pozzobon V., Salvador S., Bézian J.J. (2018). Biomass gasification under high solar heat flux: Advanced modelling, *Fuel*. 214, 300-313.

Lorentzou S., Zygogianni A., Pagkoura C. (2018) HYDROSOL-PLANT: Structured redox reactors for H<sub>2</sub> production from solar thermochemical H<sub>2</sub>O splitting, *AIP Conference Proceedings 2033*, 130010/1-130010/11

## ANÁLISE DE DIFERENTES MODELOS DE RADIAÇÃO SOLAR NA APLICAÇÃO DO MÉTODO F-CHART

Gonçalves R.S.<sup>1</sup>, Palmero-Marrero, A.I.<sup>2</sup> e Oliveira A.C.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Federal Institute of Education, Science and Technology of Maranhão - Brazil, [soeiro@ifma.edu.br](mailto:soeiro@ifma.edu.br)  
<sup>2,3</sup> CIENER/INEGI, Universidade do Porto - FEUP, Rua Dr. Roberto Frias, 4200-465 Porto, Portugal, [apalmero@fe.up.pt](mailto:apalmero@fe.up.pt)<sup>2</sup>; [acoliv@fe.up.pt](mailto:acoliv@fe.up.pt)<sup>3</sup>

<https://doi.org/10.34637/cies2020.12056>

### RESUMO

Neste trabalho é efetuada uma análise de diversos modelos para a previsão da radiação na superfície inclinada de coletores solares, aplicados a um sistema de aquecimento de água doméstica e aquecimento ambiente por pavimento radiante, utilizando o método f-chart. O principal objetivo foi analisar a fração solar mensal obtida utilizando modelos selecionados e usando como ferramenta o software Softsun, criado pelos autores deste artigo. Os modelos selecionados foram: Liu and Jordan, Badescu, Reindl, HDKR e Bugler. As variáveis do sistema de estudo (cargas de aquecimento, características do coletor solar térmico, dados climáticos da cidade escolhida – Lisboa, consumos, etc.) foram introduzidas no software Softsun (Gonçalves *et al.*, 2019), obtendo-se a fracção solar mensal. Os resultados foram analisados estatisticamente através da análise de variância ANOVA e o teste de Turkey aplicados aos dados da radiação solar incidente na superfície inclinada, calculadas a partir dos diversos modelos citados, e da respectiva fração solar mensal obtida. Os resultados indicaram que não há diferença significativa, a um nível de significância de 5% em ambos, i.e., radiação solar incidente e fração solar mensal.

PALAVRAS-CHAVE: Radiação solar, Método f-chart, Estatística, Softsun

### INTRODUÇÃO

O método f-chart é um método de cálculo que fornece o desempenho do sistema térmico a longo prazo. Permite estimar a fração da carga de aquecimento que será suprida pela energia solar num dado sistema de aquecimento solar. O cálculo da fração solar mensal é feito através de correlações que relacionam variáveis adimensionais do sistema de aquecimento, correlações que são o resultado de simulações de centenas de sistemas térmicos práticos, sob certas faixas de parâmetros práticos e apropriados. As variáveis adimensionais são designadas por X e Y, em que X relaciona as perdas mensais no coletor com a carga mensal de aquecimento e Y relaciona a energia mensal absorvida no coletor com a carga mensal de aquecimento.

Este método requer basicamente, para previsão do desempenho a longo prazo do sistema térmico, de variáveis de entrada como a área coletora, tipo de coletor e suas características de rendimento térmico, capacidade de armazenamento, taxas de escoamento do fluido de trabalho, carga de aquecimento, dimensão do permutador de calor. Entretanto, a energia mensal absorvida no coletor depende fortemente, além dos parâmetros do coletor, da radiação incidente na sua superfície inclinada, sendo que a sua previsão é feita usualmente a partir de modelos teóricos, disponíveis na literatura, que utilizam dados da radiação incidente na superfície horizontal, normalmente disponíveis em bases de dados meteorológicas de diversos países. Neste contexto, o presente trabalho avalia o desempenho do método f-chart sob o ponto de vista da previsão da radiação na superfície inclinada a partir de cinco modelos clássicos da literatura, a saber: Liu and Jordan (Liu and Jordan, 1960), Badescu (Badescu, 2002), Reindl (Reindl *et al.*, 1990), HDKR (Shukla *et al.*, 2015) e Bugler (Bugler, 1977); faz-se uma análise estatística dos resultados obtidos no cálculo da radiação média mensal incidente e no desempenho a longo prazo (fração solar) do sistema térmico em estudo.

### FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta secção são descritos, de forma sucinta, os modelos teóricos utilizados para a previsão da radiação na superfície inclinada do coletor solar, os quais estão inseridos como uma rotina dentro do fluxograma de cálculo da fração solar do referido software Softsun. Em geral, a radiação na superfície inclinada é a soma das componentes radiação direta ( $\bar{H}_b$ ), radiação refletida ( $\bar{H}_r$ ) e radiação difusa ( $\bar{H}_d$ ), como mostra a equação (1).

$$\bar{H}_T = \bar{H}_b + \bar{H}_r + \bar{H}_d \quad (1)$$

Das três componentes citadas, apenas a radiação difusa apresenta diferenças na expressão a ser inserida na equação (1) para cálculo da radiação total  $\bar{H}_T$ . A radiação difusa é fortemente variável e difícil de se prevêr, sendo função das condições meteorológicas, nebulosidade e índice de claridade. A radiação difusa é composta das parcelas: isotrópica, circunsolar e a horizontal brilhante. A componente da radiação isotrópica é a fração recebida uniformemente do céu como um todo. A componente da radiação circunsolar é a fração recebida de fora da dispersão solar e da secção concentrada do céu em torno do Sol (Windén, 2009). A componente da radiação horizontal brilhante é a fração concentrada próximo do horizonte e é mais óbvia em dias de céu claro (Robison and Stone, 2004). Diante deste contexto, os modelos para previsão da radiação na superfície inclinada são classificados como de céu isotrópico e anisotrópico. Os modelos de Liu and Jordan (Liu and Jordan, 1960) e de Badescu (Badescu, 2002) consideram apenas a componente isotrópica na parcela difusa, e, portanto, são ditos isotrópicos, equações (2) e (3). Os modelos de Reindl (Reindl *et al.*, 1990) e HDKR (Shukla *et al.*, 2015) consideram as três componentes da fração difusa, i.e, isotrópica, circunsolar e horizontal brilhante equações (4), (5). Bugler (Bugler, 1977) sugeriu que o termo anisotrópico da radiação difusa deveria ser acomodado através de uma componente adicional na região circunsolar, e assumiu que o componente adicional do feixe seja de 5 % do feixe direto, equação (6).

O Modelo de Liu and Jordan

$$\bar{H}_\beta = \bar{H} \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}\right) R_b + \bar{H} \rho_g \frac{(1 - \cos\beta)}{2} + \bar{H} \frac{\bar{H}_d (1 + \cos\beta)}{2} \quad (2)$$

O Modelo de Badescu:

$$\bar{H}_\beta = \bar{H} \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}\right) R_b + \bar{H} \rho_g \frac{(1 - \cos\beta)}{2} + \bar{H} \frac{\bar{H}_d (3 + \cos 2\beta)}{4} \quad (3)$$

O Modelo de Reindl:

$$\bar{H}_\beta = \bar{H} \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}\right) \bar{H}_b + \bar{H} \rho_g \frac{(1 - \cos\beta)}{2} + \bar{H} \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \left\{1 - A\right\} \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) \left[1 + \sqrt{\frac{\bar{H}_b}{\bar{H}_g}} \operatorname{sen}^3 \frac{\beta}{2}\right] + A \bar{R}_b \quad (4)$$

O Modelo de HDKR:

$$\bar{H}_\beta = \bar{H} \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}\right) \bar{H}_b + \bar{H} \rho_g \frac{(1 - \cos\beta)}{2} + \bar{H} \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \left\{1 - A\right\} \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) \left[1 + \operatorname{sen}^3 \frac{\beta}{2}\right] \quad (5)$$

O Modelo de Bugler:

$$\bar{H}_\beta = \bar{H} \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}\right) \bar{H}_b + \bar{H} \rho_g \frac{(1 - \cos\beta)}{2} + \bar{H}_d \left[ \left(1 - 0.05 \frac{\bar{H}}{\bar{H}_d}\right) \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) + 0.05 \frac{\bar{H}}{\bar{H}_d} \right] \quad (6)$$

## TRATAMENTO ESTATÍSTICO

A análise estatística é baseada no teste de hipótese, em que as hipóteses nula,  $H_0$ , e alternativa,  $H_1$ , são formuladas como:

$H_0$  - os dados ou populações são iguais,

$H_1$  - os dados ou populações são diferentes

O inverso da função de Fischer,  $F_o$ , dada por  $F_o = f_{inv}(\alpha, a - 1, N - a)$  é calculada e comparada a  $(MSR/MSE)$ , em que MSR é a média do quadrado da regressão com “a-1” graus de liberdade, MSE é a média do quadrado do erro com “N- a” graus de liberdade. Caso  $(MSR/MSE) > F_o$  a hipótese nula é rejeitada, significando que as populações são diferentes para um dado nível de significância  $\alpha$ ; caso contrário as populações são iguais;  $F_o$  é calculada para um intervalo de confiança  $(1 - \alpha) = 0.95$ ; “a” é o número de grupos, e “N” o número total de observações (Montgomery, 2001).



RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na Figura 1 é apresentado o menu principal do software Softsun, e na Figura 2 o submenu de entrada para o método f-chart. Nela aparecem os dados de simulação para o cálculo do desempenho do sistema de aquecimento de água doméstica e aquecimento ambiente por pavimento radiante, simulados para cada um dos cinco modelos de previsão referidos anteriormente.

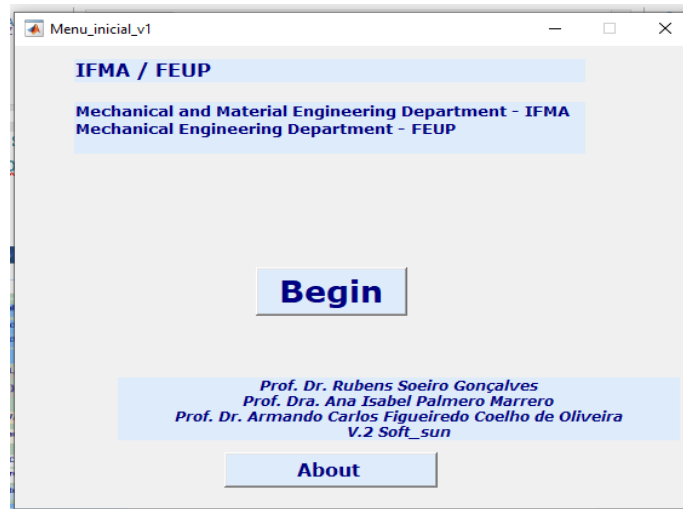


Fig. 1. Menu inicial do Software Softsun

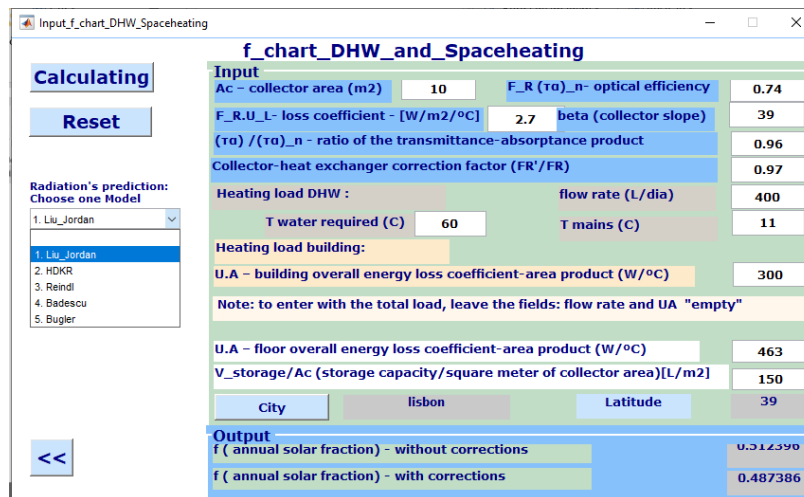


Fig. 2. Um exemplo de submenu do Software Softsun, onde se introduzem os dados de entrada do sistema selecionado

A Figura 3 mostra a radiação mensal na superfície inclinada utilizando os diferentes modelos. Depois de calcular a radiação incidente na superfície inclinada do coletor, segundo os referidos cinco modelos de previsão da radiação, foi calculada a fração solar mensal através do método f-chart. Figura 4 mostra a fração solar mensal para os diferentes modelos selecionados.

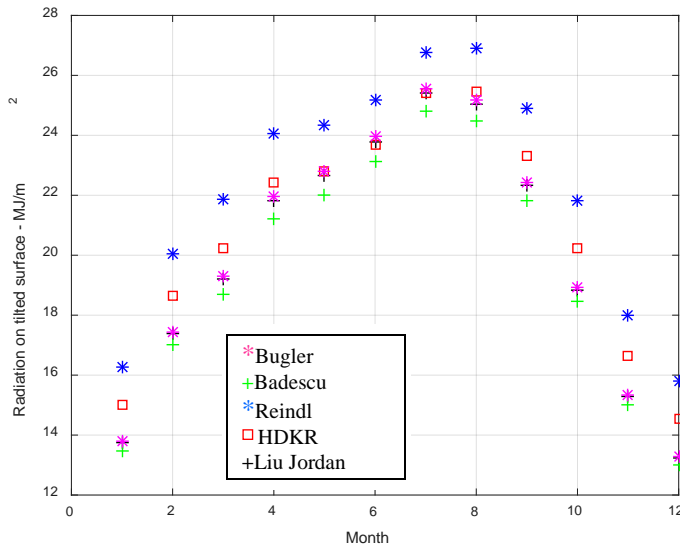


Fig. 3. Radiação mensal na superfície inclinada utilizando os diferentes modelos

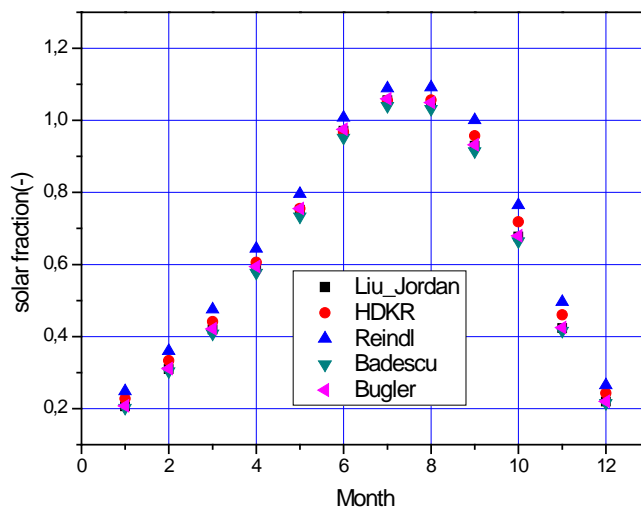


Fig. 4. Fração solar mensal com os diferentes modelos

A partir destes resultados, foi aplicada a análise de variância – ANOVA, tanto da radiação na superfície inclinada, como da fração solar, Tabela 1 e 2. Em complemento utilizou-se o teste de Turkey para comparação dos referidos pares dos dados de radiação na superfície inclinada e aos pares da fração solar.

Table 1 – Tabela ANOVA para a radiação na superfície inclinada.

Fonte de variação	Soma dos quadrados	Graus de Liberdade	Média dos quadrados	$F_o$	Prob> $F_o$
<b>Radiação</b>	5,4872E9	4	1,3718E9	<b>0,82291</b>	0,51621
<b>Erro</b>	9,1685E10	55	1,6670E9		
<b>TOTAL</b>	9,7172E10	59			

Table 2 – Tabela ANOVA para a fração solar.

Fonte de variação	Soma dos quadrados	Graus de Liberdade	Média dos quadrados	$F_o$	Prob> $F_o$
<b>Radiatção</b>	0,04226	4	0,01057	<b>0,10072</b>	0,98176
<b>Erro</b>	5,76996	55	0,10491		
<b>TOTAL</b>	5,81222	59			

Face aos resultados apresentados e as análises estatísticas realizadas, conclui-se que tanto a radiação solar incidente na superfície inclinada quanto a fração solar mensal calculada usando os diferentes modelos, indicam que não há diferença significativa, a um nível de significância de 5%.

### CONCLUSÃO

Foi realizada uma análise dos modelos de previsão da radiação, Liu and Jordan (Liu and Jordan, 1960), Badescu (Badescu, 2002), Reindl (Reindl *et al.*, 1990), HDKR (Shukla *et al.*, 2015) e Bugler (Bugler, 1977) e suas implicações no método f-chart para previsão do desempenho do sistema a longo prazo. Resultados de simulações através do software Softsun, criado pelos autores deste artigo, indicaram que tanto na radiação solar incidente na superfície inclinada do coletor solar, como na fração solar mensal calculada usando os diferentes modelos, e analisados estatisticamente através da análise de variância ANOVA e o teste de Turkey, não há diferença significativa, a um nível de significância de 5%, sendo portanto indiferente a utilização de um qualquer dos modelos analisados, para o resultado final do desempenho do sistema a longo prazo.

### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao IFMA e a FAPEMA pelo financiamento do estudo pos-doutoral do primeiro autor. Este trabalho foi desenvolvido com o suporte da FCT através do contrato com a unidade LAETA (ref. Projeto: UIDB/50022/2020).

**FCT** Fundação para a Ciência e a Tecnologia

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR

### REFERÊNCIAS

- Badescu V., 2002. A new kind of cloudy sky model to compute instantaneous values of diffuse and global irradiance. *Theoretical and Applied Climatology*, 72, 127-136. <https://doi.org/10.1007/s007040200017>
- Bugler, J.W., 1977. The determination of hourly insolation on an inclined plane using a diffuse irradiance model based on hourly measured global horizontal insolation. *Solar Energy* 19, 477-491.
- Gonçalves R.S., Palmero-Marrero Ana I., Oliveira Armando C., 2020. Educational solar energy tool in Matlab environment. *Energy Reports*, 6 (1), February 2020, 490-495. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.09.013>
- Shukla K.N., Saroj Rangnekar, K. Sudhakar, 2015. Comparative study of isotropic and anisotropic sky models to estimate solar radiation incident on tilted surface: A case study for Bhopal, India. *Energy Reports*, Vol. 1, 96-103.
- Liu, B.Y.H. and Jordan, R.C., 1960. The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation. *Solar Energy*, 4(3), 1.
- Reindl, D.T., Beckman, W. A. and Duffie, J. A., 1990. Diffuse Fraction Correlations. *Solar Energy*, 45, 1.
- Windén, J., 2009, Distributed photovoltaic in the Swedish energy system. Model development and simulation (Licentiate thesis), Uppsala University Sweden pp. 1-89.
- Robinson, D., Stone, A., 2004. Solar radiation modeling in the urban context. *Sol. Energy* 77 (3), 295-309.
- Montgomery, D.C. Design and analysis of experiments, John Wiley & Sons, Inc, New York, 2001.



## ANÁLISE DO CONSUMO ENERGÉTICO APÓS A INSTALAÇÃO DA USINA SOLAR FOTVOLTAICA NO CAMPUS DA UFERSA PAU DOS FERROS

**Cecília de Amorim Pereira\***, **Lília Caroline de Moraes\*\***, **Eduardo Raimundo Dias Nunes\*\*\***

Departamento de Ciências Sociais Aplicadas e Humanas (DCSAH), Universidade Federal Rural do Semi-Árido, BR 226, Km 405, Bairro São Geraldo, Pau dos Ferros, 59900-000, Rio Grande do Norte, Brasil,  
\*[ce.amorim09@gmail.com](mailto:ce.amorim09@gmail.com), \*\*[liliacaroline.m@gmail.com](mailto:liliacaroline.m@gmail.com), \*\*\*[eduardo.dias@ufersa.edu.br](mailto:eduardo.dias@ufersa.edu.br)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2057>

### RESUMO

Com o intuito de reduzir os impactos ambientais provocados pelo consumo de energia, despertou-se o interesse pela aplicação de tecnologias alternativas que possam suprir o desenvolvimento do país e, conseqüentemente, a demanda energética sem provocar drásticos prejuízos ao meio ambiente. Diante disso, surgem os estudos sobre as fontes alternativas de energia, que buscam utilizar soluções sustentáveis com o intuito de amenizar os impactos do consumo de energia no meio ambiente. O objetivo desta pesquisa é verificar o custo-benefício da aplicação da energia solar, do tipo fotovoltaica, e o impacto que a produção da usina solar, instalada no Campus da Universidade Federal Rural do Semi-Árido em Pau dos Ferros/RN, representa efetivamente para a edificação estudada. Para isto, foi realizada uma análise das contas de energias antes e após a implantação da Usina Solar além de um monitoramento da quantidade de energia produzida, o que possibilitou a comprovação do benefício, em forma de economia financeira, que a instalação da Usina Solar trouxe para a instituição.

**PALAVRAS-CHAVE:** Usina Solar, Energia Fotovoltaica, Sustentabilidade.

### ABSTRACT

In order that reduce the environmental impacts induced by the energy consumption, generated the interest for application that alternative technologies that can to provide the country development and, consequently, the energetic demand without to provoke drastics injuries to environment. That said, arised the studies about the alternatives energy sources, that fetch to utilize sustainable solutions in order of to soften the impacts of energy consumption in the environment. The objective this research is to verify the cost benefit of the application that sun energy, photovoltaic type, and the impact that production of the solar power plant, installed in campus of the Universidade Federal Rural do Semi-Árido in Pau dos Ferros/RN, represents effectively for edification. For this, was realized na analisys of the energy bills before and after the implatation of the solar power plant, besids a monitoring of the energy quantity produced, that possibilited the proof of benefit, in the form of financial savings, that instalation of the solar power plant brought to the institution.

**KEYWORDS:** Solar power plant, Photovoltaic energy, Sustainability.

## INTRODUÇÃO

Diante do crescimento econômico mundial e dos impactos ambientais provocados por ele, temas como eficiência energética têm sido discutidos desde a década de 70. Entre as diversas medidas que podem ser utilizadas na busca pelo uso eficiente de energia, a nível global, está a ampliação do uso de fontes renováveis. Entende-se por fontes de energia renováveis, aquelas cujos recursos naturais utilizados possuem um ciclo de renovação em escala de tempo humana, estando, assim, sempre disponíveis, sem se esgotar. No Brasil, a hidroeletricidade corresponde à maior parcela da matriz energética. Além desta, outras fontes, como a eólica, a biomassa e biogás e a solar, têm conquistado bastante espaço na estrutura energética brasileira, dada a grande disponibilidade desses recursos no país e as dificuldades relacionadas à produção das hidrelétricas.

A energia solar pode ser aproveitada por meio de diferentes tecnologias: o aquecimento solar, a energia solar fotovoltaica e a energia heliotérmica, sendo, as duas últimas, utilizadas na geração de eletricidade. No sistema fotovoltaico, a radiação solar incidente nas placas fotovoltaicas é convertida diretamente em energia elétrica. Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou uma Resolução Normativa incentivando a instalação de pequenas usinas elétricas, utilizando-se de diversas fontes de energia, entre elas, a solar, em residências, prédios comerciais e públicos, onde o excedente produzido pode ser vendido à concessionária local. Diante disso, a instalação de placas fotovoltaicas nas edificações ganhou bastante visibilidade, principalmente na região nordeste, onde são registrados altos índices de radiação solar.

No Rio Grande do Norte, o Instituto Federal do Rio Grande do Norte (IFRN) foi a primeira instituição pública a adotar o uso de energias alternativas, em dezembro de 2013, optando pela instalação de usinas fotovoltaicas em seus *campi*. Além desta, várias outras instituições de ensino adotaram a instalação dessas usinas, pois além de contribuírem para a economia dos seus recursos financeiros, também auxiliam nas suas atividades de pesquisa e ensino.

Em 2015, a primeira usina fotovoltaica a ser conectada à rede da UFERSA entrou em operação com uma potência de 3,43 kWp e foi instalada ao lado do Centro Integrado de Inovação Tecnológica do Semiárido (CITED) com o objetivo principal de dar suporte a pesquisas em energia fotovoltaica no campus sede, em Mossoró. Em outubro do ano seguinte, foi instalada outra usina fotovoltaica para fins de produção, com potência de 150,8 kWp. Esta foi adquirida com recursos de uma iniciativa do Ministério da Educação (MEC) no ano de 2014 que foi chamada de Projeto Desafio da Sustentabilidade, em que cerca de 750 as pessoas colaboraram apresentando 1500 ideias sobre economia de água e energia elétrica pela UFERSA. Com essa participação elevada, a instituição conquistou o 2º lugar no Desafio, aplicando o prêmio de R\$ 1 milhão em um projeto voltado à eficiência do gasto com energia elétrica.

Através desses recursos mencionados, a Fundação Guimarães Duque realizou uma licitação contratando a construção da Usina. Porém, os custos tidos com a preparação da área para receber a Usina Solar, como terraplanagem e cobertura do solo com brita, além da construção do abrigo dos inversores, foram arcados pelos recursos da própria universidade, sendo inaugurada no dia 31 de janeiro de 2017. Um ano depois, mais três usinas, para instalação em solo, foram conquistadas, uma para cada um dos *campi* fora da sede, em Angicos, Caraúbas e Pau dos Ferros, com capacidade de 62,7 kWp, cada. A usina do campus Pau dos Ferros, objeto deste estudo, foi instalada em novembro de 2018.

Esta pesquisa busca compreender os impactos econômicos e de consumo da instituição após a instalação do sistema fotovoltaico no campus da UFERSA em Pau dos Ferros, tendo em vista o papel da universidade como exemplo das boas práticas de sustentabilidade e de uso responsável dos recursos públicos.

## OBJETIVO

Este estudo tem o objetivo de aferir o consumo energético em termos de busca de energia e adoção de Geração Distribuída e seus efeitos na Universidade Federal Rural do Semi-Árido, UFERSA. Além disso, estimar o potencial de geração solar fotovoltaica e sua viabilidade econômica, apresentando-a como uma alternativa de geração de energia renovável, pois a predominância de uma fonte energética, como a hídrica, a exemplo da matriz energética do Brasil, pode motivar a redução de abastecimento, uma vez que a geração fica submetida a efeitos climáticos inconvenientes como a estiagem neste caso. Para isso, pretende-se avaliar o impacto da implantação de geração distribuída por meio de uma usina fotovoltaica, dando ênfase no quanto sua produção reflete em economia financeira na fatura de energia elétrica das edificações da instituição em estudo.

## REFERENCIAL TEÓRICO

“O grande desafio do século XIX é inserir a questão ambiental no centro das políticas públicas, seja pelos danos causados ao meio ambiente por algumas das fontes energéticas atuais, seja pelo aumento de emissões de GEE, seja pelos impactos ambientais de sua implantação.” (SILVA, 2018)

LIMA (2019) afirma que todas as tecnologias de geração de eletricidade em alguma etapa do seu processo (exploração, transformação, distribuição, uso e descarte) são fontes, em maior ou menor escala, de GEE. Por esse motivo, necessita-se promover uma análise que permita avaliar todos os impactos socioeconômicos e ambientais provocados por estas ao longo do seu ciclo de vida.

Segundo SILVA (2018), nos últimos anos as fontes de energia consideradas não poluentes e renováveis, tiveram uma progressão em ritmo acelerado na matriz energética mundial, e devem tornar-se ainda mais, importantes no século XXI, sendo elas: o calor e a luz do sol, os ventos, o calor da terra, as correntes marinhas e a biomassa. A energia solar surge como uma fonte de energia com recurso praticamente infinito, e com um potencial enorme a ser explorado. Esta pode ser explorada por meio de diferentes formas e tecnologias: Energia Solar Fotovoltaica, Energia Solar Térmica de Baixa Temperatura e Energia Heliotérmica.

LIMA (2019) caracteriza a Energia Solar Fotovoltaica como a tecnologia que utiliza o efeito fotovoltaico para transformar a energia solar diretamente em eletricidade e que pode ser utilizada em sistemas isolados ou interligada na rede de distribuição.

“Dentre as opções de utilização de recursos renováveis para a geração de energia elétrica, a energia solar fotovoltaica apresenta grande potencial no Brasil. Os piores indicadores de irradiação solar de algumas regiões do país, supera inclusive, o local mais ensolarado da Alemanha.” (Atlas Brasileiro da Energia Solar, 2017 *apud* LAGO; DELABENETA, 2018).

SILVA (2018) afirma que como grande consumidora de energia elétrica, a Administração pública, em todas as esferas, precisa atuar de forma responsável, fiscalizadora e incentivadora de boas práticas, servindo como exemplo para a sociedade, no que se refere ao uso racional dos recursos naturais e dos recursos públicos. Segundo os dados da Secretaria do Patrimônio da União, demonstrados por SILVA (2018), estimava-se que no Brasil existiam cerca de 29 mil imóveis da união, entre eles, escolas, hospitais e universidades, entre outros, no ano de 2018, o que representa um grande potencial de contribuição para a redução do desperdício de energia, consequentemente para a otimização de recursos públicos.

LIMA (2019) afirma que dentro do universo das edificações, os equipamentos de ensino, além de caracterizar-se pelo grande potencial disseminador de conhecimentos, conformando-se em um laboratório a céu aberto, desempenham um papel particular como incentivador do desenvolvimento econômico com preservação do meio ambiente e que a promoção de ações eficiência energética nessas instituições, quando inseridos no processo de ensino-aprendizagem, pode potencializar os seus resultados e contribuir para o alcance das metas dos compromissos voluntários assumidos em diversas instâncias internacionais. Dentre esses compromissos, mais condizente ao cenário brasileiro, em 2015 foi lançado o programa PROGD, citado por AMARAL (2016), para incentivo das energias renováveis e redução das emissões de gases do efeito estufa junto à Organização das Nações Unidas (ONU). Neste programa, o Ministério de Minas e Energia (MME) e o Ministério da Educação (MEC) estudavam projetos específicos de instalação de sistemas de geração distribuída fotovoltaicos em universidades e escolas públicas e ainda extensível a hospitais federais.

Conforme LIMA (2019), o processo de expansão da Rede Federal de Educação Tecnológica em curso - que registrou cerca de 520 novas unidades de ensino até o ano de 2018, com perspectiva de crescimento da ordem de 10% até 2022 - contempla em seus novos projetos a eficiência energética das edificações integrada a adoção de geração distribuída por sistemas solar fotovoltaico.

Para SILVA (2018), no Brasil a energia solar fotovoltaica, ainda é incipiente, mas tem grandes perspectivas de crescimento, principalmente devido à redução de custos, aos novos marcos legais, ao preço da energia elétrica e, logicamente, devido aos altos índices de radiação.

## METODOLOGIA

Após a pesquisa bibliográfica, deu-se início ao estudo de caso, tomando uma abordagem de caráter qualitativo, pois traduz em números as informações que forem geradas durante a sua realização. Para realização das análises deste estudo, foi possível ter acesso às faturas de energia do campus entre julho de 2018 até junho de 2019, de modo que foi organizada uma tabela expondo a energia gerada, o consumo total e o valor total a pagar de cada mês dentro do período citado. Analisou-se também os gráficos produzidos, pela usina, de sua geração para cada mês, no intuito de facilitar a compreensão do progresso econômico que ocorreu ao avançar do primeiro semestre de funcionamento. Com essa análise feita, pôde-se chegar a uma conclusão positiva a respeito da implantação e uso da usina solar do campus da UFERSA em Pau dos Ferros.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

A análise realizada nas faturas de energia do campus circunscreve-se a compreender a quantidade do consumo total da energia gerada pela usina e, em consequência, o valor total a pagar de cada mês. Os dados sobre a geração de energia estão disponíveis no site da própria instituição ([www.ufersa.edu.br](http://www.ufersa.edu.br)), cujo os links apresentados na seção de Geração de Energia Elétrica mostram os índices de produção das usinas fotovoltaicas da UFERSA em tempo real. No entanto, o diagrama correspondente ao ano de 2018 não está disponível, pois a usina havia iniciado o registro de sua produção a partir do dia 15 de janeiro de 2019 no site Sunny Portal ([www.sunnyportal.com](http://www.sunnyportal.com)), onde o acesso aos dados registrados das Usinas Solares da UFERSA se dá por meio de um login e senha. Este site permitiu um acompanhamento do sistema da Usina, disponibilizando gráficos da geração realizada pela Usina Solar divididos pelas categorias diário, mensal e anual. A seguir, mostra-se os gráficos mensais do primeiro semestre de 2019.

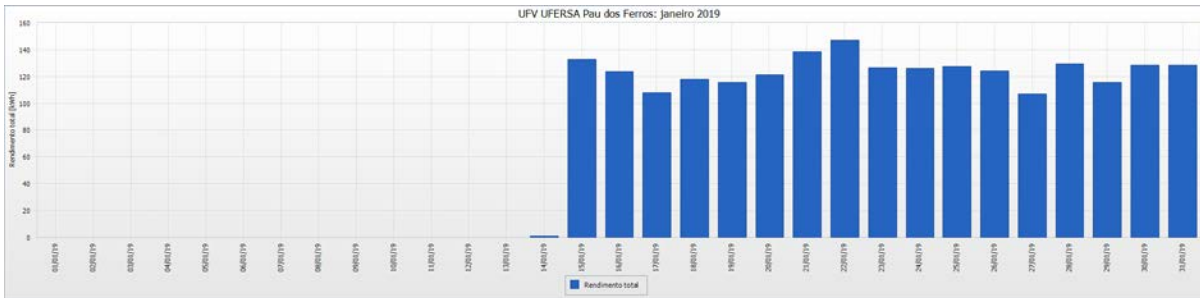


Fig. 1. Gráfico de Geração de Energia Referente à Janeiro de 2019. (Sunny Portal, 2020)

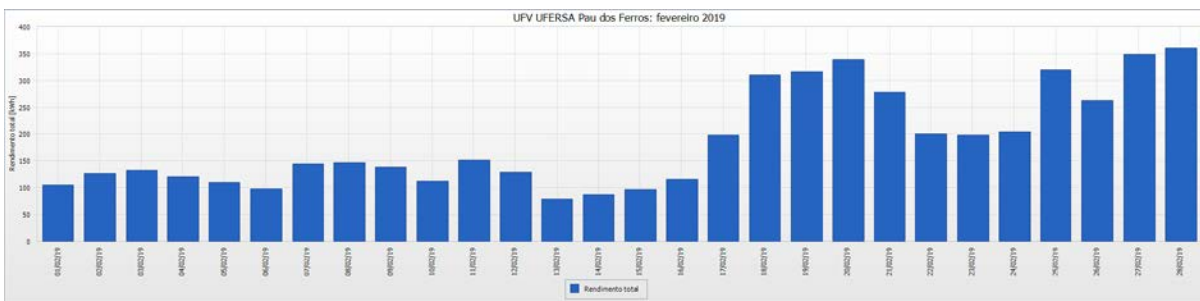


Fig. 2. Gráfico de Geração de Energia Referente à Fevereiro de 2019. (Sunny Portal, 2020)

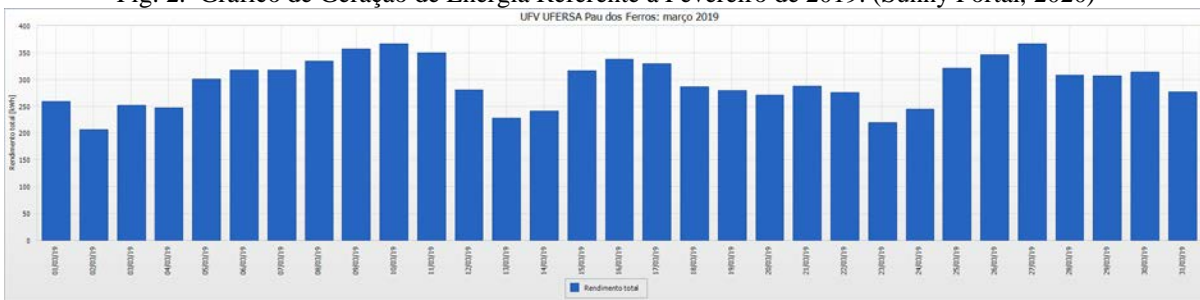


Fig. 3. Gráfico de Geração de Energia Referente à Março de 2019. (Sunny Portal, 2020)

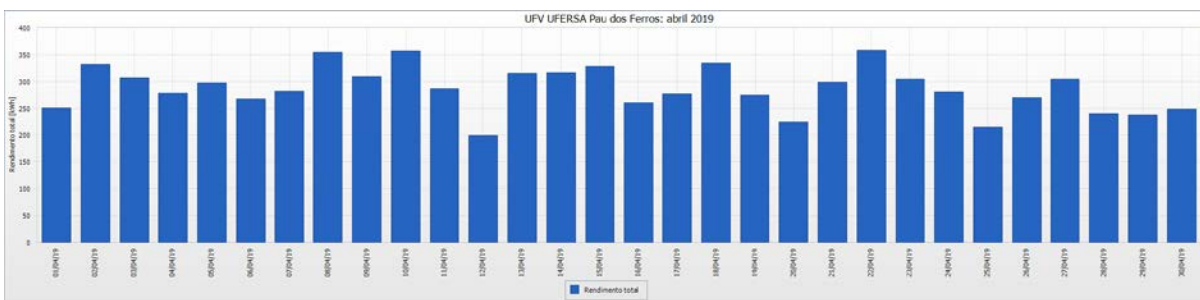


Fig. 4. Gráfico de Geração de Energia Referente à Abril de 2019. (Sunny Portal, 2020)



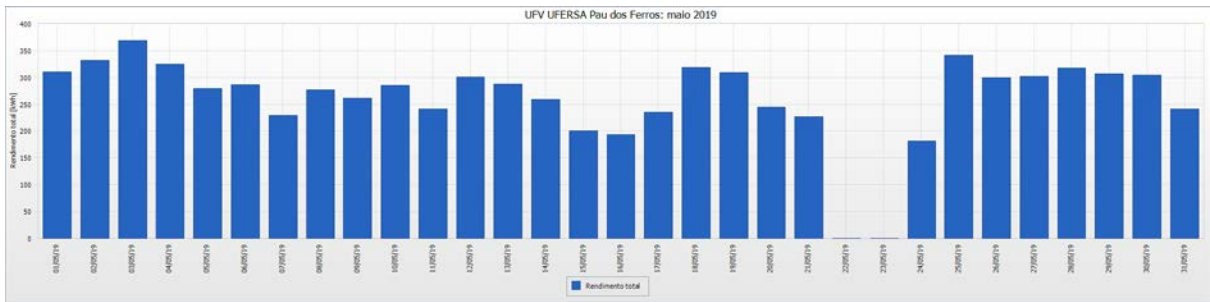


Fig. 5. Gráfico de Geração de Energia Referente à Maio de 2019. (Sunny Portal, 2020)

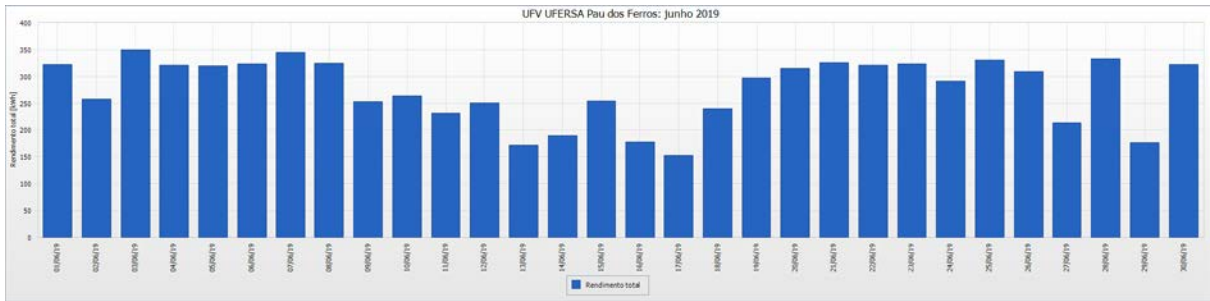


Fig. 6. Gráfico de Geração de Energia Referente à Junho de 2019. (Sunny Portal, 2020)

O Sunny Portal ainda realiza o download desses valores em planilhas do Excel, facilitando a leitura dos valores gerados a cada dia do mês. Após a realização desses downloads, organizou-se uma planilha destacando esses dados, apresentada a seguir:

Tabela 1. Quadro de dados mensais referente ao primeiro semestre de 2019.

UFV Pau dos Ferros/ Rendimento Total/ Alteração do Contador (kWh)						
DIA	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO
1	-	104,713	259,358	251,038	310,472	322,502
2	-	126,283	205,994	332,006	332,45	258,056
3	-	132,077	251,576	307,435	368,695	350,266
4	-	121,018	247,338	278,144	324,365	320,883
5	-	109,942	301,328	297,357	278,894	320,139
6	-	97,809	318,043	266,937	287,14	323,588
7	-	143,9	317,055	281,836	229,2	345,125
8	-	146,941	333,808	354,434	277,352	325,004
9	-	138,78	357,102	308,766	261,9	253,126
10	-	111,85	366,855	357,538	285,255	264,045
11	-	151,145	350,091	287,002	241,177	231,589
12	-	128,569	280,599	199,063	301,333	250,448
13	-	78,578	227,63	315,177	288,234	172,043
14	0,926	87,5	240,741	315,871	259,632	189,924
15	132,978	96,546	316,415	328,725	200,461	254,593
16	123,763	115,634	337,393	260,649	193,231	177,641
17	108,119	197,664	329,958	277,44	235,168	152,49
18	117,864	310,238	286,726	334,748	319,002	240,362
19	115,812	316,323	279,075	274,754	309,364	297,897
20	121,22	339,28	271,261	223,96	244,822	315,262
21	138,588	277,898	287,473	297,95	227,02	326,544
22	147,113	200,45	276,13	358,664	0	321,081
23	126,799	198,593	219,183	304,842	0	323,288
24	126,053	203,586	244,805	280,338	181,542	291,811
25	127,559	320,034	320,987	214,336	341,874	331,188
26	124,327	263,066	345,94	269,333	299,944	309,722
27	107,212	348,721	366,098	304,202	302,179	214,102
28	129,445	360,233	307,774	240,203	317,44	332,648
29	115,365	-	307,028	237,952	306,442	177,17
30	128,257	-	313,629	248,608	304,123	322,063
31	128,662	-	276,955	-	241,609	-
<b>SOMA</b>	<b>2120,06</b>	<b>5227,37</b>	<b>9144,35</b>	<b>8609,31</b>	<b>8070,32</b>	<b>8314,60</b>

Fonte: Autores, 2020.

O mês de janeiro teve registro somente de quinze dias, somando 2.120,06kWh. Em fevereiro, a soma da geração de energia foi equivalente a 5227,37 kWh. No mês de março, teve-se uma geração total de 9144,35 kWh. Já em abril,

somou-se uma produção de 8609,31 kWh. O mês de maio veio somando com 8070,32 kWh de energia, onde chegou a zerar a produção nos dias 22 e 23 do mês. E, por fim, o mês de junho apresentou uma produção de 8314,60 kWh. É importante destacar que os sistemas necessitam da luz solar para funcionar, ou seja, as variações apresentadas pelos gráficos são resultado da variabilidade do céu. Calculando o total de energia gerada no primeiro semestre de 2019, obtém-se um valor de 41.486,01 kWh para o Campus da Universidade Federal Rural do Semi-Árido em Pau dos Ferros.

Quanto ao consumo dessa energia produzida, foi estimado através da soma das quantidades descritas na nota fiscal de cada mês, essas quantidades se referem a Demanda Ativa (kW), Demanda Reativa Excedente (kVAR), Consumo Ativo na Ponta (kWh), Consumo Ativo Fora Ponta (kWh), Consumo Reativo Excedente na Ponta (kVARh) e Consumo Reativo Excedente Fora Ponta (kVARh). Sendo feita essa soma para cada fatura da qual se teve acesso. E os valores totais a serem pagos referentes a estes consumos, encontravam-se nas respectivas contas de energia. Dessa forma, organizou-se outros quadros para melhor análise dessas quantidades, no qual estão expostos a seguir:

Tabela 2. Quadro com consumo de energia e valores do segundo semestre de 2018.

MÊS	PERÍODO	CONSUMO (kWh)	VALOR (R\$)
<b>JULHO</b>	(27/06/2018 - 27/07/2018)	53.023,63	45.240,04
<b>AGOSTO</b>	(27/07/2018 - 28/08/2018)	67.717,66	53.875,92
<b>SETEMBRO</b>	(28/08/2018 - 26/09/2018)	59.234,56	47.050,56
<b>OUTUBRO</b>	(26/09/2018 - 26/10/2018)	43.967,62	32.861,04
<b>NOVEMBRO</b>	(26/10/2018 - 27/11/2018)	83.349,51	58.459,41
<b>DEZEMBRO</b>	(27/11/2018 - 27/12/2018)	12.885,59	14.892,14
<b>MÉDIAS</b>		<b>53.363,10</b>	<b>42.063,19</b>

Fonte: Autores, 2020.

Tabela 3. Quadro com consumo de energia e valores do primeiro semestre de 2019.

MÊS	PERÍODO	CONSUMO (kWh)	VALOR (R\$)
<b>JANEIRO</b>	(27/12/2018 - 28/01/2019)	34.776,17	24.864,80
<b>FEVEREIRO</b>	(28/01/2019 - 26/02/2019)	69.009,53	49.932,20
<b>MARÇO</b>	(26/02/2019 - 27/03/2019)	57.345,46	41.602,60
<b>ABRIL</b>	(27/03/2019 - 26/04/2019)	43.258,99	33.214,15
<b>MAIO</b>	(26/04/2019 - 28/05/2019)	65.787,46	51.833,51
<b>JUNHO</b>	(28/05/2019 - 27/06/2019)	57.307,42	42.115,15
<b>MÉDIAS</b>		<b>54.580,84</b>	<b>40.593,74</b>

Fonte: Autores, 2020.

O consumo de energia do campus não contava com o apoio da usina fotovoltaica em 2018, chegando a pagar uma média de R\$ 42.063,19 pelo consumo médio de 53.363,10 kWh de energia referente ao segundo semestre de 2018. Como se teve acesso às faturas das contas de energia do segundo semestre de 2018, ou seja, seis meses, foi preferido fazer uso das contas de energia apenas do primeiro semestre de 2019 para trabalhar com o mesmo intervalo de tempo do ano anterior. No entanto, foi possível saber, por meio dos dados do portal expostos no gráfico a seguir, que a energia total anual gerada pela usina analisada, no ano de 2019, considerando os dados reais de geração registrado no sistema, que a geração anual foi de aproximadamente 98.687,77 kWh.

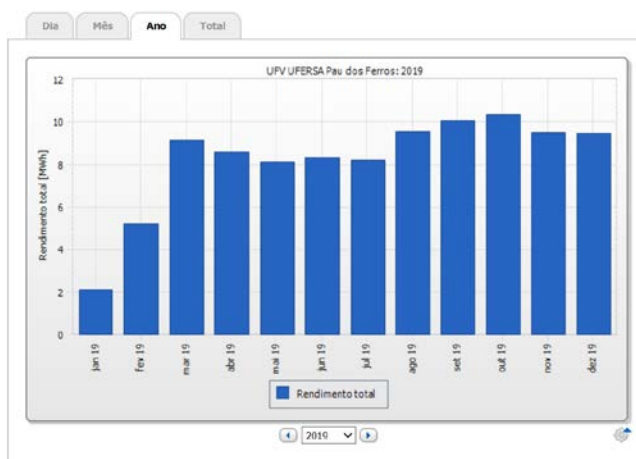


Fig. 7. Gráfico da geração anual de energia solar de 2019. (Sunny Portal, 2020)

Verificando as faturas dos meses do primeiro semestre de 2019, pôde-se constatar um consumo médio de 54.580,84 kWh e um total médio de R\$ 40.593,74 pagos por este consumo. Fazendo um paralelo com a média do consumo do segundo semestre de 2018, nota-se uma diferença de 1.217,74 kWh a mais em 2019, resultado do processo de expansão que o Campus passou, pois entre 2018 e 2019 foram inaugurados novos prédios, como a Biblioteca, o Restaurante Universitário, a Residência Universitária, significando um aumento no seu consumo de energia em 2,23%, de um semestre para o outro. Porém, no tocante aos valores a serem pagos referentes a este consumo houve uma redução de R\$ 1.469,45, equivalente a 3,49%, economizados entre o segundo semestre de 2018 e o primeiro semestre de 2019. À vista disso, comprova-se que a aquisição de um sistema solar fotovoltaico é um investimento de médio a longo prazo, mas que trará um retorno financeiro ao proprietário, neste caso, o Campus da UFERSA em Pau dos Ferros, na forma de desconto na conta de energia nos demais anos de sua vida útil, ao passo que, no avançar dos anos, o investimento será recuperado, passando a gerar até lucro. Além de ser uma forma de energia renovável, com uma sustentabilidade inerente à geração limpa de energia, algo crucial para os dias atuais.

### CONSIDERAÇÕES FINAIS

Atualmente, frente ao estímulo de proporcionar condições que estabeleçam um desenvolvimento de uma base sustentável, percebe-se um cenário oportuno para adotar ações com práticas de eficiência energética e, associada a ela, adota-se também o desenvolvimento de fontes renováveis de energia, como a energia solar fotovoltaica. Diante disso, essa discussão encontra-se, dentro desse ambiente positivo, a adoção de ações que promovem o uso dessas fontes renováveis de energia. Para formar o suporte de análise, captou-se as referências que orientaram esta pesquisa e o objeto de estudo, onde foi notório a atuação da rede federal de educação profissional como transformadora da sociedade através de um cenário que colabora para o desenvolvimento de ações que contribuem com o desenvolvimento sustentável.

Nessa linha de comportamento, iniciativas com o objetivo de implementar a eficiência energética e a geração de energia a partir de fontes renováveis na esfera de ensino e aprendizagem da rede federal, têm potencial de cooperar de forma positiva para a moderação dos gastos públicos. Nesta pesquisa foi conduzida uma análise em uma usina solar fotovoltaica em operação no campus da UFERSA Pau dos Ferros, cujos resultados apresentaram um aumento no consumo de 2,23%, no entanto, apresentou uma economia de 3,49% na taxa das contas de energia, entre os seis meses antes do funcionamento da usina e os seis primeiros meses de funcionamento. Estes resultados comprovam que a implantação da usina trás e trará cada vez mais um retorno positivo à instituição em estudo.

Nesse âmbito, é importante que o governo brasileiro possa reproduzir o modelo de geração a partir dessas fontes renováveis na maior parte do setor de educação federal, com estudos desenvolvidos e critérios estabelecidos para a definição e combinação de resultados que atendam a efetivação técnica, econômica e ambiental para estes sistemas fotovoltaicos. Exigir que os edifícios construídos com recursos federais sejam certificados melhora a eficiência energética destas e, conseqüentemente, reduzirá o consumo de energia elétrica.

### REFERÊNCIAS

AMARAL, Ricardo César do. **Impacto Técnico e Econômico da Energia Solar Fotovoltaica em Prédios Públicos através de Geração Distribuída**. 2016. 164 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2016.

LAGO, Sandra Mara Stocker; DELABENETA, Cibely. **A PRODUÇÃO CIENTÍFICA BRASILEIRA SOBRE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO PERÍODO DE 2007 A 2017**. Revista de Administração de Roraima - Rarr, [S.L.], v. 8, n. 2, p. 416, 28 dez. 2018. Universidade Federal de Roraima.

LIMA, Gabriel Constantino de. **Eficiência Energética e Energia Solar Fotovoltaica em Prédios Públicos no Setor de Educação no Nordeste do Brasil: o Caso da Expansão do IFRN**. 2019. 164 p. Tese (doutorado) – UFRJ/COPPE/ Programa de Planejamento Energético, Rio de Janeiro, 2019.

SILVA, Eliane Ferreira da. **Energia solar fotovoltaica em prédios públicos: uma vitrine para a sociedade**. 2018. 165 f., il. Dissertação (Mestrado em Ciências Mecânicas) — Universidade de Brasília, Brasília, 2018.

## MODELOS DE TURBULÊNCIA APLICADOS A ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM *THERMOCLINE*

Victor Seram\*, Margarida Giestas\*\*

Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Estrada Paço do Lumiar 22, Lisboa, Portugal\*\*\*

[Victor.seram@lneg.pt](mailto:Victor.seram@lneg.pt); [margarida.giestas@lneg.pt](mailto:margarida.giestas@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2058>

### RESUMO

Neste trabalho são considerados os modelos de simulação em 2D de um tanque com *thermocline*, aplicando uma nova abordagem, considerando a modelação de várias camadas. Esta nova abordagem resulta das características de conceção do tanque que o tornam diferente dos usualmente utilizados. Após ter sido constatado que o modelo  $k-\epsilon$ , usualmente utilizado, se revelava inadequado para descrever os fenómenos que ocorrem neste tanque, resolveu-se optar por um modelo de turbulência SST  $k - \omega$  mais sensível no caso de domínios complexos e malhas variáveis. Este modelo foi testado e comparado com novas hipóteses, nomeadamente a nível das fronteiras viabilizando quer o tempo computacional de resolução do problema quer a sua convergência e precisão. Três parâmetros estiveram sempre em consonância, o *time step*, a dimensão da malha e a velocidade inicial.

KEYWORDS: Modelação, modelo  $k-\epsilon$ , modelo SST  $k - \omega$ , comparação, convergência.

### ABSTRACT

In this work, 2D simulation models of a thermocline tank are considered applying a new approach, considering the modeling of several layers, boundary contour and more complex mesh. This new approach results from the design characteristics of the tank that make it different from the ones usually used. Considering all these phenomena that occur in this tank, it was decided to opt for a more sensitive SST  $k - \omega$  turbulence model in the case of complex domains and variable meshes. This model was tested and compared with new hypotheses, namely at the boundaries, making possible both the computational time to solve the problem and its convergence and precision. Three parameters were always in mind, the time step, the mesh size and the initial speed of the velocity.

KEYWORDS: Modelling,  $k-\epsilon$  model, SST  $k - \omega$  model, comparison, convergence.

## INTRODUÇÃO

O uso da dinâmica dos fluidos computacional (CFD) tem vindo a aumentar no que toca a simulação de escoamentos, com ou sem transferência de calor. Tal é consequência do avanço tecnológico e da *performance* computacional que tem uma elevada capacidade de armazenamento de dados. A utilização de modelos e métodos em simulação numérica é versátil podendo analisar inúmeros problemas da área da Engenharia. Os modelos numéricos têm como vantagem a possibilidade de resolver problemas complexos com diferentes condições de fronteira, apresentando resultados num curto intervalo de tempo.

Com a utilização da simulação numérica, tanto o tempo como o custo do projeto em causa pode ser reduzido. O objetivo do CFD é diminuir o número de testes e estudar problemas que não poderiam ser reproduzidos em laboratório. A utilização da simulação numérica computacional contribui fortemente para o desenvolvimento de uma etapa na Engenharia, desempenhando um papel decisivo nos custos, na qualidade dos projetos, e nas técnicas experimentais. (Maliska, C.R., 2004)

Para resolver as equações RANS (Reynolds-averaged Navier-Stokes) é necessário um modelo de turbulência. Os modelos de turbulência usualmente usados são o  $k-\epsilon$  normalizado ou o modelo  $k-\epsilon$  modificado (RNG). Quando ocorre uma separação no escoamento, o modelo  $k-\epsilon$  modificado apresenta um melhor desempenho (Stephen Rice e Rhoads, 2008).

Outro modelo é o DNS (Direct Numerical Simulation). Contrariamente ao modelo RANS, o DNS resolve diretamente as equações de Navier-Stokes usando uma malha muito fina. Uma vez que exclui o cálculo da turbulência apenas podendo ser aplicado a geometrias simples (Zhiyin, 2015) sendo uma classe de modelos excluída para escoamentos turbulentos e geometrias complexas. Outra classe intermédia, mas que simula os efeitos turbulentos, consiste no modelo LES (Large Eddy Simulation; Zhiyin, 2015). Esta classe de modelos é mais precisa que a classe RANS e não tem tantas limitações relativas à geometria como as apresentadas pelo modelo DNS. O modelo LES também simula, com boa precisão, escoamentos com gradientes de pressão adversos (Constantinescu et al., 2007; Zhiyin, 2015).

Este trabalho apresenta apenas dois modelos de turbulência, suscetíveis de se aplicarem a um tanque de armazenamento *thermocline*, seguindo-se a comparação entre ambos.

A configuração geométrica do tanque em estudo apresenta algumas diferenças relativamente aos tanques usualmente referidos na literatura ((Rojas, 2013), (Yang et. al., 2011), (Flueckiger et.al.2010), tendo-se optado pela inovação de estudo da estratificação térmica a partir de oito camadas, (Stephanus E., Thomas F., 2018) e da conceção do processo de enchimento do tanque. De seguida apresenta-se o caso clássico de *thermocline* com um dos modelos e finaliza-se com alguns resultados do trabalho em curso (20180501 Fluent\_Case0 v1 (IR08) onde foram testados os dois modelos, permitindo uma comparação entre os mesmos.

## MODELOS DE TURBULÊNCIA USADOS E SUA COMPARAÇÃO

### MODELO STANDARD $k-\epsilon$

O modelo padrão  $k-\epsilon$  de transporte, recorre á energia cinética e á dissipação turbulenta  $\epsilon$ . Dissipação turbulenta é a taxa na qual as flutuações de velocidade se dissipam. Neste modelo os coeficientes são derivados empiricamente; válido apenas para fluxos totalmente turbulentos. No modelo  $k$ -standard padrão, a viscosidade do redemoinho é determinada a partir de uma única escala de comprimento de turbulência, de modo que a difusão turbulenta calculada é aquela que ocorre apenas na escala especificada, enquanto que, na realidade, todas as escalas de movimento contribuem para a difusão turbulenta. Este modelo usa a hipótese de difusão em gradiente para relacionar as tensões de Reynolds com os gradientes de velocidade média e a viscosidade turbulenta. Apresenta mau desempenho para fluxos complexos que envolvem gradiente de pressão severa, separação e forte curvatura da corrente. A sua maior fraqueza reside na falta de sensibilidade a gradientes adversos de pressão e na falta de acutilância numérica junto das paredes.

### MODELO $k-\omega$

O modelo  $k-\omega$  usa a hipótese de difusão em gradiente para relacionar as tensões de Reynolds com os gradientes de velocidade média e a viscosidade turbulenta. Resolve uma equação para energia cinética turbulenta  $k$  e uma segunda equação para a taxa de dissipação turbulenta específica (ou frequência turbulenta)  $\omega$ . Este modelo apresenta um desempenho melhor sob condições adversas de gradiente de pressão. Não emprega funções de amortecimento e possui condições simples de contorno de Dirichlet, o que implica vantagens significativas em estabilidade numérica. No entanto subestima a quantidade de separação para fluxos graves de gradiente de pressão adversa.

### MODELO SST $k-\omega$ .

Modelo de aplicação da tensão de corte (*shear stress transport*) (SST) é uma variante do modelo padrão  $k-\omega$ . Combina o modelo original Wilcox  $k-\omega$ , quando se pretende fazer um estudo a nível das paredes de um reservatório (análise de camada limite). Em simultâneo o modelo padrão  $k-\epsilon$  é usado longe de paredes, usando uma função de

mistura, e a formulação de viscosidade por redemoinho é modificada para levar em conta os efeitos de transporte da principal tensão de corte turbulenta (F. R. Menter,1993); R. Menter,1994)). Também limita a viscosidade turbulenta. As opções de transição e corte são fornecidas pelo padrão  $k - \omega$ .

### COMPARAÇÃO DOS MODELOS

O modelo SST  $k-\omega$  (Shear-Stress Transport  $k-\omega$ ) (Menter, F. R,1994) foi inicialmente proposto para a simulação de escoamentos aeronáuticos, onde existem altos gradientes adversos de pressão e separação de camada limite. No caso de escoamentos com camada limite, o modelo  $k-\omega$  apresenta melhores resultados do que o modelo  $k-\epsilon$  na solução da região viscosa próxima da parede uma vez que exige uma condição de contorno não nula para  $\omega$  para correntes livres não turbulentas, e o escoamento calculado apresenta elevada sensibilidade ao valor especificado. O modelo SST  $k-\omega$  sendo a conjugação dos modelos  $k-\epsilon$  e  $k-\omega$  é um modelo robusto que utiliza o modelo  $k-\epsilon$  fora da camada limite e o modelo  $k-\omega$  na região próxima das paredes. O modelo  $k-\omega$  padrão e o modelo  $k-\epsilon$  modificado são multiplicados por uma função de mistura e somados. A função de mistura vale um (para o modelo  $k-\omega$  padrão) na região interna da camada limite turbulenta e é igual a zero (para o modelo  $k-\epsilon$  padrão) na borda externa da camada. SST.

### MODELAÇÃO

#### TANQUE *THERMOCLINE* COM DOMÍNIO SIMPLES

Um tanque de armazenamento térmico *thermocline*, é preenchido com um meio poroso. Um fluxo de sal fundido (fase líquida) permite a transferência de energia dentro do tanque, ocupando todos os espaços existentes entre as partes porosas. Este sal fundido entra no tanque através da válvula de entrada superior. Após ocupar todos os vazios possíveis, sai pela válvula de saída no fundo do tanque. A maneira como o escoamento se processa é descrito através das equações de transporte de massa, transporte de momento e energia. A equação de momento em geral engloba a equação de massa através da aproximação de Boussinesq (Beckermann, 1988).

As equações de Navier-Stokes são consideradas como sendo o modelo próprio para descrever o escoamento. Contêm três grandes aproximações; a hipótese do contínuo; a forma dos fluxos difusivos e a equação de estado. O modelo pode ser simplificado pela introdução de algumas considerações; tais como a de escoamento incompressível. Fica reduzido à conservação de massa e à conservação de momento.

Dois modelos foram considerados para a resolução do problema. Um para energia e outro para turbulência. Os modelos  $k-\epsilon$  são os modelos mais comuns usados em CFD para simular características de fluxos médios em condições de fluxo turbulento. Resolve duas equações que fornecem uma descrição geral da turbulência por meio de duas equações de transporte. A primeira variável transportada determina a energia na turbulência e é chamada energia cinética turbulenta ( $k$ ). A segunda variável transportada é a dissipação turbulenta ( $\epsilon$ ) que determina a taxa de dissipação da energia cinética turbulenta.

O modelo Standard  $k-\epsilon$  proposto por (Launder et al.,1972), foi usado para resolver o problema de turbulência e enquadra-se na classe de modelos  $k-\epsilon$ .

O modelo de energia que leva em consideração o problema de mistura interna entre as fases sólida e líquida foi executado através de um modelo ANSYS acoplado.

As equações de transporte governantes foram resolvidas pelo método dos elementos de volume finito usando o software (ANSYS *Fluent*). O domínio computacional foi discretizado em volumes finitos, onde todas as variáveis conservadoras de fluxo de massa são armazenadas em cada centro quadrado da célula da malha (consultar ANSYS®17,18).

O método de inicialização escolhido foi o padrão e a solução calculada a partir da zona de entrada. O método da solução foi um algoritmo PISO associado a um esquema de velocidade de pressão.

Pressão, energia cinética turbulenta do momento e tempo foram discretizados por um esquema *upwind* de segunda ordem. A taxa de dissipação de turbulência foi discretizada por um esquema a *upwind* de primeira ordem.

As iterações em cada etapa do tempo terminavam quando o resíduo adimensional para todas as equações apresentava um valor abaixo de  $10^{-5}$  (convergência de precisão). A solução foi calculada com dupla precisão. A simulação executada foi feita numa máquina de sistema paralela com 32 GBytes de RAM e 4 processadores Intel-Xeon.

#### CRITÉRIOS DE ESTABILIDADE DO MODELO

A malha considerada para solucionar o problema foi uma malha estruturada e teve em conta o número de Péclet (Fabrice, 2014) para evitar instabilidade numérica. A maioria dos métodos de simulação numérica como o Método dos Elementos Finitos (MEF) requer procedimentos de estabilização na modelação de problemas de transporte. Nestes problemas, podem ocorrer instabilidades numéricas ao se aproximar da solução, levando eventualmente á

existência de oscilações. O número de Péclet relaciona os efeitos convectivos e difusivos, juntamente com o tamanho do elemento da malha (Medina et al, 2007), através da expressão

$Pe = \frac{\|v\|dm}{2\alpha}$  com  $v$  um vetor de velocidade convectiva genérico,  $\alpha$  um efeito genérico de difusibilidade e  $dm$  o tamanho do elemento da malha.

$Pe > 1$ , podem ocorrer instabilidades numéricas, pois os efeitos convectivos dominam os difusivos;  
 $Pe \ll 1$  é a difusão que domina o processo (o que não é o caso num *thermocline* com carga),

Recorre-se, pois ao número adimensional de Courant CFL. Este critério de estabilidade substitui o primeiro quando a malha do domínio é mais fina e o domínio mais complexo.

### TANQUE THERMOCLINE COM DOMÍNIO COMPLEXO

A Figura 1 mostra o domínio do problema atualmente em estudo com características diferentes do usual, dividido em camadas e onde a entrada e saída do fluido se processam de forma diferente. Esta inovação consiste na divisão da parte porosa em camadas, neste caso cinco e na forma como a entrada e saída do sal fundido entra e sai. Se a configuração das camadas do meio poroso não acarretam grandes problemas o mesmo não acontece com a entrada/saída do fluido de transferência térmico.

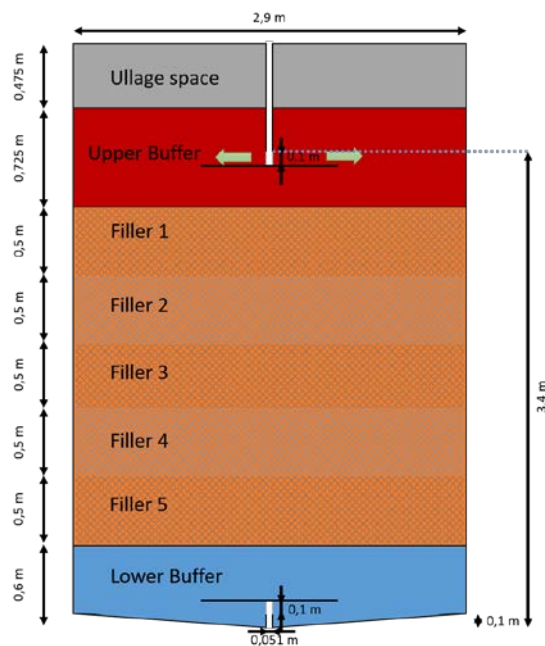


Fig.1 – Tanque de armazenamento térmico

A simulação deste problema implica um estudo pormenorizado a nível da malha uma vez que se colocam várias hipóteses. Esse estudo terá sempre em conta o custo computacional, o número de Courant a precisão da convergência de uma simulação que se pretende que seja para um ciclo diário (carga e descarga). Aqui o *time step* será crucial. Antes de se avançar para transiente há que detetar a malha mais apropriada através de um estudo no estado estacionário.

O modelo de turbulência SST  $k-\omega$  foi proposto neste problema específico pois leva em conta os efeitos da parede. A malha utilizada para este domínio mais complexo também é estruturada. Para a resolução adequada do problema considera-se o Número de Courant para evitar instabilidade numérica. O número de Courant (CFL) é o critério, em que o programa decide se as equações de fluxo e de calor são calculadas em cada célula. Governa a taxa de transferência de informações entre as células. De acordo com a expressão CFL:

$$CFL = \frac{U\Delta T}{\Delta x}$$

Onde  $U$  é a velocidade dentro do tanque,  $\Delta T$  é o passo de tempo e  $\Delta x$  é o tamanho mínimo da malha. A solução ideal ocorre quando o número de Courant é menor que 1. Este critério seleciona o tempo a ser adotado em relação à malha. Para tirar o melhor proveito dessa fórmula,  $\Delta T$  é escolhido, mantendo a restrição no número de Courant, uma vez que a razão mássica no interior do tanque é fixa.

### MÉTODO DE RESOLUÇÃO



As equações de transporte foram resolvidas de forma idêntica ao apresentado para o domínio simples. O método da solução foi um algoritmo PRESTO! associado a um *Pressure Based* esquema. Considera-se um resíduo para todas as variáveis abaixo de  $10^{-3}$ . O domínio de simulação aqui estudado foi discretizado para uma malha de 55.000 células. A malha obedece a certas propriedades relacionadas com o número de CFL Courant para ter estabilidade na integração. Assim, a malha deve ser testada e obedecer aos parâmetros de ortogonalidade, assimetria e proporção que indicam o que é uma boa malha. Esses parâmetros variam de domínio e, portanto, domínio 2D ou 3D, e podem ser analisados quando a malha é produzida.

### CASO ESTACIONÁRIO

Antes de se chegar á conclusão da malha apropriada para correr o programa em transiente houve necessidade de analisar o caso estacionário para várias malhas minimizando o custo computacional, testar o modelo para diferentes tipos de malhas tendo em conta as propriedades já apontadas.

Testaram-se dois modelos de turbulência:  $k-\epsilon$  e  $k-\omega$  com o intuito de analisar a precisão dos resultados obtidos próximo das paredes, assim como o custo computacional. Dentro dos métodos disponíveis pelo ANSYS *Fluent* utiliza-se o SIMPLE e o SIMPLER.

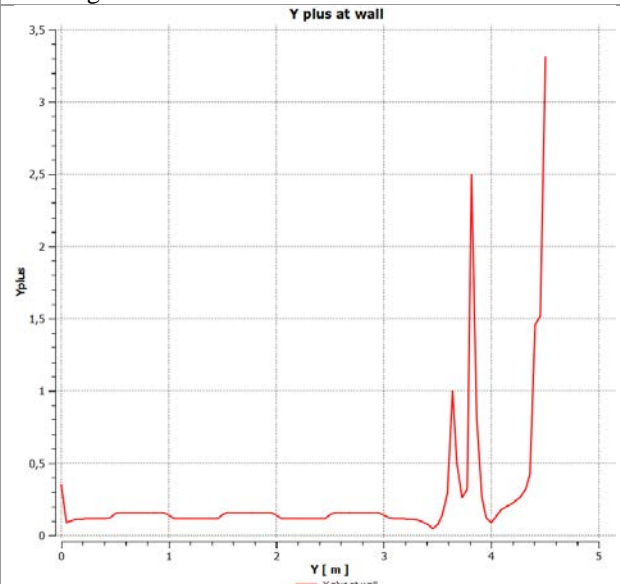
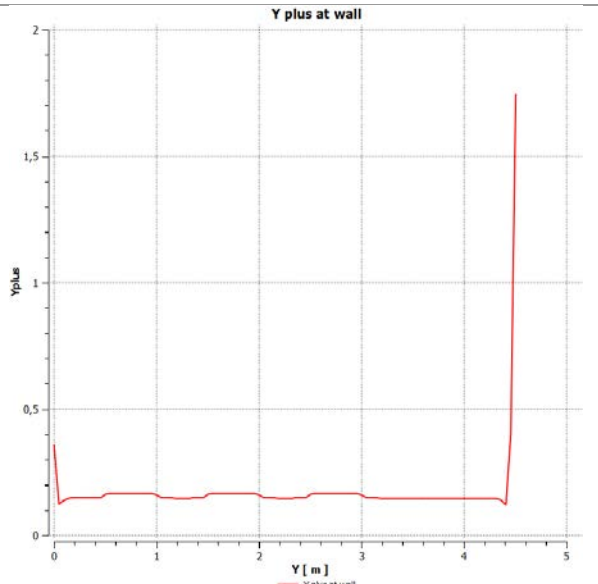
Uma malha estruturada semelhante com 252000 células é usada para ambos os modelos e testada com a mesma condição inicial durante a carga do tanque. Os valores dos resíduos obtidos constam da Tabela 1.

Tabela 1. Valores de resíduos para os critérios de convergência:

Continuidade	x	y	Energia	k	e/w
10e-3	10e-3	10e-3	10e-6	10e-3	10e-3

A comparação dos modelos apresenta-se de seguida:

Tabela 2.a) Modelo  $k-\epsilon$       b) Modelo  $k-\omega$  (sst)

<b><math>k-\epsilon</math></b>	<b><math>k-\omega</math> (sst)</b>
Y+ apresenta um valor ao pé das fronteiras com algumas flutuações	Y+ O valor na parede mostra um valor estável, portanto, valores de fluxo turbulentos confiáveis
O número de iterações para convergência é maior, 122 para o número de malha 252000 (sem inflação). Com a inflação, o número de iterações necessárias para convergir é 88.	Numero de iterações necessário á convergência é inferior a /70
	

No estudo do caso estacionário fez-se um estudo exaustivo com malhas que podiam ir até 252000 células ou 1109160 células, analisando-se a de velocidade para o caso de 252000 células até 514755.

O número adimensional  $y^+$  aqui referido, é utilizado na teoria de camadas limites e traduz a distância à parede: Define-se neste contexto como sendo:

$$y^+ = \frac{u * y}{\nu}$$

Onde  $u$  é a velocidade de atrito,  $y$  a distância á parede e  $\nu$  a viscosidade cinemática local do escoamento. Esta abordagem faz sentido, pois é necessário cuidado com cada célula de todo o domínio. Os critérios em que as equações de fluxo e calor devem ser calculadas completamente em cada célula, independentemente das áreas sensíveis do tanque, fizeram uma grande mudança no resultado. O intervalo de tempo aceitável encontra-se no intervalo de 0,02 a 0,002 para um número de malha de 55000 ( $\pm 5000$ ).

### CASO TRANSIENTE

A análise do problema transiente implica uma resolução com muito mais custo computacional e também aqui se comparam os modelos de resolução  $k-\epsilon$  e  $k-\omega$  SST.

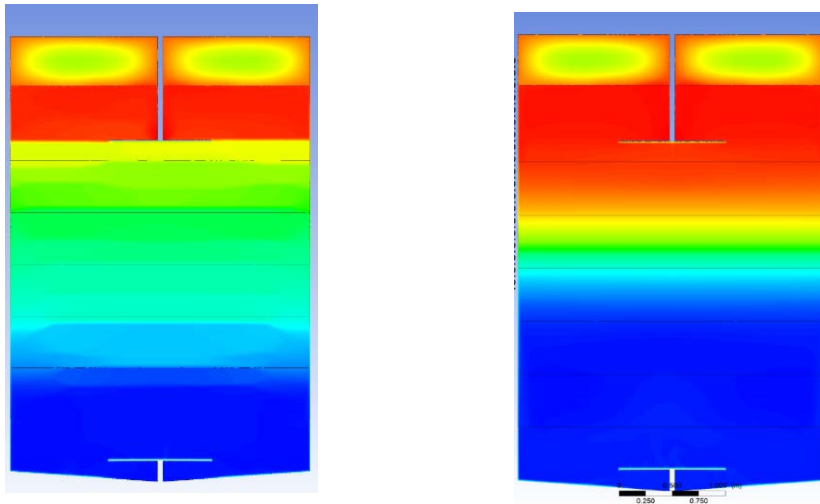


Fig 2-  $k-\epsilon$  carga para 30mn    b)  $k-\omega$  carga para 30mn

A Figura.2 apresenta a simulação do enchimento do tanque após 30 minutos do instante  $t=0$ . Com o modelo SST  $k-\omega$  a existência de um *thermocline* está perfeitamente delineada através da estratificação dentro do tanque (encarnado, pequena tira amarela e azul). Com o modelo  $k-\epsilon$  essa estratificação não ocorre.

O modelo  $k-\omega$  SST utiliza uma função específica para lidar com a estabilidade. Esta função, dita inflação com a incorporação de casos transitórios, faz surgir um problema junto à parede, relacionado com a dimensão das células. Tal facto complica a malha no que toca a ser “conformal”, ou seja a permitir continuidade entre células.

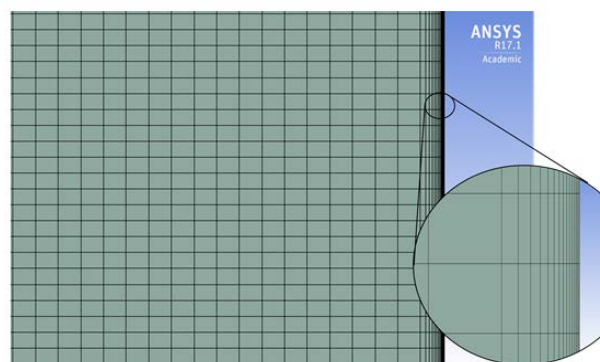


Fig. 3- Efeito na Parede

Como se vê na Figura 3 as células ao é da parede têm dimensões muito diferentes das células fora da camada limite. Este facto gera instabilidade na malha vindo um número de Courant superior a 1. Um compromisso pode ser alcançado com os valores de  $y^+$ . Este número é responsável pela estabilidade perto das paredes. Embora a inflação seja removida, e  $y^+$  não mostre muitos valores anormais, os valores considerados próximos das paredes podem ser tidos em consideração. Para superá-lo, a solução mais óbvia não é usar a inflação com o método, mas um tamanho menor de células na malha.

Tabela3-: y+ valores próximos da parede sem o efeito da inflação durante a carga do tanque.

Wall	Y+ values
Wall ullage	0
Wall-Upper buffer	2.1228205
Wall-filler 1	0.33850238
Wall-filler 2	0.32479089
Wall-filler 3	0.32617894
Wall-filler 4	0.33034452
Wall-filler 5	0.32531553
Wall-Lower buffer	1.0193485
Wall-bottom	1.9865817
<b>Net</b>	<b>0.80211629</b>

O problema em estudo utiliza uma malha de 55000 células requer um passo de tempo da ordem dos 0,003, para garantir a convergência.

SST k- $\omega$  VS. MODELO k- $\epsilon$ .

O sistema em análise possui domínios de fluxo de velocidade muito baixa e um fluxo de temperatura muito alta. O modelo k- $\epsilon$  (RNG) tem dificuldade em convergir e limita a convergência da equação de energia. O método SST k- $\omega$  resulta na convergência mais robusta e menor oscilação nos resíduos (Tabela. 2) Este modelo é recomendado para problemas que exigem uma alta precisão na sua simulação a nível das condições de fronteira.

No entanto, convergência não equivale a precisão. Não foram ainda correlacionados os resultados simulados para testar dados, portanto ainda não é possível verificar a sua precisão. Há contudo a prova na Figura 3 da existência clara de Thermocline com SST k- $\omega$ , o que não acontece com o outro método.

Atualmente, está a ser proposto um modelo envolvendo turbulência combinada e fluxo laminar (talvez 1% do domínio de fluido turbulento e o restante laminar) com convecção natural e difusão de espécies. No geral, a experiência com o modelo SST k- $\omega$  tem sido boa, mas é necessário reunir mais dados.

Quanto ao método da solução foi um algoritmo PISO associado a um esquema de velocidade de pressão. Os problemas decorrentes da discretização da pressão levaram á utilização do esquema PRESTO!

A escolha do *time step* é o fator decisivo da simulação, quanto á rapidez, dependendo do valor escolhido com um resultado confiável da solução. Portanto, o valor do intervalo de tempo precisa ser escolhido com testes e atenção específicos, pois o tempo de simulação depende do intervalo de tempo. E está diretamente ligado com o número de Courant.

### CONCLUSÃO

A utilização do modelo SST k- $\omega$  sem inflação na malha, mas com um compromisso no valor de y+ junto á parede do tanque permitiu obter uma convergência do problema.

O número células utilizado 55,000 contribuiu para que o time step se situasse num intervalo entre 0,02 a 0,002 para uma simulação de carga e descarga ao longo de um dia. A precisão foi a necessária para se avaliarem vários parâmetros relativos ao desenvolver de todo o processo.

Durante vários anos a modelação dos tanques de armazenamento era feita utilizando o modelo k- $\epsilon$ . O domínio apresentava uma malha estruturada com mais ou menos células, agora quando se pretende conhecer a evolução da temperatura nas paredes e o domínio é estratificado por camadas há que repensar o modelo a utilizar e o efeito a que simulação se destina bem como o tempo real que dispõe para o fazer.

O fator que considera a parede implica que a simulação seja feita de forma diferente. Os valores de y +, juntamente com o modelo de turbulência, são considerados significativos. A formação de um *thermocline* é um resultado importante podendo concluir-se sobre a importância do modelo de turbulência SST k- $\omega$  aplicado ao armazenamento de energia com thermocline em situação de estratificação térmica. Nesta situação o modelo k- $\epsilon$  não se mostrou apropriado.

### AGRADECIMENTOS

Agradece-se a cooperação proporcionada pelo Projecto NewSOL onde se integram os estudos realizados.

### REFERÊNCIAS

Artigos em Revista

Beckermann C. and Viskanta R.1988. Natural convection solid/liquid phase change in porous media. Int. J. Heat Mass Trans.Vol.31. pp. 35-46.

Constantinescu, G. S., Krajewski, W. F., Ozdemir, C. E. e Tokyay, T. (2007). “Simulation of airflow around rain gauges: Comparison of LES with RANS models”. Advances in Water Resources 30.1, pp. 43–58.

Fabrice S. 2014. Understanding Stabilization Methods, COMSOL, May.

Flueckiger S. and Garimela S.V. 2011.Second Law Analysis of Molten-Salt Thermal Energy Storage in Thermoclines. Sol. Energy. Vol. 86.

Menter, F. R. Two-Equation Eddy-Viscosity Turbulence Models for Engineering Applications. AIAA Journal, Vol. 32, No. 8, pp. 1598-1605, 1994

Bayon R. and Esther Rojas E.2013. Simulation of thermocline storage for solar thermal power plants: From dimensionless results to prototypes and real-size tank. Int. J. Heat Mass Trans. Vol. 60.

Yang Y. and Garimella S.V. 2010. Molten-Salt Thermal Energy Storage in Thermoclines under Different Environmental Boundary Conditions. Appl. Energ. Vol. 87.

Zhiyin, Y. (2015). “Large-eddy simulation: Past, present and the future”. Chinese Journal of Aeronautics 28.1, pp. 11–24.

#### *Artigos em Actas de Congressos*

Medina A.R.and Revilla I.H. 2007. El número de Péclet y su signification en la modelación de transporte difusivo decontaminantes. IV Congreso Internacional, II Congreso Nacional de Métodos Numéricos en Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Editores © UMSNH– SMMNI - CIMNE, México.

#### *Relatórios de Projectos*

Stephanus E., Thomas F., (2018). NewSOL thermocline first chosen design, Rev 2, H2020 Grant Agreement Number.:720985, Project NewSOL

#### *Livros*

Launder B.E and Spalding D.B. 1972. Lectures in mathematical models of turbulence. Fourth Academic Press, London, England.

Maliska, C.R., 2004, “Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional”. Ed. LCT.

**ESTUDIO PRELIMINAR DEL IMPACTO ÓPTICO DEL SOILING EN TESTIGOS DE VIDRIO, EN UN ÁREA SEMIURBANA DE MADRID, PARA APLICACIÓN EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS****Sanz Saiz C.\*; Polo Martínez J.\*; Martín-Chivelet N.\***

\* Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), Avda. Complutense 40, 28040 Madrid, España, [carlos.sanz@ciemat.es](mailto:carlos.sanz@ciemat.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2059>

**RESUMEN**

El ensuciamiento (*soiling*) de los paneles solares disminuye la producción energética de las instalaciones fotovoltaicas. Dentro del proyecto PVCastSOIL, que investiga el *soiling* desde varias perspectivas, este trabajo presenta los resultados preliminares del estudio del impacto óptico del *soiling* en un sistema fotovoltaico experimental, no conectado a red, situado en la periferia de Madrid (España). Con el objeto de estimar cuánta luz solar incidente no alcanza las células solares de los módulos fotovoltaicos debido al *soiling*, se instaló un mini-soporte que ha permitido exponer, con una inclinación de 35°, una serie de testigos de vidrio durante casi once meses. Midiendo sus espectros de transmitancia, se ha determinado que durante ese periodo el grado de *soiling* fue bajo (1-3% de pérdida de transmitancia). Por último, se comentan las mejoras aplicadas para continuar este estudio durante 2020, destacándose que el nuevo banco de pruebas de *soiling* permitirá exponer testigos de vidrio de mayor tamaño y comparar el grado de ensuciamiento para dos inclinaciones diferentes (8° y 35°).

**PALABRAS CLAVE:** Energía Solar Fotovoltaica, Ensuciamiento, Pérdidas ópticas

**ABSTRACT**

Soiling on solar panels hinders the energy production of photovoltaic facilities. Within the PVCastSOIL project, which researches soiling from several perspectives, this work presents the early results of the study of the optical impairment due to soiling on an off-grid experimental photovoltaic system located in the urban fringe of Madrid (Spain). In order to estimate how much incoming sunlight does not reach the solar cells of the photovoltaic modules due to soiling, a 35°-tilted mini-mount was installed for the outdoor exposure of a series of glass coupons during almost eleven months. From their transmission spectra measurements, it was concluded that during such period the degree of soiling was low (1-3% of transmission loss). Finally, some improvements adopted for the continuation of this study during 2020 are commented, highlighting among them a new soiling test bench which will allow using larger glass coupons as well as comparing the degree of soiling for two different tilt angles (i.e. 8° and 35°).

**KEYWORDS:** Photovoltaic Solar Energy, Soiling, Optical loss

## INTRODUCCIÓN

Entre los diversos factores que disminuyen la producción energética de una instalación fotovoltaica (FV) se encuentra la pérdida por ensuciamiento (*soiling loss*). El ensuciamiento (*soiling*) de la cubierta frontal transparente de los módulos fotovoltaicos, cuyo estándar industrial es la lámina de vidrio solar, tiene lugar debido al depósito de diversos agentes presentes en el ambiente. Dependiendo de la localización del sistema FV, los principales causantes del *soiling* podrían ser diversos aerosoles atmosféricos (polvo de origen mineral, aerosol marino, contaminación industrial y urbana...), materia vegetal (hojas, polen...), excrementos de aves, etc. La consecuencia principal del fenómeno de *soiling* es la reducción de la irradiancia efectiva, es decir, la disminución de la luz solar incidente que, siendo transmitida eficazmente hasta las células solares, permite la generación de electricidad. Si bien todo sistema FV experimenta, en mayor o menor medida, una cierta pérdida energética debido al ensuciamiento de los módulos solares, tanto la magnitud como la estacionalidad de dicha pérdida energética varían ampliamente. Principalmente, estas diferencias aparecen en función de la ubicación geográfica, ya que la progresión del *soiling* se debe a mecanismos físico-químicos estrechamente vinculados a las condiciones climatológicas y meteorológicas (lluvia, viento, humedad relativa, temperatura, etc.). En cualquier caso, la lluvia está considerada como el más eficaz agente natural de limpieza de los paneles solares (Sayyah et al. 2014). De hecho, la pérdida por ensuciamiento típicamente se agrava durante la estación seca, es decir, en los períodos de escasez o de ausencia de precipitaciones (Piliougine et al. 2008). Por otra parte, la pérdida por ensuciamiento también está influenciada por diversas características técnicas de la instalación FV (p.ej. las características superficiales de la cubierta del módulo, la posición de los módulos, la altura de instalación, la tecnología FV empleada, etc.).

En este contexto, la realización de ensayos *in situ* de *soiling* permite: 1) comprobar a escala local cómo evoluciona el grado de ensuciamiento a lo largo del año, adaptando consecuentemente el calendario de las operaciones de limpieza, en caso de que sea necesario; 2) estimar a escala local la magnitud de las pérdidas por ensuciamiento, es decir, tanto la anual como las estacionales, y 3) mejorar los cálculos de las herramientas de predicción de producción fotovoltaica. En resumen, permite optimizar la producción energética y los costes de limpieza, así como mejorar la misma predicción de la producción energética.

### Procedimiento Experimental

Debido a nuestra participación en el Proyecto PVCastSOIL, en el CIEMAT (Madrid, España) se ha instalado un sistema fotovoltaico experimental con el objeto de evaluar el impacto local del *soiling*. Dicho sistema FV, que está situado en una azotea y consta de módulos solares que abarcan dos tecnologías FV (silicio multicristalino y telururo de cadmio) y dos ángulos de inclinación (8° y 35°), dispone de un sistema de monitorización continua que permite estimar el *soiling ratio* (SR) de los módulos solares a partir de los dos parámetros eléctricos de operación aplicables, a saber, la corriente de corto-circuito ( $I_{sc}$ ) y la potencia máxima generada ( $P_{max}$ ). La campaña de recogida de estos datos, que fue iniciada en 2018 y ya ha proporcionado sus primeros resultados (Martín-Chivelet et al. 2019), se prolongará hasta finales de 2020 para obtener datos estadísticamente más relevantes.

Complementariamente a las medidas eléctricas, durante diez meses y medio (del 19 de marzo de 2019 al 28 de enero de 2020) se ha realizado un estudio preliminar del impacto local del *soiling* desde el punto de vista óptico (en vez de eléctrico), cuyos resultados son el objeto del presente trabajo. En dicho estudio, para estimar la pérdida de luz transmitida que ocurre en los paneles solares a causa del ensuciamiento de sus cubiertas transparentes, se ha optado por utilizar un conjunto de muestras de vidrio a modo de *testigos*, exponiéndolas en la misma ubicación y en las mismas condiciones que los módulos FV mencionados. Para ello se montó un pequeño soporte (aprox. 40 cm x 30 cm) que permitió exponer, con un ángulo de inclinación de 35°, hasta 12 muestras de vidrio de pequeñas dimensiones (espesor 3 mm, ancho 8 cm, alto 8 cm). Durante el periodo indicado, con una periodicidad aproximadamente semanal, se procedió a recoger un par de muestras cada vez, a caracterizarlas ópticamente y a volver a colocarlas en el soporte. No obstante, cada cierto tiempo se descartó el par de muestras de vidrio en uso, continuando las medidas con otro par de muestras; de este modo, limitando el empleo reiterado de las mismas muestras, se pretendió reducir el riesgo de alterar la capa de suciedad (*soiling*) por la manipulación de las muestras y/o por la interrupción de su período de exposición ambiental durante su medida.

Para la caracterización óptica de las muestras de vidrio se ha utilizado un espectrofotómetro Perkin Elmer Lambda 900 UV/vis/NIR dotado de una esfera integradora de 150 mm de diámetro. Con dicho equipo se midieron los espectros de transmitancia hemisférica de las muestras de vidrio tanto inicialmente (“limpias”) como, periódicamente, durante su período de exposición al aire libre (“sucias”), en el intervalo de longitudes de onda de 300 a 1200 nm (Fig. 1). Tras cada recogida de una muestra de vidrio expuesta “sucia”, se procedió a medir su espectro de transmitancia, a normalizarlo respecto a su espectro de transmitancia “limpia” y, finalmente, a promediar el valor de su transmitancia normalizada en el intervalo de longitudes de onda indicado. Como la capa de suciedad depositada en las muestras podría no ser enteramente homogénea, en cada ocasión se midió la transmitancia de cada muestra en dos puntos diferentes.

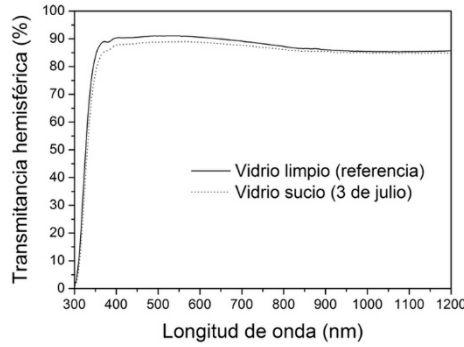


Fig. 1. Variación de la transmitancia hemisférica (sin normalizar) de un sustrato de vidrio debido al *soiling*.

Por otra parte, dado el relevante impacto de los episodios de lluvia en los fenómenos de *soiling*, mientras duró el experimento se recogieron los datos de precipitación diaria de una estación meteorológica situada en las inmediaciones. Al representar gráficamente dicha información en forma de precipitaciones mensuales, se puede comprobar que durante 2019 la lluvia fue especialmente escasa desde mayo hasta julio (Fig. 2).

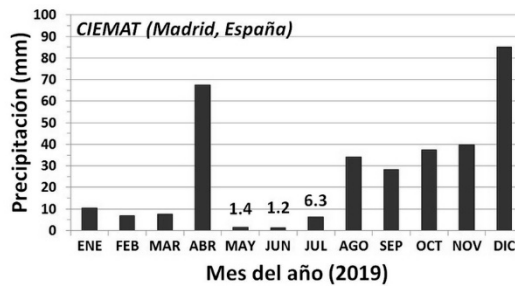


Fig. 2. Precipitaciones mensuales locales (Ciemat, 2019).

Resultados Preliminares (Primera Campaña Experimental)

Por otra parte, durante los tres primeros meses del estudio se intentó hallar una relación empírica entre el grado de ensuciamiento (*soiling*) de las muestras de vidrio y su correspondiente pérdida de transmitancia. Para ello, además de realizar las correspondientes medidas ópticas, se utilizó una microbalanza de precisión nominal 0.1 mg para determinar el incremento de peso debido a la acumulación de suciedad (es decir, la diferencia de peso de las muestras de vidrio estando “sucias” respecto a estando “limpias”). Debido a la excesiva dispersión de los datos no fue posible obtener un buen ajuste lineal, si bien se observa una mayor pérdida de transmitancia a medida que aumenta la cantidad de polvo acumulado (Fig. 3). Principalmente, la dispersión de los datos fue atribuida al bajo nivel de ensuciamiento experimentado por las muestras, que dio lugar a bajas pérdidas de transmitancia y a mínimos incrementos de masa, presentando valores en el mismo orden de magnitud que las incertidumbres de las medidas experimentales.

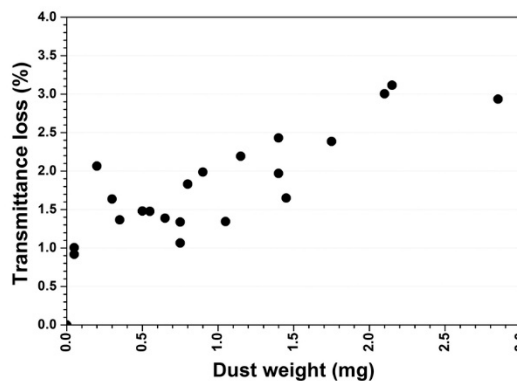


Fig. 3. Relación entre la pérdida de transmitancia y la cantidad acumulada de suciedad en testigos de vidrio expuestos con una inclinación de 35 grados.

En cualquier caso, la caracterización óptica de las muestras de vidrio se prolongó durante los diez meses y medio del estudio. Esto ha permitido, en primer lugar, obtener la evolución temporal de la transmitancia de dichas muestras (Fig. 4). En la gráfica, la línea continua representa cómo varía el valor promediado (a partir de cuatro datos: dos medidas en dos muestras) de la transmitancia hemisférica promediada. Como puede observarse, la conclusión fundamental es que la pérdida de transmitancia alcanzó valores máximos en marzo (2%) y sobre todo de mayo a julio (2–3%); durante el resto del tiempo, y presumiblemente gracias a las lluvias, más cuantiosas y frecuentes, el grado de ensuciamiento de las muestras disminuyó, reduciéndose las pérdidas de transmitancia al 1%, que es el límite superior de transmitancia observado en los testigos (véase, en la gráfica, la línea horizontal discontinua). Ha de recordarse que la inclinación favorece la limpieza por causas naturales: lluvia, viento... (Appels et al. 2013), y que esto es lo que habría de esperarse, ya que se trata de muestras de vidrio con un ángulo de inclinación de 35 grados, alejado de la horizontalidad.

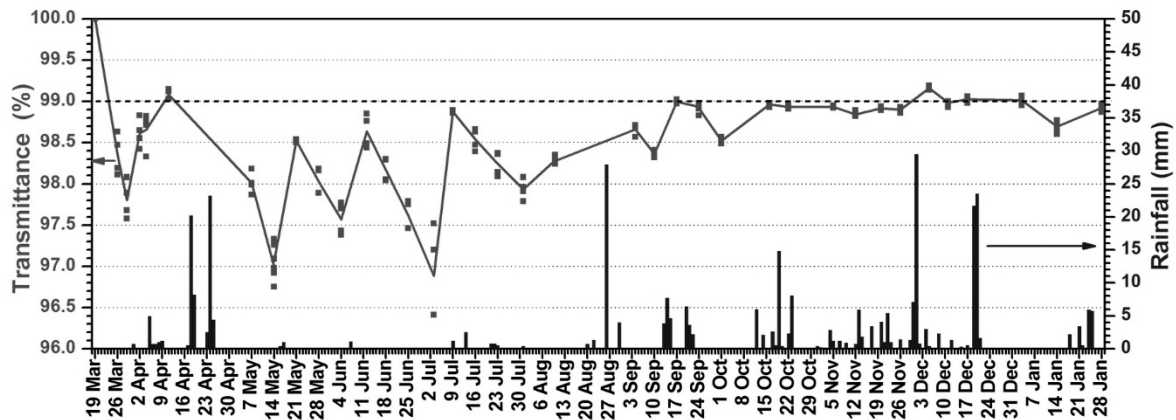


Fig. 4. Evolución temporal de la transmitancia de los sustratos de vidrio y niveles diarios de precipitación.

Se espera que la prolongación de este estudio durante 2020 proporcione mayor información sobre la evolución del *soiling* durante la “estación seca” (que en 2019 abarcó, aproximadamente, del 30 de abril al 27 de agosto). Según la Fig. 4, los datos recogidos durante este periodo no muestran una disminución progresiva de la transmitancia, sino más bien una serie de oscilaciones. Por una parte, cabría especular que en esta época hubiera mayores cargas de aerosoles atmosféricos que causarían (entre episodios de precipitaciones débiles) mayores pérdidas de transmitancia, es decir, dando lugar a la observación de los máximos niveles de ensuciamiento. Por otra parte, habría que determinar si los episodios de lluvia de esa temporada, escasos y débiles, serían causa suficiente de las recuperaciones parciales de la transmitancia observadas, o si también influyó la acción del viento como agente natural de limpieza. Cabe recordar que los episodios de lluvia débil podrían tener un impacto tanto positivo como negativo en el estado de limpieza (Naeem et al. 2015). En cualquier caso, no ha de olvidarse que estas fluctuaciones máximas observadas en la transmitancia no son grandes, sino de escasa magnitud (variaciones del 1-2%). Por último, a la vista de los resultados se concluye que disponer de medidas realizadas con mayor frecuencia durante este período facilitaría la labor de discriminar entre el impacto puntual de esos episodios de precipitaciones débiles y a la evolución del proceso de *soiling* en los días posteriores a ellos.

#### Resultados esperados tras la segunda campaña experimental

Además de proporcionar una estimación inicial del grado de *soiling* en la ubicación estudiada, el presente experimento ha permitido considerar una serie de mejoras para la realización de una segunda campaña experimental con testigos de vidrio durante 2020. Dichas mejoras llevaron al diseño e instalación de un banco de pruebas de *soiling* de grandes dimensiones, consistente en dos plataformas contiguas, cada una con capacidad para exponer simultáneamente 24 testigos de vidrio a un ángulo de inclinación diferente (Fig. 5), así como a la introducción de varios cambios en la metodología de muestreo. A continuación se resumen los cambios introducidos:

1. Se ha ampliado el experimento a dos ángulos de inclinación: 8°, representativo para muchos sistemas fotovoltaicos integrados en edificios (BIPV), y 35°, que se aproxima al óptimo local para la producción fotovoltaica en términos anuales. Obviamente, al añadir los testigos de vidrio en posición cuasi-horizontal (8°) se espera observar niveles de ensuciamiento (*soiling*) más significativos que los observados hasta la fecha.
2. Se ha modificado la superficie de la estructura de soporte, añadiéndose una “franja libre” en todo su perímetro. El objetivo es que la acción del viento sea, desde el punto de vista aerodinámico, equiparable para todos los testigos de vidrio expuestos (anteriormente, en el mini-soporte, estos ocupaban posiciones “no equivalentes”:



centrales, laterales y esquinas) y también que sea más representativo del *soiling* experimentado por los paneles FV, cuyas cubiertas tienen una superficie mucho mayor (Fig. 6).

3. Se ha incrementado el tamaño de los testigos de vidrio (15 cm x 10 cm, en vez de 8 cm x 8 cm). Su mayor superficie imitará mejor el efecto de los agentes meteorológicos (lluvia, viento, gravedad, etc.) en los procesos tanto de acumulación como de eliminación de suciedad sobre la superficie de los módulos FV (Fig. 6). Además, permitirá comprobar si se produce un gradiente vertical de *soiling* que resulte significativo y, en caso de precipitaciones, si la escorrentía del agua de lluvia produce un lavado y/o un arrastre de suciedad.
4. Se ha incrementado el número de testigos de vidrio expuestos a cada inclinación, de modo que ahora se utilizarán “muestras de un solo uso” (exceptuando las “muestras de control”). Los testigos retirados para ser medidos no serán devueltos a su lugar, sino que serán reemplazados inmediatamente por otros testigos limpios. Así se evitará alterar accidentalmente la capa de *soiling* debido a sucesivas manipulaciones y/o interrupciones en su exposición ambiental.
5. Paralelamente, la exposición a largo plazo de varias “muestras de control” permitirá discriminar las pérdidas ópticas temporales (causadas por *soiling* reversible mediante limpieza) de posibles pérdidas ópticas permanentes (ya sea por *soiling* irreversible o por degradación del vidrio, *weathering*). La exposición a la intemperie de estas muestras será permanente, exceptuando únicamente las necesarias medidas ópticas puntuales.
6. Se ha incrementado la frecuencia de recogida y medida de muestras (en general, dos veces por semana, en vez de semanalmente) para facilitar la interpretación de los datos experimentales respecto al estudio preliminar presentado en este trabajo. En particular, con esta mayor cantidad de datos y con un menor intervalo temporal entre ellos, se intentará correlacionar el grado de ensuciamiento en función del periodo transcurrido desde el último episodio de lluvia, considerando como tal diferentes umbrales de precipitación.



Fig 5. Vista general de la instalación FV experimental y del nuevo banco de pruebas de *soiling*.

7. En cuanto al registro de precipitaciones, en adelante se dispondrá de valores de precipitación horaria (es decir, de lluvia acumulada cada hora) en vez de precipitación diaria (anteriormente, lluvia acumulada de 0 a 24 horas). Así, considerando que los testigos de vidrio siempre se recogen a la misma hora (aprox. a las 10 horas), se podrá ajustar consecuentemente el intervalo horario de los datos de precipitación diaria (es decir: desde ahora se manejarán datos de lluvia diaria acumulada desde las 10 de la mañana del día anterior). Esto proporcionará mejores datos de lluvia en aquellos casos puntuales en los que coincidan un día de recogida de muestras y un episodio de “precipitaciones tempranas” (a saber, entre las 0 y las 10 horas).

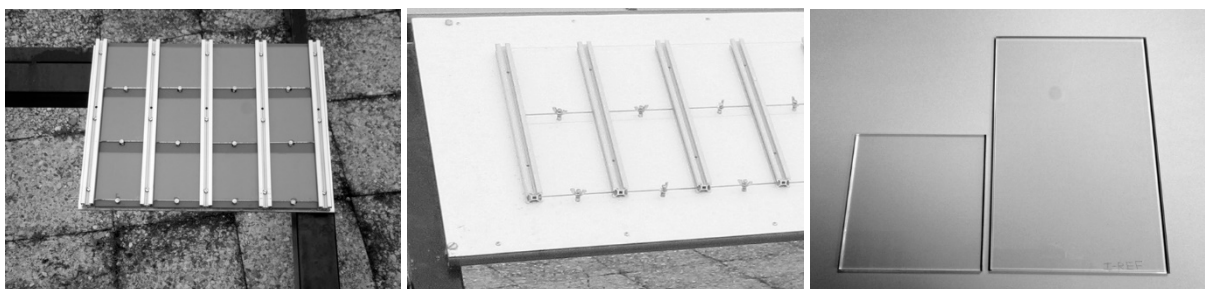


Fig. 6. De izquierda a derecha: mini-soporte para testigos de vidrio (2019), detalle del nuevo banco de pruebas (2020) y comparación de los testigos de vidrio (2019 y 2020).

## CONCLUSIONES

En relación a la instalación fotovoltaica experimental con sistema de monitorización continua del CIEMAT (Madrid, España), diseñada para el estudio del impacto local del ensuciamiento (*soiling*), una primera campaña de exposición ambiental de testigos de vidrio, realizada en 2019 durante diez meses y medio en la misma ubicación, ha permitido establecer que las pérdidas ópticas por ensuciamiento (expresadas como transmitancia hemisférica normalizada) fueron del 2-3% durante la estación seca y solamente del 1% durante la estación lluviosa. En base a estos datos experimentales se ha concluido que, a grandes rasgos, dicha instalación fotovoltaica está expuesta a un nivel de *soiling* bajo. A pesar de encontrarse en una región de clima mediterráneo (concretamente de tipo Csa, según la clasificación de Köppen-Geiger), que se caracteriza por tener una estación seca prolongada, y de que efectivamente el nivel de *soiling* fue ligeramente superior durante dicha temporada, cabría haber esperado un impacto negativo del *soiling* más elevado. A grandes rasgos, este bajo impacto local del *soiling* podría atribuirse al entorno en cuestión (una área semiurbana, periférica, con menor carga de contaminación atmosférica que el centro urbano), a la instalación en altura del sistema FV (en una azotea de 10 m de altura, en vez de a nivel del suelo, implicando una menor afectación por el tráfico, por el polvo suspendido, etc.) y a la inclinación de las muestras (35 grados, lo que favorece su limpieza natural por la lluvia). Por otra parte, se han descrito una serie de mejoras introducidas en el diseño de un banco de pruebas de *soiling* y en la toma de muestras con vistas a una segunda campaña experimental de estimación del *soiling* empleando testigos de vidrio que se desarrollará a lo largo de 2020.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo económico del Proyecto PVCastSOIL (ENE2017-83790-C3-1/2/3), cofinanciado por el Ministerio de Economía y Competitividad de España y el Fondo para el Desarrollo Regional Europeo.

## REFERENCIAS

- Appels R., Lefevre B., Herteleer B., Goverde H., et al. (2013) Effect of soiling on photovoltaic modules. *Solar Energy* 96, 283-291
- Martín-Chivelet N., Polo J., Alonso M., Sanz C., et al. (2019) Characterization and modeling of the soiling effect on the PV generation under urban conditions. *Proceedings of 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 9-13 September, Marseille, France.
- Naeem M.H., Tamizhmani G., Tamizhmani M.G. (2015) Climatological relevance to the soiling loss of photovoltaic modules. *2015 Saudi Arabia Smart Grid (SASG)*, Jeddah, Saudi Arabia.
- Piliouguine M., Carretero J., Sidrach-de-Cardona M., Montiel D., et al. (2008) Comparative analysis of the dust losses in photovoltaic modules with different cover glasses. *Proceedings of 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 1-5 September, Valencia, Spain.
- Sayyah A., Horenstein M.N., Mazumder M.K. (2014) Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels. *Solar Energy* 107, 576-604.

**SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA MEDIANTE CALOR LATENTE CON ERITRITOL COMO MATERIAL DE CAMBIO DE FASE****Sánchez V.G.O.\*, Pineda P.J.\*\***

- \* Centro de Investigación en Ciencias Aplicadas y Tecnología Avanzada Unidad Querétaro, Instituto Politécnico Nacional, Cerro Blanco 141, Querétaro, 76090, Querétaro, México, [omar\\_s.v@hotmail.com](mailto:omar_s.v@hotmail.com)
- \*\* Centro de Investigación en Ciencias Aplicadas y Tecnología Avanzada Unidad Querétaro, Instituto Politécnico Nacional, Cerro Blanco 141, Querétaro, 76090, Querétaro, México, [jpinedap@ipn.mx](mailto:jpinedap@ipn.mx)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2060>

**RESUMEN**

Un material con cambio de fase tiene la propiedad de almacenar o liberar energía en forma de calor latente. A continuación, se presentan los resultados obtenidos en la construcción de un sistema de almacenamiento de energía térmica donde se utilizó eritritol como material de cambio de fase. El prototipo utilizó 31.4 kg de eritritol (punto de fusión de 118°C, calor latente de 340 kJ/kg), es calentado hasta 135°C y se determinó una energía almacenada de 17.17 MJ, para almacenar esa energía se necesitaron 9.8 horas y el sistema presentó una eficiencia de 48.66%. El sistema actualmente tiene la capacidad de mantener la energía durante 2 días solo considerando las pérdidas por convección natural. Para simular el proceso de extracción de energía del sistema se considera un coeficiente por convección forzada de 3000 W/m<sup>2</sup> K en el intercambiador de calor de aletas anulares de espesor constante, de esta forma el sistema se descarga en 24 horas. Se pueden disponer de hasta 10.51 MJ diarios en un periodo de 9.5 horas y al día siguiente volver a cargarlo durante 6 horas. El prototipo fue simulado con una precisión de 91%.

**PALABRAS CLAVE:** Energía Solar, Almacenamiento, PCM

**ABSTRACT**

A material with phase change has the property of storing or releasing energy in the form of latent heat. The results obtained in the construction of a thermal energy storage system where erythritol was used as a phase change material are presented below. The prototype used 31.4 kg of erythritol (melting point of 118 ° C, latent heat of 340 kJ / kg), is heated to 135 ° C and a stored energy of 17.17 MJ was determined, to store that energy it took 9.8 hours and The system presented an efficiency of 48.66%. The system currently has the capacity to maintain energy for 2 days only considering losses due to natural convection. To simulate the energy extraction process of the system, a forced convection coefficient of 3000 W / m<sup>2</sup> K is considered in the heat exchanger of annular fins of constant thickness, in this way the system is discharged in 24 hours. You can have up to 10.51 MJ daily in a period of 9.5 hours and the next day recharge it for 6 hours. The prototype was simulated with an accuracy of 91%.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Storage, PCM

## INTRODUCCIÓN

El almacenamiento de energía térmica resulta un tema de amplio interés para, el mejor uso y aprovechamiento de la energía solar térmica. La energía térmica almacenada puede tener aplicaciones en el hogar o hasta aplicaciones industriales de precalentamiento de fluidos, lo cual podría tener un impacto en la reducción de costos en combustible. La opción más común para almacenar energía térmica es el uso de materiales donde se aprovecha principalmente el calor sensible, pero esto tiene el inconveniente de que mientras se dispone de la energía almacenada la temperatura de la fuente comienza a disminuir. En cambio, con los materiales en los que se aprovecha el calor latente de cambio de fase tienen la propiedad de almacenar o liberar grandes cantidades de energía manteniendo una temperatura constante.

Los materiales de cambio de fase se clasifican en orgánicos e inorgánicos. Dentro de los orgánicos se encuentran las parafinas, no parafinas y polialcoholes, en los inorgánicos se encuentran las sales hidratadas, sales, metales y aleaciones (Hasnain, 1998). Los materiales inorgánicos presentan un calor latente más elevado y un rango más alto en la temperatura de fusión en comparación con los orgánicos, en cambio los orgánicos tienen una mejor estabilidad termoquímica, son menos corrosivos y más accesibles económicamente. En general, los compuestos inorgánicos tienen casi el doble de capacidad de almacenamiento de calor latente volumétrico ( $250\text{-}400\text{ kg/dm}^3$ ) que los compuestos orgánicos ( $128\text{-}200\text{ kg/dm}^3$ ).

En aplicaciones de almacenamiento de energía térmica, el cambio de fase de estado sólido a líquido es el más comúnmente utilizado debido a que este último no presenta un incremento significativo en el volumen y por lo tanto su contención es más sencilla que si se trabaja con gases donde se pueden presentar problemas de incremento de presión considerables. Para almacenamiento de calor latente, es preferible utilizar materiales de calidad comercial debido a su bajo costo y disponibilidad a gran escala. Los materiales de cambio de fase más usados actualmente son las sales hidratadas en las plantas de concentración solar, estos sistemas hacen circular directamente el material en estado líquido y no permiten que se solidifique ya que podría causar graves daños a las tuberías, por tal motivo sus sistemas son bastante sofisticados y poco viables si se desea aplicarlos a nivel doméstico, debido a la tecnología utilizada y los altos costos que implicaría.

Algunos de los antecedentes de aplicaciones a pequeña escala en las que se han buscado utilizar los materiales de cambio de fase es en cocinas solares, usando colectores de placa (Buddhi and Sahoo, 1997, Sharma et al., 2000, Buddhi and Sharma, 2003) y con tubos evacuados, calentando de manera indirecta el material mediante el uso de un fluido de trabajo (Sharma et al., 2005). Las conclusiones a las que llegaron los autores de los trabajos antes mencionados es que los prototipos presentan una eficiencia baja debido al diseño del intercambiador de calor que transfiere la energía al material, aparte de que los materiales con los que trabajan presentan un calor latente bajo al igual que su punto de fusión, lo que limita la cantidad de energía disponible.

Una de las principales desventajas que presenta el uso de estos materiales es que muchos de ellos presentan una baja conductividad térmica complicando el proceso de la transferencia de calor y por lo cual, la tasa de carga y descarga del material se realiza de manera muy lenta (Velraj et al., 1999). Por estos motivos, se requieren técnicas o diseños que mejoren la transferencia de calor para la mayoría de las aplicaciones donde se involucren estos materiales. Para incrementar la eficiencia del proceso de transferencia de calor entre el intercambiador y los materiales de cambio de fase, se han realizado estudios implementando distintos tipos de intercambiadores de calor comerciales, donde el intercambiador de placas planas anulares presentó resultados prometedores para aplicaciones reales. Igualmente, mediante las pruebas realizadas se recomendó trabajar con números de Reynolds en régimen turbulento ya que se demostró una reducción en los tiempos del cambio de fase en hasta un 50% en comparación del manejo del fluido el régimen laminar (Medrano et al., 2009).

Algunas otras investigaciones se han realizado para intentar aumentar la transferencia de calor en el sistema, esto incrementando la conductividad térmica del material de cambio de fase agregando pequeñas partículas de un material con alta conductividad térmica como pueden ser pequeñas partículas metálicas (Siegel, 1977), o insertando el material en una matriz de metal (Tong, 1996). En ambos casos se obtuvieron resultados favorables, pero como consecuencia se ve reducida la densidad energética del material de cambio de fase, debido al volumen que ocupa el material que añaden para incrementar la conductividad térmica. Otro aspecto de importancia que se debe de tener en cuenta es la viabilidad económica del material en el sistema, para esto se debe considerar la vida útil del material de almacenamiento, es decir, no debe tener cambios importantes en la temperatura de fusión y el calor latente de fusión con el tiempo, esto puede verse alterado debido a los ciclos térmicos de carga y descarga del material de almacenamiento.

En investigaciones realizadas previamente por otros autores, se encontró que las ceras de parafina y el eritritol han demostrado una fiabilidad térmica bastante buena en vista de los cambios en el calor latente de fusión y la temperatura de fusión con respecto a los ciclos térmico. Para el caso del eritritol se ha demostrado una degradación gradual desde

los 500 hasta 1000 ciclos de carga y descarga. En este rango la temperatura de fusión y solidificación mostraron una disminución de 9-10°C y el calor latente disminuyó aproximadamente 35-40 kJ/kg (Shukla et al., 2008).

El eritritol ( $C_4H_{10}O_4$ ), es un polialcohol usado como sustituto de los sabores azucarados. Presenta una temperatura de fusión de 118 °C y una temperatura de ebullición de 275 °C, su calor específico en estado sólido es de 1.38 kJ/kg °C y de 2.76 kJ/kg °C en líquido, el calor latente de fusión es de 340 kJ/kg, su densidad es de 1450 kg/m<sup>3</sup>, la conductividad térmica es de 0.733 W/m K en estado sólido y de 0.326 W/m K en estado líquido (Haynes, 2016). Debido al alto calor latente de fusión que presenta el eritritol, su temperatura de cambio de fase y la disponibilidad del material en el mercado, se decidió desarrollar un prototipo de un sistema de almacenamiento de calor latente a pequeña escala usando eritritol como material de cambio de fase y un intercambiador de calor de aletas anulares de espesor constante para el proceso de fusión y extracción de la energía térmica.

El objetivo de la presente investigación fue evaluar la capacidad del eritritol como material de cambio de fase, utilizando un intercambiador de aletas anulares de espesor constante. Dentro de los objetivos particulares están el analizar el comportamiento de carga y descarga del material respecto al tiempo, la cantidad de energía máxima almacenada para el prototipo construido y la cantidad de energía que puede ser extraída del sistema durante un día si se desea recargar el sistema en 6 horas, esto pensando en utilizar energía solar térmica mediante un colector solar para realizar el proceso de carga en una etapa posterior.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en la construcción de un sistema de almacenamiento de energía térmica donde se utilizó eritritol como material de cambio de fase. El prototipo utilizó 31.4 kg de eritritol (punto de fusión de 118°C, calor latente de 340 kJ/kg), es calentado hasta 135°C y se determinó una energía almacenada de 17.17 MJ, para almacenar esa energía se necesitaron 9.8 horas y el sistema presentó una eficiencia de 48.66%. El sistema actualmente tiene la capacidad de mantener la energía durante 2 días solo considerando las pérdidas por convección natural. Para simular el proceso de extracción de energía del sistema se considera un coeficiente por convección forzada de 3000 W/m<sup>2</sup> K en el intercambiador de calor de aletas anulares de espesor constante, de esta forma el sistema se descarga en 24 horas. Se pueden disponer de hasta 10.51 MJ diarios en un periodo de 9.5 horas y al día siguiente volver a cargarlo durante 6 horas. El prototipo fue simulado con una precisión de 91%.

## CONSTRUCCIÓN DEL PROTOTIPO

El sistema de almacenamiento de energía térmica consta de un cilindro de acero inoxidable 304 con un espesor de 3 mm, diámetro de 0.28 m y altura de 0.35 m. Se realizó una perforación en el centro de las caras superior e inferior para insertar un tubo de cobre de 3/4 de pulgada. El intercambiador de calor es uno de tipo aletas anulares de espesor constante. El intercambiador se conecta de forma concéntrica con el cilindro donde se almacena el material de cambio de fase, por las caras superior e inferior. Por la parte central del intercambiador se inyecta el fluido de trabajo a una temperatura de 150 °C constantes. La parte central del intercambiador es un tubo de cobre de 3/4 de pulgada y 0.35 m de altura, las aletas igualmente de cobre y tienen un diámetro de 0.26 m distribuidas simétricamente a lo largo del tubo de cobre y soldadas a este con plata. El fluido de trabajo empleado es Mobiltherm603®, aceite térmico comercial. Que presenta una densidad de 862 kg/m<sup>3</sup>, un calor específico promedio de 0.425 kJ/kg °C para un rango entre los 100 y 150 °C, la temperatura de descomposición en sistemas abiertos es de 200 °C. El fluido se inyecta al intercambiador de calor a una tasa de 0.25 L/s. El fluido es calentado mediante una resistencia eléctrica de 1000 W. El aislante utilizado para el contenedor y las tuberías es lana mineral, debido a su estructura fibrosa multidireccional permite albergar aire relativamente inmóvil en su interior. Presenta una conductividad térmica de 0.034 W/m K, un calor latente de 0.80 kJ/kg K y una densidad de 40 kg/m<sup>3</sup>, tiene un espesor de 1 pulgada.

## SIMULACIÓN Y PRUEBAS REALES

Para determinar los tiempos de carga y descarga se realizaron simulaciones computacionales y pruebas en el prototipo. Las pruebas al prototipo en laboratorio se monitorearon mediante Dataloggers que recolectaban los datos de temperatura cada 5 segundos dentro del eritritol. Las simulaciones se realizaron usando los datos reales de los materiales usados y también variando datos de las pérdidas por convección natural y forzada.

Para el caso ideal se determina la cantidad ideal teórica de energía térmica que es posible almacenar en el sistema, suponiendo que la totalidad del material es fundido, la temperatura inicial de 25°C y la temperatura final de 145°C. Se realizaron los diseños en Solidworks de todos los elementos que conforman el sistema de almacenamiento (Fig. 1), se definieron los materiales para cada uno y en el caso del eritritol se definieron dos, uno para el material en estado sólido y otro en estado líquido con sus propiedades térmicas correspondientes.

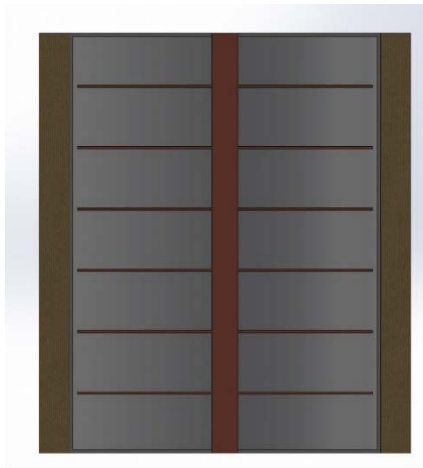


Fig. 1 Ensamblaje en Solidworks de los distintos elementos que conforman el sistema de almacenamiento de energía.

La simulación térmica se realizó en estado transitorio para determinar el tiempo y la temperatura final que alcanza el eritritol hasta lograr el estado estacionario, donde los incrementos son mínimos. Se definió un coeficiente de pérdidas por convección natural de  $10 \text{ W/m}^2 \text{ K}$  para todas las caras expuestas al ambiente del contenedor. Se estableció una temperatura constante en el fluido de trabajo de  $145^\circ\text{C}$  (dato obtenido del monitoreo del prototipo en pruebas realizadas) y se propuso un tiempo de 14 horas con intervalos de 60 segundos. Una vez que finalizó la simulación se tomaron muestras aleatorias de la temperatura en los puntos medios entre todas las aletas, se obtuvieron los datos numéricos del comportamiento a lo largo del tiempo y se obtuvo el valor promedio.

Mediante las pruebas al prototipo en laboratorio se determinó que el eritritol se debe depositar en estado líquido al contenedor, ya que su estado original es granulado y presenta problemas para fundirse de manera uniforme la primera vez si no se utiliza un sistema de agitación. Una vez que el material es fundido por primera vez este solidifica y forma un bloque compacto, el cual al momento de cambiar de fase nuevamente lo hace de manera uniforme. Durante las pruebas realizadas al prototipo, primero se calienta el fluido de trabajo hasta  $145^\circ\text{C}$  mediante una resistencia de  $1000\text{W}$ . Una vez que se alcanza la temperatura objetivo se hace circular el aceite por el intercambiador de calor de aletas anulares. Dentro del contenedor se instalaron una serie de termopares tipo K, estos envían la información de la temperatura a una serie de Dataloggers cada 5 segundos, los sensores están ubicados en los espacios entre cada aleta sin llegar a tener contacto directo con ellas solo con el eritritol. Las pruebas se realizan hasta que la temperatura deja de tener incrementos significantes a lo largo del tiempo, al igual que la simulación. Una vez que finaliza la prueba se obtienen los datos de temperatura de todos los sensores y se obtiene un valor promedio.

Una vez que el prototipo está a  $135^\circ\text{C}$  se detiene el flujo del aceite en el intercambiador mediante válvulas colocadas justo en la entrada y salida del tanque. Los sensores continúan tomando lecturas y se mantienen así hasta que el sistema por medio de convección natural pierde toda la energía almacenada. Para realizar la simulación del proceso de enfriamiento se realizan los cálculos de manera inversa, se supone que todo el eritritol y el intercambiador de calor se encuentran a una temperatura de  $135^\circ\text{C}$  y el coeficiente de pérdidas por convección natural es de  $10 \text{ W/m}^2 \text{ K}$  en todas las caras expuestas al ambiente, se utiliza una temperatura ambiente de  $25^\circ\text{C}$ .

Para simular el enfriamiento se realizaron simulaciones donde se plantea que por el tubo central se tiene un elevado coeficiente de pérdidas por convección forzada, de igual forma se sigue teniendo el mismo valor para la convección natural en las paredes expuestas al ambiente del sistema. Los coeficientes de pérdidas por convección forzada que se aplican al tubo central del intercambiador son de 50, 150, 500, 1200 y  $3000 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ . La temperatura inicial del sistema (eritritol e intercambiador de calor) para todos los casos es de  $135^\circ\text{C}$ . Las pérdidas por convección natural se mantienen en  $10 \text{ W/m}^2 \text{ K}$  con una temperatura ambiente de  $25^\circ\text{C}$ . La simulación se realiza en estado transitorio hasta que se alcanza una temperatura cercana al ambiente.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para el caso ideal una vez realizado el cálculo para determinar la energía ideal teórica, se obtuvo que la energía total que puede ser almacenada en el sistema es de  $18.12 \text{ MJ}$ . El comportamiento de la temperatura dependiendo de la energía que va siendo almacenada se muestra en la Fig. 2.

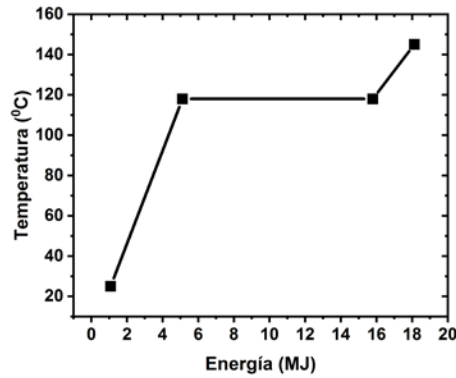


Fig. 2 Almacenamiento de energía térmica en 31.4 kg de eritritol (caso ideal).

Como se observa en la Fig. 2, el 59% de la energía almacenada lo hace en forma de calor latente a una temperatura constante de 118°C, mientras que el 41% restante lo hace en forma de calor sensible.

Para las simulaciones, con los datos y perfiles de temperatura que se obtuvieron mediante la simulación, se generó el gráfico de la Fig. 3, donde se muestra el comportamiento de la temperatura del eritritol a lo largo de 14 horas.

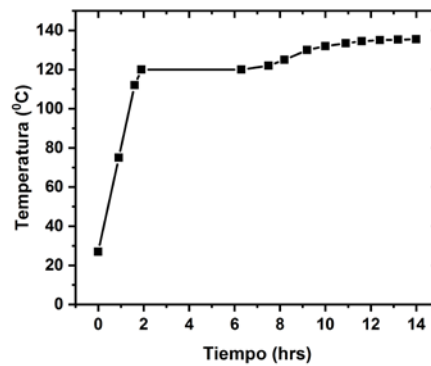


Fig. 3 Comportamiento de la temperatura del eritritol a lo largo del tiempo en una simulación de 14 horas.

En el gráfico de la Fig. 3 se observa que a las 9 horas el eritritol tiene una temperatura de 135°C y en las siguientes 5 horas solo aumenta 5°C, lo cual ya no representa un incremento significativo. Por tal motivo podemos definir que para las condiciones establecidas el estado estacionario se alcanza en 9 horas.

En la Fig. 4 se puede observar que el aislante se mantiene a temperatura ambiente después de 14 horas de simulación, el eritritol alcanza una temperatura promedio de 135°C a la cual se encuentra totalmente en estado líquido.

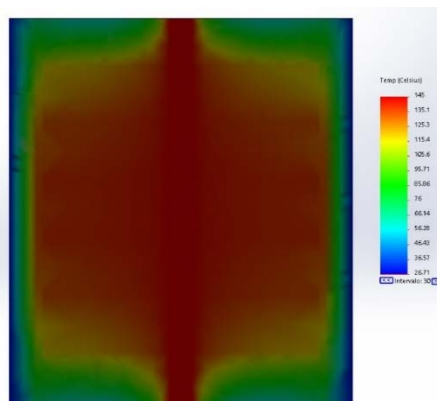


Fig. 4 Comportamiento del eritritol después de 14 hrs de simulación.

El eritritol a una temperatura de 135°C idealmente contiene una energía almacenada de 17.26 MJ. La fuente de energía para mantener el aceite a 145°C es de 1000 W, si consideramos las 9 horas que dura la simulación se tiene una energía inyectada al aceite de 32.4 MJ. Con estos datos podemos calcular la eficiencia teórica del sistema de almacenamiento mediante la ecuación 2, donde se obtiene un resultado de 53.27%.

Para las pruebas y simulaciones de la descarga natural, Los valores de la temperatura obtenidos se grafican contra el tiempo que duró la prueba. Estas pruebas de carga y descarga del material se repitieron 10 veces. las variaciones entre el tiempo y las temperaturas que se obtuvieron en cada una no sobrepasaban un margen de ±5%. Y los datos se pueden representar con ese margen de error (Fig. 5).

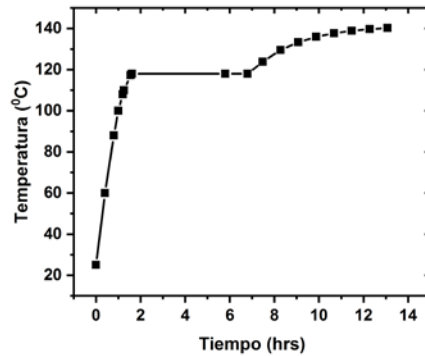


Fig. 5 Comportamiento promedio real de la temperatura del eritritol a lo largo del tiempo en 10 repeticiones.

En el gráfico de la Fig. 5 se observa que la temperatura de cambio de fase del eritritol fue de 120°C, dos grados más que la temperatura teórica del material. El proceso de cambio de fase duró 5.7 horas y se alcanzaron 135°C en 9.8 horas, 48 minutos más que en la simulación. La energía almacenada en el eritritol fue de 17.17 MJ y la energía que se consumió durante el proceso fue de 35.28 MJ, lo que resulta en una eficiencia del 48.66%, 4.61% más baja que la simulación realizada. Con los resultados que se obtuvieron se sabe que las simulaciones realizadas tienen un 91% de precisión. Si el sistema es cargado hasta una temperatura de 135°C y se mantiene en reposo (sin extracción de energía térmica) la energía se comienza a perder, debido a que no hay forma de evitar las pérdidas térmicas, solo de minimizarlas. De manera natural se considera un coeficiente de pérdidas por convección natural de 10 W/m<sup>2</sup> K en todas las caras expuestas al ambiente. Cuando la temperatura del eritritol es mayor, las pérdidas también son más altas.

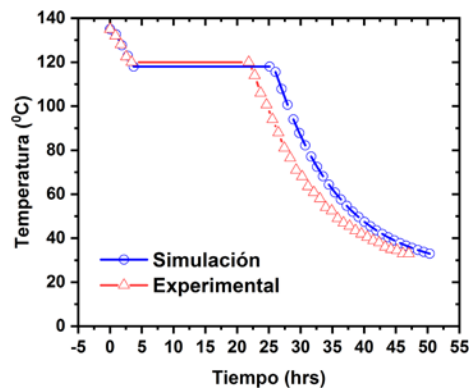


Fig. 6 Comportamiento de la temperatura del eritritol a lo largo del tiempo debido a las pérdidas de calor por convección natural, comparación de los resultados de la simulación con las pruebas reales.

En la simulación, el sistema a una temperatura de 135°C disminuirá su temperatura hasta 118°C en 25 horas, donde el eritritol ya estará solidificado. Después de 28 horas la temperatura será de 100°C y seguirá disminuyendo hasta alcanzar la temperatura ambiente, lo cual ocurrirá después de 50 horas. En las pruebas realizadas la temperatura baja de 135°C a 120°C en 21.8 horas, en las cuales el eritritol ya se encontrará solidificado. Después de las 24.5 horas el



eritritol estará a 100°C y seguirá descendiendo hasta la temperatura ambiente en más de 47 horas, lo cual es una diferencia de 3 hora con los resultados obtenidos en la simulación (Fig. 6). Para simular la extracción de energía por convección forzada, Los resultados que se obtienen de las simulaciones para la extracción de calor genera un perfil de temperatura que se grafica respecto al tiempo. Con los datos obtenidos se pueden determinar los tiempos útiles del sistema dependiendo de la tasa de extracción de energía y la temperatura que es requerida por el usuario dependiendo la aplicación que se le quiera dar.

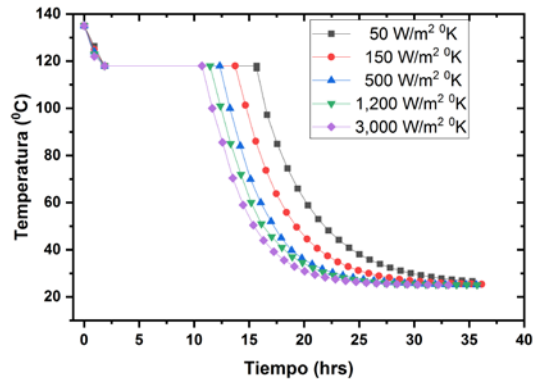


Fig. 7 Simulación de descarga del sistema a distintas tasas de remoción de energía.

Mientras mayor sea el coeficiente de extracción de energía del sistema, el tiempo en el que se agota la energía almacenada de forma latente disminuye. Para un coeficiente de 50 W/m<sup>2</sup> K la energía de calor latente se agota en 15.6 horas, mientras que para 3000 W/m<sup>2</sup> K se agota en 10.7 horas (Fig. 7). Mediante el Gráfico 5 se puede determinar las horas útiles del sistema, se debe conocer la cantidad de energía que se requiere para un proceso y la tasa de remoción de energía del sistema, lo cual depende del fluido de trabajo y su velocidad. El prototipo, a pesar de estar en una escala pequeña, demuestra que si se encuentra bien aislado se puede disponer de altas cantidades de energía a temperaturas superiores a los 100°C en un día. Si se requiere recargar el prototipo en un día en solo 6 horas usando la resistencia de 1000W y con la eficiencia actual del prototipo se podría disponer de 10,510 kJ del sistema. Suponiendo que se maneja el coeficiente de 3000 W/m<sup>2</sup> K podemos extraer durante 9.5 horas energía del sistema, el cual bajará de 135°C a 118°C sin llegar a convertirse totalmente en sólido. Este sistema es muy viable para alimentarse mediante energía solar concentrada, calentar el fluido y transferir energía al eritritol.

## CONCLUSIÓN

Se logró construir con éxito un sistema de almacenamiento de energía térmica utilizando 31.4 kg de eritritol como material de cambio de fase, logrando almacenar 17.17 MJ a una temperatura de 135°C y en un tiempo de 9.8 horas. Si el sistema está cargado y no se hace uso de la energía almacenada se disipa totalmente en 2 días debido a las pérdidas por convección natural. Si se extrae energía mediante el intercambiador de calor con un coeficiente de 3000 W/m<sup>2</sup> K el sistema se descarga totalmente en 25 horas. Con los resultados obtenidos se demuestra la viabilidad para implementar el prototipo para el almacenamiento de energía térmica en aplicaciones de calentamiento de agua para servicio, hornos y estufas solares que puedan operar durante la noche u horas sin Sol. Puede llegar a ser fácilmente redimensionado dependiendo del consumo de energía requerido. Los resultados de la simulación del sistema tuvieron una precisión del 91% en comparación con los datos reales, lo que ayuda a considerar los resultados de redimensionamientos con una precisión alta para su consideración. La aportación de este trabajo al área de almacenamiento de energía solar térmica es relevante debido a las múltiples aplicaciones que pueden tener este tipo de materiales tanto en el ámbito industrial como aplicaciones en los hogares, ya que es un material de bajo coste, no tóxico y amigable al ambiente que permite tener ahorros económicos al incorporarse a sistemas que muchos hogares cuentan (como calentadores solares) o aprovechamiento de calor residual en procesos industriales.

## REFERENCIAS

- Agyenim, F., Eames, P., Smyth, M. (2010). Heat transfer enhancement in medium temperature thermal energy storage system using a multitube heat transfer array, *Renewable Energy* 35. 198–207.
- Agyenim, F., Hewitt, N., Eames, P., Smyth, M. (2010). A review of materials, heat transfer and phase change problem formulation for latent heat thermal energy storage systems (LHTESS), *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 615–628.

- Buddhi, D., Sahoo, L.K., 1997. Solar cooker with latent heat storage: Design and experimental testing. *Energy Conversion and Management* 38 (5), 493–498.
- Buddhi, D., Sharma, S.D., Sharma, A., 2003. Thermal performance evaluation of a latent heat storage unit for late evening cooking in a solar cooker having three reflectors. *Energy Conversion and Management* 44, 809–817.
- Cengel, Y.A., Boles, M.A. (2009). *Termodinámica*. Sexta Edición. Mc Graw Hill.
- Çengel, Y.A., Ghajar, A.J. (2011). *Transferencia de calor y masa, fundamentos y aplicaciones*: Yunus A. Çengel y Afshin J. Ghajar (4a. ed.--). México D.F.: McGraw Hill.
- Farid MM, Khudhair AM, Razack SAK, Al-Hallaj S. (2004). A review on phase change energy storage: materials and applications. *Energy Convers Manage* 45:1597–615.
- Hamdan MA., Elwerr FA. (1996). Thermal energy storage using a phase change material. *Sol Energy*. 56(2):183–9.
- Hasnain, S.M., 1998. Review on sustainable thermal energy storage technologies, Part I: heat storage materials and techniques. *Energy Convers. Mgmt Vol.* 39, No. 11. 1127-1138.
- Haynes, W. M., Lide, D. R., & Bruno, T. J. (2016). *CRC handbook of chemistry and physics: a ready-reference book of chemical and physical data*. 2016-2017, 97th Edition / Boca Raton, Florida: CRC Press.
- Medrano, M., Yilmaz, M.O., Nogués, M., Martorell, I. Joan Roca, Cabeza, L.F. (2009). Experimental evaluation of commercial heat exchangers for use as PCM thermal storage systems. *Applied Energy* 86. 2047-2055.
- Murray, R.E., Groulx, D., (2014). Experimental study of the phase change and energy characteristics inside a cylindrical latent heat energy storage system: Part 1 consecutive charging and discharging. *Renewable Energy* 62. 571-581.
- Saman W, Bruno F, Halawa E. (2005) Thermal performance of PCM thermal storage unit for a roof integrated solar heating system. *Sol Energy* 78(2):341–9.
- Sharma, A., Tyagi, V.V., Chen, C.R., Buddhi, D. (2009). Review on thermal energy storage with phase change materials and applications. *Renewable and sustainable energy reviews* 13. 318-345.
- Sharma, S.D., Takeshi, I., Hiroaki, K., Kazunobu, S. (2005). Thermal performance of a solar cooker based on evacuated tube solar collector with a PCM storage unit. *Solar Energy* 78, 416 – 426.
- Shukla, A., Buddhi, D., Sawhney, R.L. 2008. Thermal cycling test of few selected inorganic and organic phase change materials. *Renewable Energy* 33. 2606-2614.
- Siegel, R. 1977. Solidification of low conductivity material containing dispersed high conductivity particles. *Int. J. Heat Mass Transfer* 20. 1087-1089.
- Tong, X., Khan, J.A., Amin, M.N. 1996. Enhancement of heat transfer by inserting a metal matrix into a phase change material. *Numerical Heat Transfer, Part A* 30. 125-141.

**DESENVOLVIMENTO DE UM COLETOR SOLAR FLEXÍVEL E DE BAIXO CUSTO****Dallegrave C.P. \*, Warikoda L.T. \*, Scaramelli D.S. \*, Oliveira M.A. de\*, Ribeiro L.M.F.\*\*\***

\* Engenharia Industrial, Escola Superior de Tecnologia e Gestão, Instituto Politécnico de Bragança, 5300-253, Bragança, Portugal, [cleberpd.9@gmail.com](mailto:cleberpd.9@gmail.com), [matheusatdeoliveira@gmail.com](mailto:matheusatdeoliveira@gmail.com), [douglasscaramelli@gmail.com](mailto:douglasscaramelli@gmail.com), [lincoln.tadashi@gmail.com](mailto:lincoln.tadashi@gmail.com).

\*\* Departamento de Tecnologia Mecânica, Escola Superior de Tecnologia e Gestão, Instituto Politécnico de Bragança, 5300-253, Bragança, Portugal, [frolen@ipb.pt](mailto:frolen@ipb.pt)

\*\*\* INEGI – Laboratório Associado de Energia, Transporte e Aeronáutica, 4200-465, Porto, Portugal

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2061>

**RESUMO**

Esse trabalho reporta o desenvolvimento numérico de um coletor solar flexível e de baixo custo e a posterior fabricação de protótipos, em filme de poliuretano (PU). Foram projetados quatro modelos de coletores solares no software SolidWorks® e realizadas simulações no software ANSYS/Fluent™ 18.2; os estudos de fabricação dos modelos foram realizados em conjunto com uma empresa de construção de insufláveis. O desempenho do sistema foi simulado para um coletor e depois para dois coletores, nas condições de inverno das cidades do Porto e de Fortaleza. O coletor forneceu água quente para uso a temperaturas próximas a 40°C. Foi fabricado um protótipo que é flexível e de baixo custo para ser testado o seu desempenho térmico.

**PALAVRAS-CHAVE:** Aquecimento de água, Termossifão, Energia Solar.

**ABSTRACT**

These paper reports the development of a flexible and low-cost solar collector and posterior prototype manufacturing, in polyurethane film. Four models of solar collectors were designed in SolidWorks® software and simulated in ANSYS/Fluent™ 18.2 software; the manufacturing studies of the models were carried out together an inflatable construction company. The systems were simulated for a collector and for two collectors in the winter conditions in the cities of Porto and Fortaleza. The collector provided hot water for use at approximately 40°C. A low-cost and flexible prototype was manufactured and it's thermal performance will be tested.

**KEYWORDS:** Water heating, Thermosiphon, Solar Energy.

## INTRODUÇÃO

Em eventos de curta duração, como em festivais ou acampamentos temporários, a água aquecida para banho nem sempre está disponível, ou quando existe requer a instalação de estruturas complexas. Além disso, em comunidades carentes, especialmente as de países como o Brasil, que usa chuveiros elétricos para aquecer água, o simples conforto de tomar banho quente não é possível para todas as pessoas. Muitos consideram o ato de tomar banho uma necessidade básica, e o fornecimento de água aquecida é fundamental para se obter um banho confortável. A água que sai do chuveiro deve ser de aproximadamente 40 °C para que um banho tenha o mínimo de conforto (Belinazo e Belinazo, 2004).

Um coletor solar é um tipo de permutador de calor que transforma energia solar em energia térmica. Essa energia é transferida ao fluido de trabalho que circula no seu interior, aquecendo-o. Um dos modos de funcionamento desse sistema é através de termossifão, sendo um sistema de aquecimento solar composto pelos seguintes elementos: coletor solar, reservatório térmico e tubagens, além das conexões hidráulicas.

O desempenho de coletores solares de baixo custo, submetidos às mesmas condições operacionais de um coletor convencional similar apresentam valores de temperatura e eficiência similares em, respectivamente, 96,76% e 93,68% (Mendes e Vieira, 2008). O estudo mostrou que o coletor solar de baixo custo é tecnicamente viável para o aquecimento doméstico de água, uma vez que, posto nas mesmas condições operacionais de um coletor solar convencional, apresentou valores temperatura de 41,8 °C, enquanto para o convencional foi de 43,2 °C, e eficiência de aquecimento, respectivamente, de 47,4 % e 50,6%.

Leephakpreeda (2010) estudou a eficiência da conversão da energia solar em energia térmica num coletor solar. Para a radiação solar de 800W/m<sup>2</sup> e temperatura na entrada do coletor de 33°C, obtendo a temperatura na saída de 43°C, enquanto o valor da temperatura no reservatório mais alto obtido foi 38°C. Leephakpreeda concluiu em seu trabalho que a eficiência de conversão é máxima quando a razão entre a diferença de temperaturas do fluido de trabalho e do ambiente pela radiação solar incidente  $\left(\frac{T_f - T_a}{I}\right)$ , aproxima-se de zero.

Cristofari et al. (2002) modelaram e desenvolveram um coletor solar para aquecimento de água fabricado com material copolímero. Analisaram a influência de diferentes parâmetros do sistema, nomeadamente, a espessura do isolamento, o caudal mássico, a espessura da camada do fluido e a velocidade do vento. Dentre os principais resultados encontrados, teve-se a eficiência média anual de 56,5% sem influência do vento e de 49,9% com vento incidindo a uma velocidade de 5m/s e a média anual de produção diária de energia foi, respectivamente, de 5,03 kWh e de 4,38 kWh.

Jordan, Seye e Motomiya (2015) buscaram avaliar o efeito do caudal de água no rendimento térmico de um coletor solar plano, construído em termoplástico, para quatro caudais mássicos de água: 0,026 kg/s; 0,04 kg/s; 0,054 kg/s e 0,068 kg/s. Através desse experimento foi possível mostrar que há um caudal ótimo de operação, uma vez que para o caudal de 0,054 kg/s obteve-se o maior valor de potência térmica de 753 W/m<sup>2</sup> e, para a maior caudal (0,068 kg/s) a potência térmica se equiparou com o do menor caudal (0,026 kg/s), 715 W/m<sup>2</sup>.

Os estudos anteriores incidem sobre coletores de baixo custo e indicam que a perda de eficácia é reduzida. Diante disso, apresenta-se um coletor solar modular, com materiais de baixo custo e flexível para facilitar o transporte e a montagem, ampliar a variedade de superfícies em que pode ser instalado e reduzir os gastos de aquisição. Este trabalho reporta o desenvolvimento deste tipo de coletor solar através de estudos numéricos e da construção de protótipos não funcionais para a obtenção de um protótipo funcional.

## METODOLOGIA

O trabalho consistiu no desenvolvimento de vários modelos numéricos de coletores solares flexíveis de baixo custo para um sistema de aquecimento de água pelo efeito de termossifão. A modelação dos coletores foi feita através do software SolidWorks®, as simulações do comportamento do sistema no software ANSYS/Fluent™ e o estudo de fabricação dos modelos foi feita em conjunto com uma empresa de construção de insufláveis. Para cada modelo de coletor desenvolvido foram feitos dois conjuntos de simulações: com apenas um coletor e com dois coletores ligados em série ou em paralelo. Após cada simulação do coletor, realizavam-se simplificações em seu design para elaboração de um modelo seguinte. Então, este modelo era simulado nas mesmas condições de seu antecessor, sendo analisado a temperatura de uso da água. O modelo seguinte era aprovado caso a temperatura analisada não apresentasse diferenças significativas em relação aos resultados do modelo antecessor.

Para que o coletor seja flexível e de baixo custo o material adotado foi o filme de poliuretano (PU), devido ao seu preço, maneabilidade e proteção contra raios ultravioletas (UV). O coletor solar possui três partes: a camada

absorvedora por onde passa o fluido, uma cobertura transparente para propiciar o efeito estufa e uma camada isolante na parte inferior para diminuir as perdas térmicas do coletor. Para facilitar a manutenção e substituição dos componentes, utilizou-se uma fixação rápida em material têxtil em todo o perímetro da cobertura transparente e da camada isolante para fixá-las à placa absorvedora.

Para as simulações no ANSYS/Fluent™, o coletor foi simulado num sistema de aquecimento com as tubagens de 15 mm de diâmetro externo e um reservatório térmico com capacidade de 150 litros, sendo desprezado o consumo de água durante o dia. O reservatório do sistema consiste em dois depósitos cilíndricos posicionadas concentricamente e, no espaço entre elas, inseriu-se isolamento térmico, cujo material selecionado foi o poliestireno expandido (EPS). Os sistemas foram simulados nas condições de inverno de Porto e de Fortaleza, localizados, respectivamente, numa zona temperada e noutra tropical. A estação de inverno foi escolhida por ser a mais extrema. A inclinação do coletor solar foi 41,2° para Porto e 27,2° para Fortaleza, de acordo com a latitude adoptada.

Nas simulações no software ANSYS/Fluent™, foi gerada automaticamente uma malha tetraédrica. Para reduzir tempo e complexidade do processamento, adotaram-se as seguintes simplificações: irradiações direta e difusa transformadas em fluxo de calor global; fluxo de calor uniforme na face superior do coletor, variando apenas em relação ao tempo, de acordo com a trajetória solar de cada local; tubos, reservatório e isolamentos inferior e lateral adiabáticos; a perda de carga na tubagem foi desprezada; fluido incompressível; escoamento laminar e fluxo de ar paralelo à superfície de 0 m/s para simular a atmosfera entre o coletor e a camada de cobertura. A eficiência foi calculada com a Equação (4).

$$\eta = \frac{\int Q_u dt}{A_c \int G dt} \quad (1)$$

onde  $\eta$  é a eficiência do coletor;  $Q_u$  é a potência calorífica, em Watt (W);  $A_c$  é a área do coletor exposta à radiação, em m<sup>2</sup> e  $G$  é a radiação solar global, em W/m<sup>2</sup>.

Para coleta de dados de temperatura foram inseridos cinco pontos no sistema. A Fig. 1 mostra o posicionamento destes pontos, sendo que três estão localizados em diferentes níveis dentro do reservatório para calcular a temperatura média de uso, um à entrada do coletor e outro à saída para medir a temperatura à saída e o seu caudal mássico.

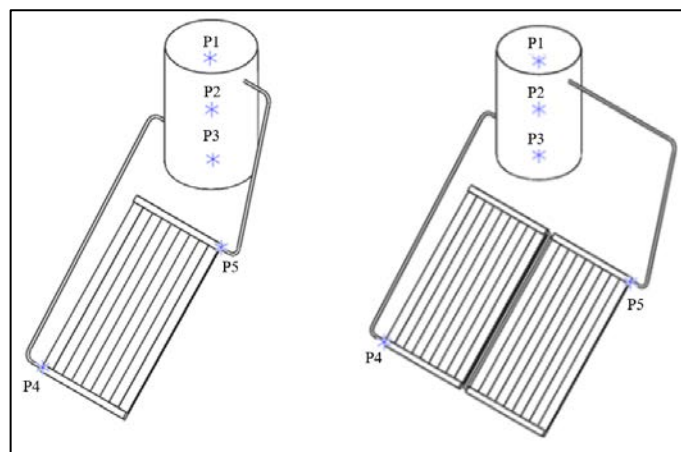


Fig. 1. Posição dos pontos de coleta de dados de temperatura no sistema analisado

O modelo demonstrativo foi fabricado para identificação das possíveis oportunidades de optimização do processo de fabrico. Sua produção ocorreu em três etapas: planificação (1), que é a conversão do modelo em 3D para 2D; corte e marcação, como os locais a serem unidos e indicação onde colocar a fixação rápida em material têxtil (2) e fixação (3). As etapas do processo de fabrico são representadas na Fig. 2.

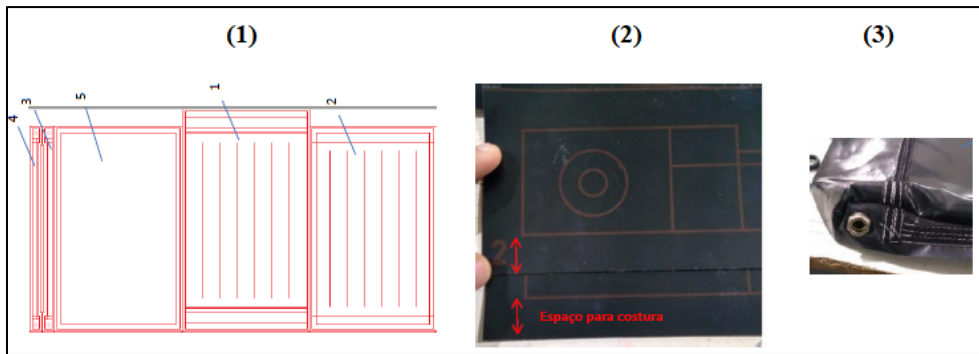


Fig. 2. Etapas do processo de fabrico do coletor solar: (1) planificação, (2) marcação e corte computadorizado e (3) montagem e finalização.

### ANÁLISE DOS RESULTADOS

No total foram projetados quatro modelos de coletores solares e foi construído um protótipo não funcional. O desenvolvimento de um modelo em relação ao outro levou em consideração os resultados das simulações do processo de fabrico do coletor. A Fig. 37 mostra a evolução dos modelos dos coletores, sendo que o modelo (1) apresenta nove canais de aquecimento, o modelo (2) possui sete e os modelos (3) e (4) possuem cinco.

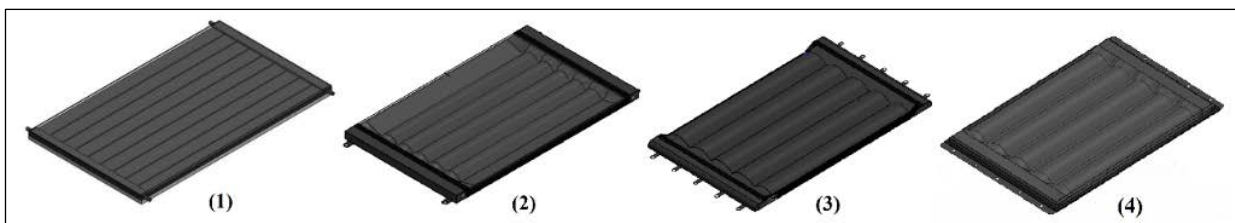


Fig. 3. Evolução dos coletores desenvolvidos

O protótipo não funcional foi fabricado com o objetivo de analisar os processos e os problemas de fabrico tendo por base o modelo 2. A Fig. 38 apresenta o protótipo não funcional do coletor solar insuflado, em fase de testes de construção.



Fig. 4. Protótipo não funcional do coletor solar insuflado

Os resultados de temperatura de uso e de saída e do caudal mássico das simulações realizadas, assim como o número de canais e o volume de água dos coletores estão indicados nas Tabelas 1 e 2. Na Tabela 1 estão dispostos os resultados da simulação do sistema com um coletor e na Tabela 2 estão os resultados para o sistema com dois coletores em paralelo.

Tabela 1. Dados coletados da simulação do sistema com 1 coletor

	Modelo	Nº de canais	Volume de água [L]	T de uso [°C]	T de saída [°C]	Caudal mássico [kg/s]
Porto	1	9	0,75	30,90	50,30	0,00363
	2	7	1,8	30,66	38,89	0,00754
	3/4	5	1,8	30,61	37,62	0,00621
Fortaleza	1	9	0,75	35,30	59,10	0,00409
	2	7	1,8	37,10	46,48	0,00783
	3/4	5	1,8	38,12	47,76	0,00868

Tabela 2. Dados coletados da simulação do sistema com 2 coletores

	Modelo	Nº de canais	Volume de água [L]	T de uso [°C]	T de saída [°C]	Caudal mássico [kg/s]
Porto	1	9	1,5	40,20	72,40	0,00405
	2	7	3,6	40,08	49,63	0,00944
	3/4	5	3,6	39,77	48,96	0,00852
Fortaleza	1	9	1,5	49,10	91,10	0,00495
	2	7	3,6	49,26	60,93	0,00801
	3/4	5	3,6	49,72	63,54	0,00905

Não foram realizadas simulações para o último modelo, pois este sofreu pequenas modificações em relação ao terceiro modelo devido a alguns ajustes necessários para seu processo de fabrico, mantendo-se a estrutura interna dos canais e zona de aquecimento.

Todos os modelos de coletores possuem uma área útil aproximada de 0,7 m<sup>2</sup>. A redução de canais foi feita para facilitar a construção, não prejudicando o seu desempenho. Apesar desta redução, a temperatura de uso apresentou pequenas variações entre os modelos simulados. Como mostrado na Tabela 1, a maior variação para Porto foi de 0,29°C entre os modelos 1 e 3, e a maior variação para Fortaleza foi de 2,82°C entre os modelos 1 e 3. Já para o sistema com 2 coletores, mostrado na Tabela 2, a maior variação para Porto foi de 0,29°C entre os modelos 1 e 3, e a maior variação para Fortaleza foi de 2,82°C entre os modelos 1 e 3.

Além disso, é possível observar na Tabela 2 que a temperatura de saída do modelo 1 é superior aos modelos 2 e 3. Isso se deve ao facto de que os coletores da simulação do primeiro modelo foram dispostos em série, e dos demais modelos em paralelo. A disposição em paralelo foi adotada para evitar que a temperatura da água ultrapasse o limite de uso de 70°C do material (TELFOR, 2019).

O protótipo não funcional construído a partir do modelo 2 será adaptado para ser testado num sistema de aquecimento de água, situado na cidade de Bragança, Portugal. Para a realização dos testes, uma bancada metálica foi construída para suportar o coletor solar e o reservatório de água. Essa bancada permite que a inclinação do coletor seja variável para a analisar a influência da inclinação no desempenho do coletor e ampliar as superfícies em que pode ser instalado.

## CONCLUSÃO

O desenvolvimento de vários protótipos através de simulações numéricas permitiu otimizar o produto sem comprometer o seu desempenho.

Através dos dados obtidos nas simulações realizadas, tendo em vista as simplificações adotadas e desprezando o consumo de água, constata-se que no Porto é necessário um sistema de montagem paralela com dois coletores, que permitirá aquecer a água para uso até 39,77 °C ao fim do dia no inverno. Já para Fortaleza, o sistema com dois coletores seria o suficiente para abastecer a residência, visto que se atingiu a temperatura de uso da água de 38,12 °C no fim do dia. Contudo, num cenário mais realista, onde existem perdas de calor e consumo de água durante o dia, torna-se necessário o emprego de três coletores para Porto e dois coletores para Fortaleza.

A partir da fabricação do primeiro protótipo, foram identificadas oportunidades de melhoria e incorporadas no modelo 3. Este modelo foi posteriormente submetido a novas simulações numéricas. Com base nisso, ajustes relacionados ao processo de fabrico foram implementados no modelo 4. Este modelo será utilizado para a fabricação do protótipo funcional. Este protótipo será testado na Escola Superior de Tecnologia e Gestão, do Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, Portugal, para validar os dados obtidos numericamente com os dados experimentais.

## REFERÊNCIAS

BELINAZO, M.; BELINAZO, H. **Parâmetros do Aquecimento de Água em Chuveiros: Conforto e Energia**. Vidya, n. 41, p. 175-192, 2004.

CRISTOFARI, C. et al. **Modelling and performance of a copolymer solar water heating collector**. Solar Energy, [s.l.], v. 72, n. 2, p.99-112, fev. 2002. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s0038-092x\(01\)00092-5](http://dx.doi.org/10.1016/s0038-092x(01)00092-5).

JORDAN, Rodrigo A.; SEYE, Omar; MOTOMIYA, Anamari V. de A. Influência da Vazão de Água sobre o Rendimento de um Coletor Solar Plano Construído em Termoplástico. Journal Of The Brazilian Association Of Agricultural Engineering. Jaboticabal, p. 665-675. ago. 2015.

JURADO, D. **Modelagem Dinâmica de um Sistema Solar Termossifão Usando Coletores Atmosféricos de Plástico**. Mestrado – Universidade Federal de Uberlândia, 2004.

LEEPHAKPREEDA, T. **Study of conversion efficiency of tube-type solar thermal collectors**. Thammasat International Journal of Science and Technology, Oxford, v. 15, n. 2, p. 10-16, 2010.

MENDES, Ana Cláudia F.; VIEIRA, Luiz Gustavo Martins. **Comparação de Desempenho entre um Aquecedor Solar de Baixo Custo (ASBC) e seu Similar Convencional**. Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2008.

PATKÓ, I.; SZEDER, A.; PATKÓ, C. **Evaluation the Impact Tilt Angle on the Sun Collectors**, Energy Procedia. v. 32, p. 222-231, 2013.

TELFOR. Coberturas/Capotas. Têxteis técnicos, 2019. Disponível em: <[http://www.telfor.pt/\\_coberturas\\_capotas](http://www.telfor.pt/_coberturas_capotas)>. Acesso em: 30 nov. 2019.



## TECNOLOGIA SOLAR HÍBRIDA

**Ramos C.A.F.\* \*\***, **Alcasso A.N.\* \*\***, **Cardoso A.J.M.\*\***

\*Instituto Politécnico da Guarda, Av. Dr. Francisco Sá Carneiro, Guarda, 6300-559, Portugal, [framos@ipg.pt](mailto:framos@ipg.pt),  
[aderitona@ipg.pt](mailto:aderitona@ipg.pt)

\*\*CISE - Centro de Investigação em Sistemas Electromecatrónicos, Universidade da Beira Interior, Calçada Fonte do Lameiro, P - 6201-001, Covilhã, Portugal, [ajmcardoso@ieee.org](mailto:ajmcardoso@ieee.org)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2062>

## RESUMO

Presentemente, a tecnologia solar converte a energia da radiação solar em energia elétrica e energia térmica, através do efeito fotovoltaico (PV) das células solares, e dos coletores térmicos de absorção da radiação para aquecimento, respectivamente. Estas formas de conversão são geralmente realizadas separadamente. Contudo, a eficiência da célula PV decresce devido ao seu natural aquecimento, quando exposta à radiação solar. Esta situação ocorre para a maioria das instalações PV, tornando-se necessário o seu arrefecimento, através de um fluido térmico, para que possa ter uma maior eficiência na geração de eletricidade e, ao mesmo tempo, aproveitar o calor extraído. Este equipamento, agora de cogeração, denomina-se de coletor solar híbrido termofotovoltaico (PVT). Neste artigo são examinados os diversos tipos de tecnologia solar, com especial relevo para a tecnologia PVT, e é apresentado um estudo teórico-experimental de um sistema PVT. As principais vantagens do uso do PVT, comparativamente ao PV e ao coletor térmico convencionais, centram-se essencialmente numa maior eficiência por unidade de área e numa diminuição da área de instalação necessária.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar, Tecnologia Solar, Coletor Híbrido Termofotovoltaico

## ABSTRACT

Currently, solar technology converts solar radiation into electric and thermal energy, through the photovoltaic (PV) effect of solar cells, and thermal collectors that absorb radiation for heat generation, respectively. These types of conversion are generally accomplished separately. However, due to the natural heating of the PV cell, when exposed to solar radiation, its efficiency decreases. This situation occurs in the majority of PV setups and makes it necessary to have cooling, by the means of a thermal fluid, so that it can achieve an increased electric efficiency, and at the same time take advantage of the extracted heat. This cogeneration equipment is called a Photovoltaic-Thermal hybrid solar collector (PVT). In this paper various types of solar technologies are examined, in particular the PVT technology, and a theoretical-experimental study of a PVT system is presented. The main advantages of PVT, relative to PV and thermal collectors, is essentially a larger efficiency per unit of area and a reduction in the required installation area.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Solar Technology, Photovoltaic-Thermal Hybrid Collector

## INTRODUÇÃO

A tecnologia solar existente converte a energia da radiação solar em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico das células solares que compõem um painel fotovoltaico (PV, da sigla em inglês), e em energia térmica, através de coletores térmicos que aproveitam a absorção da radiação infravermelha para aquecimento. Estes dois tipos de conversão são realizados tradicionalmente em separado.

Nas células solares fotovoltaicas de tecnologia de silício cristalino, que constituem a maior parte das células solares existentes no mundo, quando sujeitas à radiação solar e à temperatura do meio envolvente, pode verificar-se uma tendência de aumento da sua temperatura, o que implica o seu aquecimento, fazendo com que naturalmente a sua eficiência decresça. Esta situação deve-se principalmente à absorção, por parte das células, da radiação solar incidente na sua forma de energia infravermelha, que não é convertida em energia elétrica.

Num painel PV convencional o calor gerado pelas células solares não é usado, sendo rejeitado para a envolvente. Parece, assim, ser uma situação atrativa extrair o calor da célula, o que significa um arrefecimento ativo, e ao mesmo tempo fazer uso desta energia. Assim, a solução a considerar traduz-se num equipamento que converta a radiação solar em energia útil, nomeadamente em energia elétrica, através do módulo fotovoltaico, e simultaneamente produza energia térmica, num módulo térmico, tendo em conta a transferência do calor extraído do módulo fotovoltaico para um fluido térmico. Este equipamento de cogeração, que produz em simultâneo eletricidade e calor, denomina-se de coletor solar híbrido termofotovoltaico (em inglês, *Photovoltaic-Thermal solar collector* ou tipicamente abreviado por PVT). A investigação da tecnologia PVT começou a partir da década de 70 do século passado (Chow, 2010), tendo vindo a aumentar desde aí o interesse no seu desenvolvimento para que seja considerada uma opção na produção de energia renovável, no contributo do mix global das energias de fontes renováveis.

As principais vantagens do uso do PVT relativamente ao PV e ao coletor térmico convencionais centram-se essencialmente numa maior eficiência por unidade de área, o que traduz não só o aumento da eficiência elétrica pelo arrefecimento do PV e conseqüentemente o aproveitamento das perdas de calor das células solares, e numa diminuição da área de instalação de equipamentos solares. Ao combinar a geração de eletricidade e calor num mesmo equipamento, esta tecnologia pode alcançar uma elevada eficiência global comparativamente à presente tecnologia solar PV e térmica instaladas em separado.

No presente trabalho, são examinados os diversos tipos de tecnologia solar, incidindo principalmente na tecnologia PVT, sendo ainda apresentado um estudo teórico-experimental de um sistema PVT. Este estudo foi efetuado no CISE | Centro de Investigação em Sistemas Electromecatrónicos, nas suas instalações da Guarda International Research Station on Renewable Energies (GIRS-RES).

O coletor PVT onde se realizaram os ensaios experimentais tem como termofluido de arrefecimento um líquido composto por água e anticongelante, à semelhança de um coletor térmico convencional. O PVT está integrado num sistema composto por uma parte elétrica, que é constituída essencialmente pelo controlador de carga, pela bateria e pelo conversor DC/AC, e por uma parte térmica, que tem como equipamentos constituintes o permutador de calor e o tanque de armazenamento da água quente que suportará o consumo de água quente. Os dados dos testes do sistema solar proposto são expressos em termos da eficiência global do PVT, que é a soma direta das eficiências elétrica e térmica deste coletor. Como resumo da conclusão, poder-se-á dizer que o PVT, relativamente ao painel PV e ao coletor térmico em separado, tem como principais vantagens uma maior eficiência por unidade de área, devido ao aumento da eficiência elétrica pelo arrefecimento das células solares, e conseqüentemente o aproveitamento das perdas de calor das mesmas células. Devido à sua própria morfologia, o PVT apresenta também uma diminuição da área de instalação, comparativamente aos outros equipamentos solares convencionais.

## ENERGIA E TECNOLOGIA SOLAR

De seguida abordar-se-á a energia solar e a tecnologia aplicada para a conversão da radiação solar em energia útil, nomeadamente energia elétrica e térmica. Como mais valia da conversão da energia solar, e embora esse não seja o principal assunto deste trabalho, poder-se-á também obter a produção de frio, tendo, para isso, de se associar ao sistema PVT uma máquina de adsorção ou de absorção.

### Energia Solar

A previsão da procura de energia até ao ano 2040 é de um crescimento de cerca de 25% (IEA, 2017). A médio prazo a realidade no setor da energia será diferente da atual, prevendo-se que o consumo nos países da OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico) estabilizará ou poderá mesmo decrescer, enquanto noutras partes do mundo a tendência é de crescimento.

Atualmente, a produção mundial de eletricidade por fontes renováveis é de 26,5%, sendo a conversão de energia solar ainda reduzida; menos de 2% (REN21, 2018).

Para se conhecer melhor a energia da radiação solar e a sua conversão em outro tipo de energia útil através de equipamentos ditos solares (como são os casos dos painéis solares e dos coletores térmicos), é útil conhecer o espectro da radiação solar. A Fig. 1 apresenta o espectro típico da radiação solar, distinguindo a distribuição espectral da radiação

solar extraterrestre, com o coeficiente de Massa de Ar correspondente (AM0), bem como a radiação ao nível do mar cujo ângulo de incidência com a normal é de  $0^\circ$  (AM1) e o espectro de referência de um corpo negro a 6000 K. De referir que o espectro de emissão do sol pode ser considerado como o de um corpo negro cuja temperatura seja de aproximadamente 5800 K.

As bandas a amarelo da Fig. 1 (Adaptada de Ramos *et al.*, 2019) mostram onde a energia é absorvida mais severamente pelos gases presentes ao longo da atmosfera terrestre, nomeadamente o vapor de água ( $H_2O$ ), o dióxido de carbono ( $CO_2$ ), o ozono ( $O_3$ ) e outros gases de efeito de estufa e onde se pode visualizar os efeitos da atenuação atmosférica sobre a distribuição espectral da radiação solar.

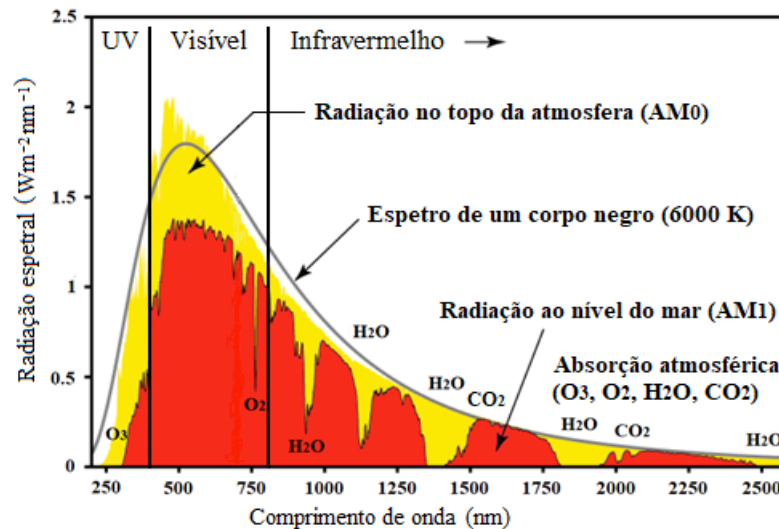


Fig. 1. Distribuição espectral da radiação solar.

Assim, enquanto o  $O_3$  na estratosfera tem uma elevada absorção na banda da radiação ultravioleta, o  $H_2O$  e o  $CO_2$  atuam na radiação com comprimento de onda maiores.

### Tecnologia Solar

A tecnologia solar usa a fonte renovável e ilimitada de energia disponibilizada pelo sol e contribui ativamente para a progressiva substituição da tecnologia ligada às fontes de energia de origem fóssil, cujos recursos são finitos e apresentam grandes impactos no clima e no meio ambiente, dando, assim, o seu contributo na alternativa para a produção de energia e ao mesmo tempo para a minimização destes impactos. Apresentar-se-ão a seguir os tipos de equipamentos solares que já possuem alguma maturidade e em mais detalhe os mais recentes.

#### Painel Fotovoltaico e Coletor Térmico

A curto e a médio prazo é previsível que a energia por fontes renováveis venha a ter um grande crescimento na produção global de eletricidade, com o solar fotovoltaico em claro destaque (IEA, 2017), devido essencialmente à necessidade de acesso à energia de reduzido impacto ambiental.

A tecnologia solar existente, nomeadamente a fotovoltaica e a térmica, pode ser classificada tendo em conta diversos critérios, como o tipo de material usado, o modo de captação da radiação solar, entre outros (Ramos *et al.*, 2019).

Os painéis fotovoltaicos convertem diretamente radiação solar em energia elétrica através do efeito fotoelétrico e são compostos por células solares. Estas células podem ser classificadas em termos de tipo de tecnologia, nomeadamente de primeira, segunda e terceira geração. No primeiro caso, a primeira geração, a tecnologia de silício cristalino (Si), é composta pelas células monocristalinas e policristalinas e são estas que mais proliferam no mercado global. A segunda geração, também denominada de película fina, é constituída principalmente por células de vários constituintes, nomeadamente células de silício amorfo (A-Si), células de Cádmio-Telúrio (CdTe), células de Cobre-Índio-Gálio-Selénio (CIGS) e células de Gálio-Arsénio (GaAs). A terceira geração, denominada de multijunção, é formada por células de GaAs multi-junção, células desensibilizadas por corantes, células orgânicas (com utilização de materiais orgânicos) e inorgânicas (com utilização de substâncias inorgânicas).

Tendo em conta o material de que é composta a célula fotovoltaica, a sua principal desvantagem, quando exposta à radiação solar, deve-se à sua resposta espectral seletiva. A Fig. 2 (Adaptada de Coulson, 1975) mostra as curvas de um típico espectro solar fora da atmosfera terrestre e da resposta espectral da célula solar de silício. Esta última curva define o intervalo da sensibilidade espectral da célula, mostrando a influência de uma faixa de radiação solar na eficiência da geração de energia elétrica. É notório que este tipo de células é sensível ao espectro visível e ao infravermelho próximo.

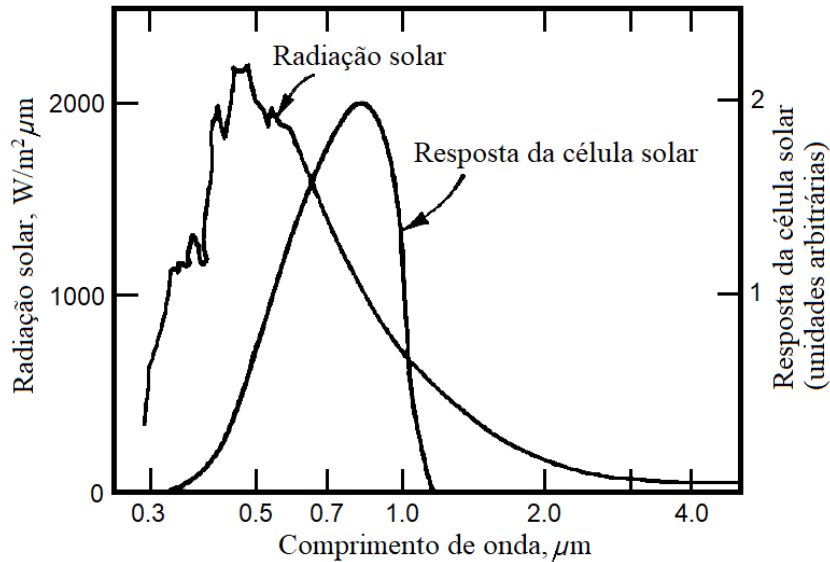


Fig. 2. Distribuição espectral da radiação solar extraterrestre e resposta espectral da célula solar de silício

Relativamente aos coletores térmicos, estes produzem calor pela absorção da radiação solar. Assim, estes equipamentos servem para converter a maior quantidade de radiação solar disponível em calor e transmitir este calor para o restante sistema com o mínimo de perdas térmicas possíveis. Assim, a geração de energia térmica através da energia solar é conseguida num coletor solar térmico através de absorção dos raios solares por uma superfície absorvedora, que por sua vez transmite esse calor a um fluido de transferência térmica (geralmente composto por uma mistura de água com anti-congelante) que transmite calor ao fluido de utilização. A eficiência deste equipamento é influenciada principalmente pelas perdas por reflexão, na zona transparente de receção da radiação solar (cobertura transparente) e pelas perdas térmicas em toda a superfície do coletor. Se as perdas por reflexão dependem do tipo de material que recebe a radiação solar, já as perdas térmicas estão dependentes da diferença de temperatura entre o absorvedor e o ar exterior, da insolação, da construção do coletor e dos próprios materiais usados, incluindo os materiais de isolamento térmico. Estes equipamentos são classificados em coletores concentradores e coletores planos, de acordo com a existência ou não de mecanismos de concentração da radiação solar e ainda em coletores térmicos de tubos de vácuo (em inglês, *evacuated tube collector-ETC*).

Os coletores solares térmicos, na sua conversão de energia solar em calor, são sensíveis à radiação de onda curta, nomeadamente à radiação visível e ao infravermelho próximo.

#### Coletor Híbrido Termofotovoltaico

Para a maioria dos módulos PV, a temperatura máxima de operação é limitada para menos do que a temperatura máxima de operação certificada, tipicamente um valor de cerca de 85 °C (IEC, 2016).

A maior parte das células fotovoltaicas, que são baseadas na tecnologia de silício, sofrem uma queda de eficiência com o aumento da sua temperatura. Esta redução de eficiência é de cerca de 0,2 a 0,5% por cada °C de aumento na temperatura (Zondag et al. 2006).

Tendo em conta a presente tecnologia solar, onde se verifica que os painéis fotovoltaicos geram eletricidade e os coletores térmicos produzem calor, funcionando separadamente, continua a ser desenvolvido uma tecnologia solar híbrida baseada na combinação de coletores térmicos (módulo térmico) com células solares fotovoltaicas (módulo fotovoltaico). Estes dois módulos estão integrados num mesmo equipamento, em que as células solares estão isoladas eletricamente e posicionadas em cima de um absorvedor térmico, ao qual estão termicamente ligadas, que por sua vez e através do seu fluido termodinâmico (água com anticongelante) arrefece as células. Assim, estes dois módulos, elétrico e térmico, formam um equipamento que é construído de modo a transferir calor das células PV para um fluido, resultando no arrefecimento das células e conseqüentemente na melhoria da sua eficiência e no prolongamento da sua vida útil. Relativamente à componente térmica, o seu desempenho não será superior ao obtido num coletor térmico puro, podendo ser inferior a este. Este equipamento de cogeração, que converte a energia solar em eletricidade e calor em simultâneo, denomina-se de coletor solar termofotovoltaico (em inglês, *Photovoltaic-Thermal solar collector* ou *PVT*).

O PVT, devido ao arrefecimento do seu módulo fotovoltaico, terá uma maior eficiência na geração de energia elétrica, comparativamente ao sistema PV convencional, enquanto produz energia térmica útil no seu módulo térmico. A Fig. 3 (Adaptada de Hofmann et al. 2010; Ramos et al. 2019) esquematiza os tipos de tecnologia solar, com a distinção dos meios convencionais, fotovoltaica e térmica, e dos tipos de coletores solares híbridos PVT.

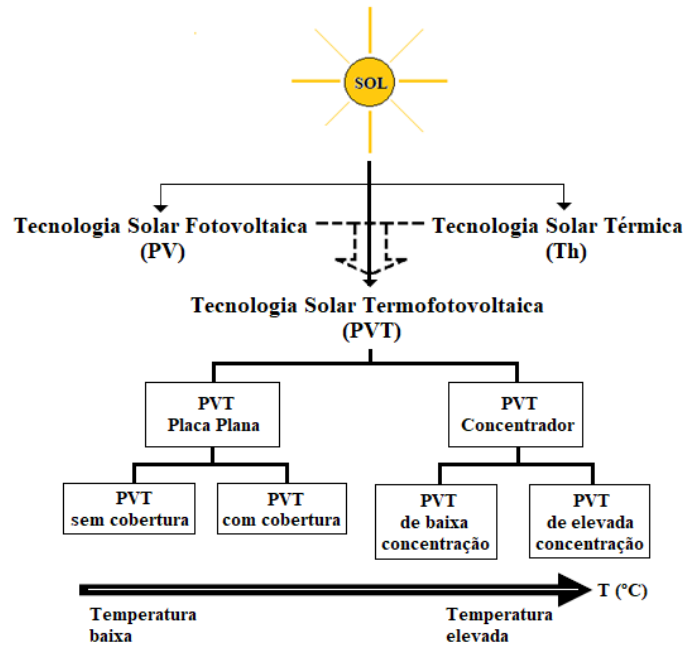


Fig. 3. Tecnologia solar e tipos de coletores PVT

Há múltiplas possibilidades técnicas para combinar as células PV e coletores térmicos. As diferentes tecnologias PVT diferem substancialmente de acordo com vários fatores, nomeadamente o seu design, o tipo de fluido térmico usado (líquido ou gás), o tipo de material utilizado na sua construção e as suas aplicações nos diferentes intervalos de temperatura de operação. Assim, e de acordo com a Fig. 3, os coletores PVT podem ser classificados em PVT de placa plana e PVT concentrador, podendo ambos os tipos de coletores usar como fluido térmico a água ou ar, ou podem ainda, utilizar estes dois tipos de fluido térmico em simultâneo. Os coletores PVT de placa plana podem ter ou não um acréscimo de uma cobertura de vidro, denominando-se PVT com cobertura e sem cobertura, respetivamente. A cobertura, que é um vidro adicional que delimita uma camada de ar entre este e o módulo PV, aumenta a eficiência térmica. No entanto, esta solução leva a que se atinjam temperaturas significativamente mais elevadas que os painéis fotovoltaicos e os PVTs sem cobertura, sendo, por isso, uma tecnologia solar que dá primazia à produção de calor relativamente à geração de eletricidade. Os coletores PVT concentradores têm como objetivo concentrar a radiação solar numa área, através de dispositivos de reflexão. Assim, os raios solares que incidem nos refletores (espelhos) serão refletidos para um recetor, que é composto de um absorvedor por onde circula um fluido de troca térmica. Estes coletores têm perdas térmicas para o ambiente reduzidas, o que melhora significativamente a sua eficiência em aplicações com temperaturas elevadas. A Fig. 4 mostra dois exemplos de PVTs.

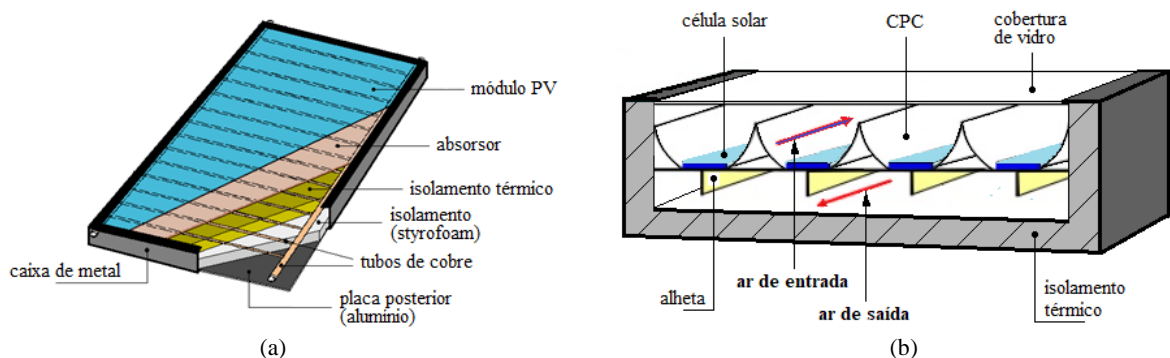


Fig. 4. Coletores PVT de placa plana: (a) sem cobertura; (b) concentrador

O coletor PVT de placa plana sem cobertura adicional de vidro, Fig. 4 (a), tem o seu módulo fotovoltaico na face anterior do PVT e o escoamento do fluido térmico (líquido) passa pelos tubos de cobre que estão abaixo da placa absorvedora e que absorvem calor das células para o fluido. O isolamento térmico serve para que não haja muitas perdas de calor pelas partes laterais e posterior. O coletor PVT concentrador, Fig. 4 (b), incorpora concentradores CPC (em inglês, *Compound Parabolic Concentrator*), que refletem a radiação solar, para uma maior concentração desta radiação em direção às células solares. Neste último PVT o ar entra nos canais situados entre o vidro de cobertura e

as células PV, onde é aquecido diretamente pela radiação solar, fluindo de seguida aos canais abaixo da placa destas células onde existem alhetas com o objetivo de aumentar ainda mais a transferência de calor da célula para o fluido. A variedade das aplicações dos coletores PVTs pode ser de acordo com o seu nível de temperatura. Assim, poder-se-ão considerar três níveis de aplicações do PVT: de baixa temperatura (até 50 °C), de média temperatura (até 80 °C) e de elevada temperatura (acima de 80 °C).

### ENSAIO DE UM COLETOR PVT

Para além da caracterização dos coletores PVTs, pretende-se neste trabalho apresentar um estudo teórico-experimental de um sistema com um PVT de placa plana sem cobertura, para se compreender a utilidade deste em comparação com sistemas clássicos de aproveitamento de energia solar.

O presente trabalho foi efetuado no CISE | Centro de Investigação em Sistemas Electromecatrónicos, nas suas instalações da “Guarda International Research Station on Renewable Energies (GIRS-RES)”, onde se encontram, num arranjo em série, paralelo e misto, dez módulos PVT, conforme se pode ver na Fig. 5. Consideram-se estes tipos de arranjo de acordo com as necessidades requeridas de corrente, tensão e temperaturas do fluido térmico. Alguns trabalhos já foram desenvolvidos na área da manutenção dos PVTs (Ramos, *et al.* 2017), sendo que a monitorização das temperaturas permite a deteção de anomalias antes que elas se tornem falhas, alcançando, assim, um diagnóstico sem que haja interrupção da operação do equipamento (Cardoso, 2018).



Fig. 5. Arranjo de dez módulos PVT no GIRS-RES

O estudo efetuado neste artigo teve em consideração um sistema com um coletor PVT, onde se realizaram os ensaios experimentais, de acordo com o esquema da Fig. 6.

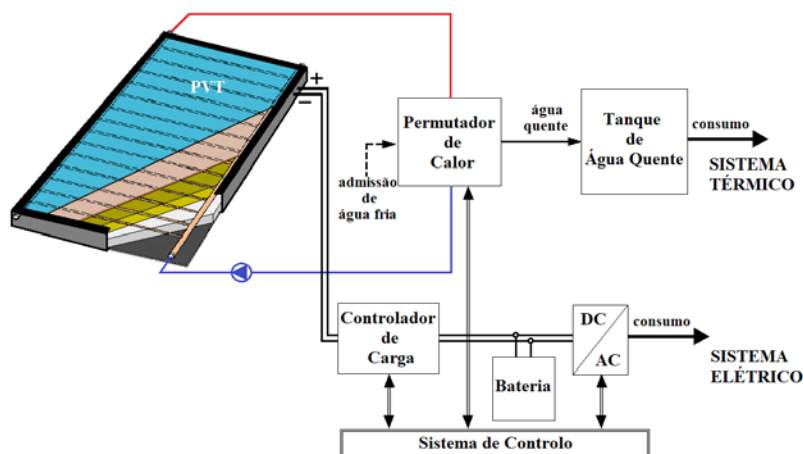


Fig. 6. Esquema do sistema do PVT

Na Fig. 6 pode ver-se que o PVT, como equipamento de cogeração, está integrado num sistema composto por uma parte elétrica, que é constituída essencialmente pelo controlador de carga, pela bateria e pelo conversor DC/AC, e

por uma parte térmica, que tem como equipamentos constituintes o permutador de calor e o tanque de armazenamento da água quente que suportará o consumo de água quente. De notar que o PVT tem como termofluido de arrefecimento um líquido composto por água e anticongelante, à semelhança de um coletor térmico convencional.

As curvas de eficiência dos módulos elétrico e térmico do PVT foram calculadas através de um modelo numérico, onde a eficiência global do PVT aparece como a soma direta das eficiências elétrica e térmica (Ramos *et al.*, 2019). Os dados dos testes experimentais do coletor PVT são expressos usualmente numa relação de eficiência instantânea (térmica, elétrica e global) e da denominada temperatura reduzida, que é definida como  $T^* = (T_i - T_a)/G$  (Duffie *et al.*, 2006), como mostra a Fig. 7. Nesta figura,  $T_i$  e  $T_a$  são as temperaturas de entrada do fluido no PVT e a temperatura ambiente (em °C), respetivamente e  $G$  a radiação solar (em W/m<sup>2</sup>). As condições ambientais verificadas foram as seguintes: os valores da temperatura  $T_i$  variaram de 23 a 40 °C, os da temperatura  $T_a$  de 20 a 35 °C, os valores de  $G$  variaram entre 250 a 1000 W/m<sup>2</sup> e a velocidade do vento foi cerca de 1 m/s.

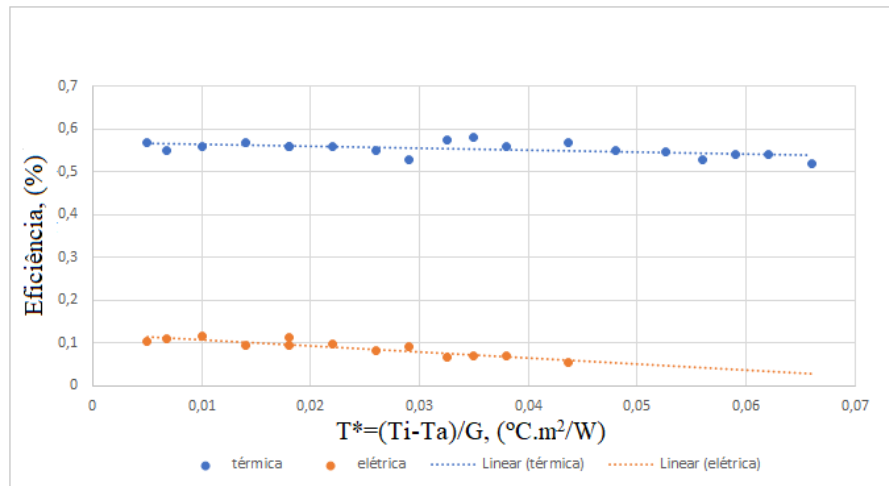


Fig. 7. Dados experimentais da eficiência térmica e elétrica do PVT relativamente à temperatura reduzida

A relação entre a eficiência e a temperatura reduzida apresentada na Fig. 7 revela que tanto a eficiência térmica como a elétrica decrescem com a diminuição do gradiente de temperatura  $T_i - T_a$ , se se mantiver o valor de  $G$  aproximadamente constante. Também se observa que se os valores de  $T_a$  e  $G$  se mantiverem sensivelmente inalterados, a diminuição da temperatura  $T_i$  reflete-se num aumento da eficiência térmica e elétrica. Assim, ao introduzir-se no PVT um fluido térmico mais frio, este tem a capacidade de arrefecer melhor as células solares e, conseqüentemente, de absorver mais facilmente o calor destas. Esta análise é consentânea com o objetivo do uso do PVT como equipamento solar de cogeração alternativo aos equipamentos solares contemporâneos.

Com o presente estudo pretende-se, também, mostrar a possibilidade da otimização do sistema PVT no sentido de aliar à potência máxima elétrica a cada momento (em inglês, *maximum power point tracker* ou *MPPT*) a potência máxima a retirar do módulo térmico do PVT.

A Fig. 8 apresenta curvas de eficiência térmica, elétrica e global relativamente ao caudal mássico do fluido térmico do PVT.

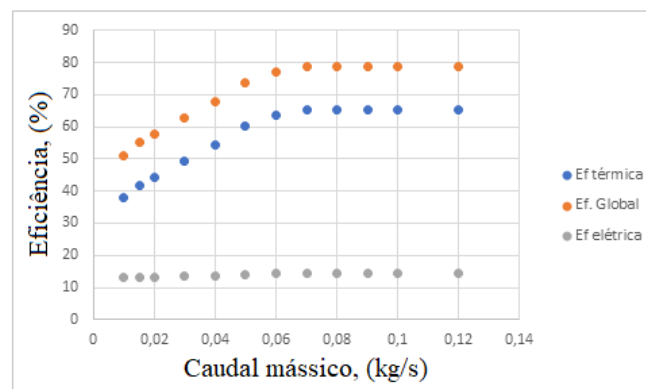


Fig. 8. Curvas de eficiência do PVT relativamente ao caudal mássico

Da análise da Fig. 8 pode concluir-se que a partir de um certo valor de caudal (aproximadamente 0,06 kg/s), as eficiências térmica e elétrica do PVT não se alteram significativamente, não havendo, assim, necessidade de aumentar

este valor acima do mencionado, pois não trará maiores valores de eficiência. Por definição a soma das eficiências térmica e elétrica é a eficiência global, e esta tem um comportamento semelhante às anteriores.

No funcionamento do PVT é notória a importância do caudal mássico, nomeadamente no controlo da temperatura do fluido térmico e consequentemente da maximização da eficiência térmica do PVT, conforme se pode observar na Fig. 8. O controlo do caudal mássico associado ao MPPT, a efetuar no módulo elétrico, maximiza a eficiência global do PVT, podendo-se, assim, extrair a sua potência global máxima.

## CONCLUSÕES

Para além da apresentação da tecnologia solar, foi apresentado o teste a um sistema com um coletor solar PVT. Este sistema é composto por uma parte térmica e outra elétrica. O objetivo era mostrar a maximização da eficiência energética do sistema apresentado. Como conclusão, pode-se considerar o seguinte:

- durante um intervalo de tempo em que a radiação solar se mantenha aproximadamente constante e que o gradiente de temperatura ( $T_i - T_a$ ) tenha um crescimento, principalmente pelo aumento mais rápido do valor de  $T_i$  em relação ao valor de  $T_a$ , as eficiências térmica e elétrica decrescem;
- com o gradiente de temperatura ( $T_i - T_a$ ) a crescer pouco ou a manter-se praticamente constante e com o aumento da radiação solar em maior valor, as eficiências térmica e elétrica crescerão;
- à parte das condições climáticas, nomeadamente a velocidade do vento, a temperatura ambiente e a quantidade da radiação solar e em qualquer das situações verificadas, o caudal mássico do fluido térmico controlará a temperatura de entrada  $T_i$ , o que acabará por interferir nas eficiências térmica e elétrica e por conseguinte na eficiência global do PVT.

Relativamente ao painel PV e ao coletor térmico em separado, a principal vantagem do PVT centra-se numa maior eficiência por unidade de área devido ao aumento da eficiência elétrica, pelo arrefecimento das células solares, e consequentemente do aproveitamento das perdas de calor das mesmas células. Devido à sua própria morfologia, o PVT apresenta uma diminuição da área de instalação, comparativamente aos outros equipamentos solares convencionais.

Tendo em conta o que se apresentou no presente artigo, pode-se concluir que a tecnologia PVT pode dar um contributo para o mix de energia no mundo e ser considerada como uma opção para a produção renovável de calor, frio e eletricidade.

## AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi suportado pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) no âmbito do Programa Operacional para a Competitividade e Internacionalização (COMPETE 2020), através do Projecto POCI-01-0145-FEDER-029494, e pela Fundação para a Ciência e Tecnologia (FCT) através dos Projectos UIDB/04131/2020 e UIDP/04131/2020.

## REFERÊNCIAS

- Cardoso A. J. M. (2018) *Diagnosis and Fault Tolerance of Electrical Machines, Power Electronics and Drives*. IET-The Institution of Engineering and Technology, London, UK.
- Chow T. T. (2010). A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology. *Applied Energy*. 87, 365-379.
- Coulson K. L. (1975) *Solar and Terrestrial Radiation*, Academic, New York.
- Duffie, J. A. and Beckman, W. A. (2006) *Solar Engineering of Thermal Processes*, 3<sup>rd</sup> edn, John Wiley & Sons.
- Hofmann P., Dupeyrat P., Kramer K., Hermann M. and Stryi-Hipp G. (2010) Measurements and Benchmark of PV-T Collectors According to EN 12975 and Development of a Standardized Measurement Procedure. *Proceedings of Eurosun 2010*, 28 September-01 October, Graz, Austria.
- IEA - International Energy Agency (2017). *World Energy Outlook 2017*.
- IEC 61215-1-1 (2016) *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval. Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules*. British Standards Institution.
- Ramos, C. A. F., Alcaso, A. N., Cardoso, A. J. M. (2017) Análise por Termografia de Módulos Termofotovoltaicos. *Proceedings of the 13<sup>o</sup> Congresso Ibero-Americano de Engenharia Mecânica*, 23-26 de Outubro, Lisboa, Portugal.



Ramos, C. A. F., Alcaso, A. N., Cardoso, A. J. M. (2019) Photovoltaic-Thermal (PVT) Technology: Review and Case Study. *Proceedings of the 4th International Conference on New Energy and Future Energy Systems*, Macau, 12 pp., July 21-24; *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Vol. 354, 012048, October 2019.

REN21 (2018). *Renewables 2018 - Global Status Report*.

Zondag H. A., Bakker M. and van Helden W. G. J. (2006) *PVT Roadmap - A European guide for the development and market introduction of PV-Thermal Technology*. International Nuclear Information System.



**PROPUESTA DE ELABORACIÓN DE UN PIRANOMETRO CON BASE DE CELDAS DE CdTe.**

**Daniel Alberto Reyes Guerrero\*, Rogelio Mendoza Pérez\*\*, José Alfredo del Oso Acevedo\*\*, Álvaro Eduardo Lentz Herrera\*\*, Miguel Morales Rodríguez\*\*\*, Jesús Adán Fierro López\***

- \* Universidad Politécnica de Sinaloa, Carretera Municipal Libre Mazatlán Higuera Km 3, Col. Genaro Estrada C.P. 82199 Mazatlán, Sinaloa, México. [2019031025@upsin.edu.mx](mailto:2019031025@upsin.edu.mx)
- \*\* Universidad Autónoma de la Ciudad de México, plantel San Lorenzo Tezonco, Calle Prolongación San Isidro No. 151, Col. San Lorenzo Tezonco, Alcaldía Iztapalapa, México, D.F., C.P. 09790  
[rogelio.mendoza@uacm.edu.mx](mailto:rogelio.mendoza@uacm.edu.mx)
- \*\*\* Universidad Politécnica del Valle de México Av. Mexiquense s/n esquina Av. Universidad Politécnica, Col. Villa Esmeralda, Tultitlán, C.P. 54910, Estado de México.

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2063>

**RESUMEN**

Actualmente, se encuentra en crecimiento la importancia de aprovechar la energía solar como una fuente de energía, ya que es considerada como una de las fuentes más limpias en el mercado. Es por ello, que se necesita contar con equipos capaces de cuantificar el recurso solar y aprovechar la energía brindada por el mismo. Es de suma importancia mencionar que en la actualidad existen dispositivos especializados y calibrados para poder medir y cuantificar el recurso solar.

Los equipos que ya se encuentran en el mercado utilizados para este tipo de actividades, son considerablemente caros, haciendo que su obtención solo sea para unos cuantos, lo que genera que poca gente voltee hacia la energía solar por el motivo que no pueden realizar las mediciones necesarias para poder trabajar sobre esto. Por ello, se buscó el apoyo del Laboratorio de Ciencias y Tecnologías Sustentables (LACyTES) de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México (UACM) para elaborar un piranómetro utilizando una celda solar de Teluro de Cadmio (CdTe), este tipo de tecnología cuenta con un record de eficiencia a nivel mundial de 22.1%.

**ABSTRACT**

**INTRODUCCIÓN**

Las tecnologías de capa delgada son actualmente una alternativa que actualmente se encuentran en el mercado fotovoltaico, aunque en menor presencia comparada con la tecnología de silicio cristalino. Para el año 2017 las celdas solares de capa delgada han llegado a cubrir aproximadamente el 5% de la producción mundial. Uno de los principales fabricantes de este tipo de tecnología es la empresa First Solar, que produce celdas solares de CdTe, tiene alrededor del 60% de toda la oferta comercial actual en cuanto a capa delgada se refiere (Systems, 2020). La tecnología de las celdas solares, es una de las tecnologías que se encuentran disponibles para producir energía eléctrica usando el recurso solar disponible. A la radiación que llega a la superficie de la Tierra en línea recta sin tener cambio alguno en su dirección, se le conoce como Irradiancia Directa y se mide en  $W/m^2$ ; cuando las condiciones climatológicas son las idóneas la componente de la Irradiancia Directa es mayor, esto se presenta cuando existe un cielo despejado. Inclusive cuando se tenga un día despejado, la componente de radiación difusa puede alcanzar alrededor de un 10% de la componente directa (PVEducation, 2019)

En México, la mayor parte del territorio nacional se encuentra en condiciones favorables para utilizar sistemas fotovoltaicos. En la figura 1, se muestra la Irradiación Normal Directa (Direct Normal Radiation - DNI) del territorio mexicano en  $kWh/m^2$  por año, se puede apreciar que los valores más altos de este tipo de radiación se pueden encontrar en gran parte de la zona norte del país.



Figura 1. Irradiación Normal Directa (DNI) en México por año (Solargis, 2020; Solargis, 2020)

Al valor de la radiación solar que llega a la atmosfera exterior de la Tierra en un plano perpendicular se le conoce como constante solar, y es de aproximadamente  $1,366.1 \text{ W/m}^2$  (ASTM-E-490-00a, Standar Solar Constant and Zero Air Mass Solar Spectrak Irradiance, 2014), al espectro de irradiación en la atmósfera exterior se le conoce como masa de aire igual a cero (AM0). La trayectoria mínima que puede recorrer la radiación solar para llegar a la superficie terrestre es de una masa de aire igual a uno (Air mass - AM1), esto se presenta cuando el movimiento aparente del Sol pasa por el cenit del lugar de observación. La condición de que los rayos solares atraviesan 1.5 veces la atmósfera terrestre (AM1.5) se ha denominado como un estándar de referencia de la irradiancia en la superficie terrestre (ASTM-G173-03, 2012). En la Figura 2, se observa la distribución espectral de la irradiancia para dos condiciones; 1) considerando la irradiancia global, espectro AM1.5g y 2) considerando la irradiancia normal directa incluyendo la radiación circunsolar, espectro AM1.5d. La irradiancia correspondiente al espectro estándar de referencia AM1.5d es de  $900.1 \text{ W/m}^2$ , en ambos casos se considera que la superficie irradiada se encuentra en un plano perpendicular a la luz solar incidente y que se obtiene la irradiancia para longitudes de onda entre 280-4000 nm.

De acuerdo a las normas ASTM e IEC la irradiación estándar es una irradiación normal global (GNI) de  $1000 \text{ W/m}^2$  para el espectro de referencia AM1.5g en aplicaciones de sistemas fotovoltaicos (ASTM-E1036-15, 2019) (IEC-60904-3, 2019); mientras que para sistemas fotovoltaicos con concentrador solar, el estándar de referencia es una irradiación directa normal (DNI) de  $850 \text{ W/m}^2$  para pruebas realizadas con luz solar natural de acuerdo a la normativa ASTM (ASTM-E2527, 2009), para la normativa IEC se considera una irradiancia de  $900 \text{ W/m}^2$  como estándar de operación considerando una irradiancia espectral AM1.5d (IEC-62670-1, 2013).

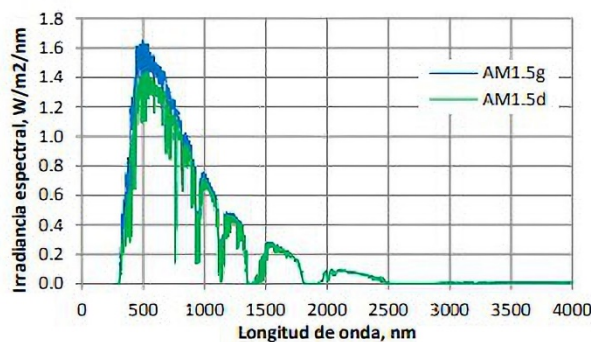


Figura 2. Distribución espectral estándar de la irradiancia para aplicaciones terrestres (ASTM-G173-03, 2012).

El objetivo de la presente investigación es la construcción de un sensor capaz de medir la radiación solar a través de celdas solares de CdTe.

## MATERIALES

En este estudio se utilizaron celdas solares de CdTe con dimensiones de 25 mm por lado, en la Figura 3 se muestra el tipo de celda solar utilizada durante el experimento. Para estudiar la respuesta fotovoltaica de las celdas solares se realizaron pruebas en un Simulador Solar certificado Oriel Clase AAA, tal como se muestra en la Figura 4.



Figura 3. Celda Solar de CdTe.



Figura 4. Simulador Solar AAA.

## DISEÑO EXPERIMENTAL

### Caracterización de celdas solares

El proceso para la fabricación de las celdas solares (CS) del tipo Vidrio-SnO<sub>2</sub>:F/ZnO/CdS/CdTe/CdCl<sub>2</sub>/Cu-Mo, se describe a continuación:

1. Depósito de los semiconductores ventana ZnO+CdS por medio del sistema de erosión catódica magneto planar en modo de radio frecuencia (Sputtering RF)-
2. Depósito del semiconductor absorbente CdTe por medio de la técnica de sublimación en espacio cerrado (CSS por sus siglas en inglés) con un espesor de 4 μm aproximadamente.
3. Tratamiento térmico en mufla después del depósito de CdCl<sub>2</sub>, este depósito se lleva a cabo por la técnica de transporte de vapor en espacio cerrado (CSVT por sus siglas en inglés).
4. Finalmente se depositan los contactos de Cu-Mo por medio de la técnica de erosión catódica magneto planar en corriente directa (Sputtering DC).

Se obtuvieron las características eléctricas de las celdas solares utilizadas durante los experimentos, se determinaron los parámetros eléctricos para celdas solares, la caracterización eléctrica se realizó midiendo la respuesta en corriente vs. voltaje (I-V) de la celda solar por medio de un arreglo de resistencias. Por medio de la curva I-V se determinaron los diferentes parámetros de la celda solar, como son: Voltaje de circuito abierto  $V_{oc}$ , corriente de cortocircuito  $I_{sc}$ , Factor de llenado  $F_F$  y eficiencia fotovoltaica  $\eta$ .

### Factor de llenado

El factor de llenado se define como el cociente entre la potencia en el punto de máxima potencia entre el producto  $V_{oc} I_{sc}$ . Ec. 1. El valor máximo que puede tomar el factor de llenado es 1, también da una idea de la forma de la curva I-V de la celda fotovoltaica.

$$F_F = \frac{P_{mpp}}{V_{oc}I_{sc}} = \frac{V_{mpp}I_{mpp}}{V_{oc}I_{sc}} \quad (1)$$

Eficiencia de celdas solares.

La eficiencia en una celda solar se calcula como la potencia máxima de salida que genera una celda solar a cierta irradiancia dividida entre la potencia de la irradiancia incidente, como se muestra en la Ec. 2. Despejando  $P_{mpp}$  de la Ec. 1 y sustituyendo en la Ec. 2 se obtiene la Ec. 3, la potencia de entrada depende de la irradiancia incidente y del área del material fotovoltaico en que incide la radiación para su conversión.

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{P_{in}} \quad (2)$$

$$\eta = \frac{V_{oc}I_{sc}F_F}{\sigma A_{pv}} \quad (3)$$

Despejando la Ec. 3 se puede obtener la irradiancia solar incidente (Ec. 4), esta ecuación es útil para determinar la irradiancia solar con celdas solares de referencia calibradas.

$$\sigma = \frac{V_{oc}I_{sc}F_F}{\eta A_{pv}} \quad (4)$$

RESULTADOS EXPERIMENTALES

Una vez obtenida la celda solar base de CdTe, se realizaron pruebas en el simulador solar para encontrar las curvas I-V de la celda a diferentes niveles de radiación, esto con la finalidad de tener el comportamiento de nuestra CS en un ambiente controlado que simule los diferentes cambios de radiación que se presentan en el exterior, siendo el valor de 1.0 Soles el equivalente a 1000 W/m<sup>2</sup>. Esto nos sirve como la base para tener la relación entre las CS y el comportamiento de un piranómetro calibrado

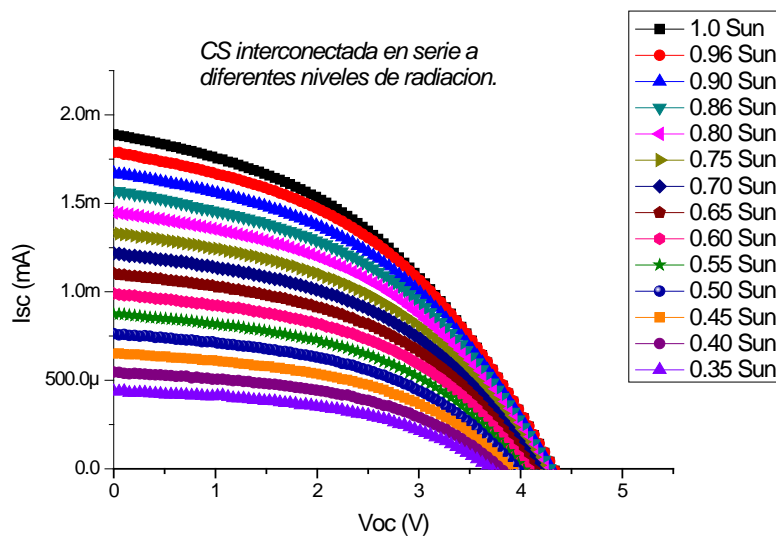


Figura 5. Mediciones celda solar (CS) a diferentes niveles de radiación.

Los primeros resultados obtenidos de las mediciones tomadas en la ciudad de México de la celda solar interconectada en serie y comparada con un piranómetro comercial marca EKO, son los siguientes:

Tabla 1. Mediciones día 27 de febrero 2020, celda solar y piranómetro EKO.

Hora	W/m <sup>2</sup> Piranómetro	Voc Celda Solar (V)	Isc Celda Solar (mA)
10:30	745.5	3.340	1.617
10:40	751.0	3.460	1.559
10:50	777.9	3.546	1.723
11:00	797.0	3.724	1.842
11:10	835.0	3.634	1.857
11:20	846.0	3.755	1.747
11:30	856.0	3.718	1.767
11:40	840.4	3.770	1.878
11:50	906.6	3.740	1.933
12:00	941.8	3.855	2.021
12:10	941.9	3.791	2.143
12:20	910.8	3.770	1.847
12:30	889.7	3.792	1.82
12:40	926.3	3.739	1.984
12:50	901.6	3.776	1.946
13:00	932.5	3.802	1.919
13:10	923.6	3.874	2.044
13:20	920.9	3.845	2.077
13:30	913.9	3.905	2.029

Por medio de esta tabla podemos observar que al conectar nuestra CS en serie con una resistencia de carga obtenemos valores de voltaje y corriente que podemos correlacionar con el nivel de radiación presente a través de un piranómetro en nuestra zona de estudio, al haber un nivel bajo de radiación la respuesta tanto en voltaje como corriente es menor en comparación a cuando existe un nivel alto de radiación, lo que nos dice que tanto el voltaje en circuito abierto como la corriente en corto circuito son proporcionales al nivel de radiación.

Los datos obtenidos fueron graficados en el software Origin8 Pro, para encontrar la correlación lineal que hay entre los valores de irradiancia y el voltaje en circuito abierto, mediante una regresión lineal para encontrar nuestra  $R^2$ , de esta forma encontramos la variación de nuestro voltaje de circuito abierto con respecto a la irradiancia medida.

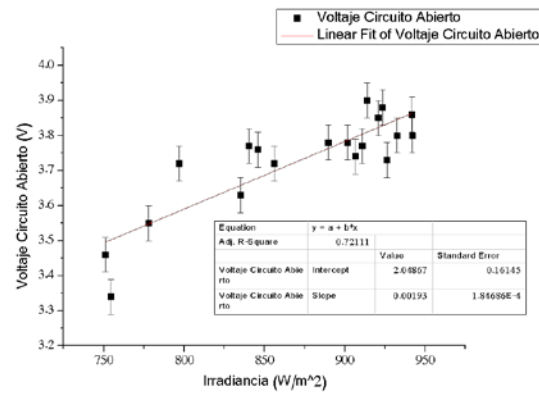


Figura 6. Relación radiación - voltaje del día 27 de febrero de 2020.

## CONCLUSIONES

Una vez que obtuvimos la caracterización de la celda solar, con la ayuda del simulador solar se midieron los parámetros fotovoltaicos para comenzar a realizar las pruebas de interconexiones de nuestra celda solar (CS), esto con la finalidad de elegir la CS que mejor respuesta tuviera al momento de volver a medir estos parámetros. Dando como resultado que al interconectar la CS en serie la respuesta FV es mejor para los fines de este trabajo, ya que al utilizar el simulador solar y un piranómetro calibrado, tenemos que nuestra CS presenta respuestas que se pueden tomar dentro de una tabla de verdad que le asigne los valores de voltaje en circuito abierto para un cierto nivel de radiación, de esta forma podemos emular el trabajo del piranómetro con nuestra celda.

Se observa que la dependencia V vs Irradiancia es lineal creciente y el valor de  $R^2$  muestra un comportamiento más alrededor de 0.75. Aunque; el trabajo aún se encuentra en proceso de caracterización podemos observar que la dependencia lineal puede asegurar la obtención de valores de radiación usando una celda solar de CdTe conociendo los valores de  $V_{oc}$  y  $I_{sc}$  que está genere.

## AGRADECIMIENTOS.

Se agradece el apoyo otorgado a: Proyecto UACM 1er convocatoria de investigación del CCyT, equipo de trabajo del Laboratorio de Ciencias y Tecnologías Sustentables de la UACM y en especial al proyecto 263488 del fondo SENER-CONACYT. De igual forma se brinda un agradecimiento al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el financiamiento de los estudios de maestría, que fueron aprovechados para la realización de este proyecto.

## BIBLIOGRAFÍA

ASTM-E1036-15. (2019). Standard Test Methods for Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells.

ASTM-E2527. (2009). Standard Test Method for Electrical Performance of Concentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Systems under NATural Sunlight.

ASTM-E-490-00a. (2014). Standar Solar Constant and Zero Air Mass Solar Spectrak Irradiance.

ASTM-E-490-00a. (2014). Standard Solar Constant and Zero Air Mass Solar Spectral Irradiance Tables.

ASTM-G173-03. (2012). Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical Surface.



IEC-60904-3. (2019). Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data.

IEC-62670-1. (2013). Photovoltaic concentrators (CPV)-Performance testing Part 1: Standard conditions.

PVEducation. (2019). Masa de aire. Obtenido de [www.veducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/masa-de-aire](http://www.veducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/masa-de-aire)

Solargis. (2020). Global Solar Atlas. Obtenido de <https://globalsolaratlas.info/>

Systems, F. I. (2020). Photovoltaics Reports .



## DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILICIO PARA DIFERENTES IRRADIANCIAS Y TEMPERATURAS – MÉTODO SIMPLIFICADO CON DATOS DEL DATASHEET

**Fantini D.G.\*, Baptista de Siqueira M.B. \***

\* Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Lab. de Energia e Ambiente, Campus Darcy Ribeiro Asa Norte – Brasília, DF, CEP 70910-900, Brasil. [fantinidario@gmail.com](mailto:fantinidario@gmail.com), [mariosiqueira@unb.br](mailto:mariosiqueira@unb.br), <http://www.lea.unb.br>

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2064>

### RESUMEN

Este artículo propone y describe un modelo numérico para la obtención de los cinco parámetros (corriente foto generada, corriente de saturación, factor de idealidad, resistencia en serie y en paralelo) del circuito equivalente de un módulo fotovoltaico (modelo de un diodo) a partir de los datos dados en el datasheet. Estos parámetros posibilitan determinar el punto de máxima potencia y trazar la curva I-V del módulo para condiciones diferentes a las dadas por los fabricantes de irradiancia y temperatura. Se utiliza el método de Newton-Raphson para resolver el sistema de ecuaciones no lineales del modelo propuesto. Se realiza el muestreo de las diferentes curvas I-V dadas por los fabricantes de dos módulos fotovoltaicos diferentes y se determinan las métricas RMSE y NRMSE. Estas métricas, así como los valores de los cinco parámetros son comparados con los obtenidos por otros modelos propuestos por diferentes autores. El modelo final presentó 100% de convergencia a soluciones válidas para los paneles usados en la validación de los resultados.

**PALABRAS CLAVE:** Modelo Célula Fotovoltaica, Modelo de un Diodo, Cinco Parámetros.

### ABSTRACT

This paper proposes and describes a numerical model to obtain the five parameters (photo generated current, saturation current, ideality factor, resistance in series and parallel) of the equivalent single-diode model of photovoltaic cell from the data given in the datasheet. These parameters allow to determine the maximum power point and plot the I-V curve of the module for irradiance and temperatures different from the datasheet. The Newton-Raphson method is used to solve the system of nonlinear equations of the proposed model. The different I-V curves given by the manufacturers of two different photovoltaic modules are sampled and the metrics RMSE and NRMSE are calculated. The metrics obtained, as well as the values of the five parameters are compared with those obtained by other models proposed by different authors. The final model presented 100% convergence to valid solutions for the photovoltaic panels used in the validation of the results.

**KEYWORDS:** Photovoltaic Cell Model, One Diode Mode, Five Parameters

## INTRODUCCIÓN

Los fabricantes de módulos (células o paneles) fotovoltaicos suministran los valores de potencia máxima ( $P_{mpp}$ ), voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ), corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), voltaje ( $V_{mpp}$ ) y corriente ( $I_{mpp}$ ) para el punto de máxima potencia para condiciones estándares de testeo (STC - Standard Test Conditions) y para condiciones de operación nominal de temperatura (NOCT). También proporcionan los coeficientes de temperatura para  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$  y  $P_{mpp}$ . Para STC corresponden  $1000 \text{ W/m}^2$  de irradiancia, temperatura de operación  $25^\circ\text{C}$  y AM (Air Mass) 1,5. Para NOCT corresponden  $800 \text{ W/m}^2$  de irradiancia, temperatura de operación entre  $45\text{-}49^\circ\text{C}$  y AM 1,5. Los valores de potencia de un módulo fotovoltaico dados por los fabricantes son un número útil para comparar el rendimiento entre diferentes módulos en condiciones fijas (STC o NOCT), sin embargo estas condiciones raramente se dan en ambientes reales de funcionamiento y por lo tanto no son valores útiles para describir cómo funcionará un módulo en condiciones reales (Marion et al., 2000).

Los fabricantes de módulos fotovoltaicos normalmente proporcionan las curvas I-V para condiciones diferentes a las STC y NOCT. En la práctica estas curvas presentan características no lineales y pueden ser aproximadas mediante una ecuación trascendente exponencial, que se basa en la interpretación física del modelo eléctrico utilizado para representar a una célula fotovoltaica. En la literatura referente a estos dispositivos se encuentra el modelo eléctrico ideal de un diodo, el modelo de un diodo con resistencia en serie y el modelo de uno y dos diodos con resistencia en serie y en paralelo (de deriva). En este trabajo se adopta el modelo de un diodo con ambas resistencias, (ver Fig. 1) el cual está representado matemáticamente por la Ec. (1) que consta de 5 parámetros desconocidos, corriente foto generada ( $I_{ph}$ ), corriente de saturación ( $I_{sat}$ ), resistencia en serie ( $R_s$ ), resistencia en paralelo ( $R_{sh}$ ) y el factor de idealidad ( $A_0$ ). Para encontrar los valores de estos parámetros basándose solo en los datos dados en el datasheet o a través de valores obtenidos con un trazador de curva I-V se emplean diferentes métodos de resolución numérica, utilizando algoritmos iterativos propios (Stornelli et al., 2019; Silva et al., 2016; Villalva et al., 2009; Sera et al 2007) o métodos numéricos bien conocidos como Newton-Raphson (Hejri y Mokhtari, 2017; Dobos, 2012), y también existe la posibilidad de solución analítica utilizando la función W de Lambert (Nassar-Eddine et al., 2016; Batzelis, Papathanassiou, 2016).

De acuerdo con Laudan et al. (2014) la identificación de los cinco parámetros del modelo de un diodo, a partir de datos experimentales mediante el uso de un sistema de cinco ecuaciones, es un problema de optimización no convexo. En particular, la extracción de los cinco parámetros de la curva I-V es un problema multimodal de difícil solución, debido a la presencia de varios mínimos locales que dificultan la utilización de algoritmos directamente deterministas, por ser muy sensibles a los valores iniciales. De hecho, al cambiarlos, el algoritmo puede permanecer en un mínimo local distinto y devolver una solución diferente o físicamente no real, como es el caso de obtener valores negativos para las resistencias. El modelo que se propone pretende resolver este problema permitiendo la obtención de los cinco parámetros para un amplio rango de irradiancias y temperaturas, convergiendo a soluciones reales físicamente sin la necesidad de ajustes constantes en los valores de inicialización.

## MODELO DE LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Una célula fotovoltaica puede ser definida como un diodo de gran área optimizado para convertir de forma directa parte de la irradiancia solar, que en él incide, en energía eléctrica. La Fig. 1 es el circuito eléctrico equivalente de una célula fotovoltaica, conocido como modelo de un diodo (Phang et al., 1986).

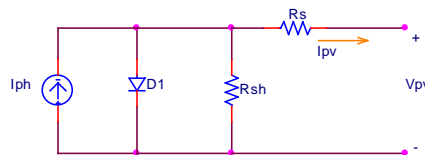


Fig. 1. Circuito equivalente de una célula fotovoltaica (modelo de un diodo)

Aplicando la ley de corriente de Kirchoff al circuito junto con la ecuación del diodo de Shockley se obtiene, la Ec. (1),

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sat} \left[ \exp \left( \frac{I_{pv} R_s + V_{pv}}{A_0 V_t} \right) - 1 \right] - \frac{I_{pv} R_s + V_{pv}}{R_{sh}} \quad (1)$$

donde  $I_{ph}$  es la corriente foto generada [A],  $R_{sh}$  es la resistencia en paralelo [ $\Omega$ ],  $R_s$  es la resistencia en serie [ $\Omega$ ],  $I_{pv}$  es la corriente la corriente de salida [A],  $V_{pv}$  es la tensión de salida [V],  $I_{sat}$  es la corriente de saturación del diodo D1 [A],  $A_0$  es el factor de idealidad del diodo y  $V_t$  es el voltaje térmico de la unión pn del diodo.

## METODO DE DETERMINACIÓN DE LOS PARAMETROS

Ecuaciones Fundamentales para el Modelo

Las Ecs. (2) (3) (4) y (5), permiten trasladar la corriente de cortocircuito, la tensión de circuito abierto, la corriente y tensión de máxima potencia para STC (irradiancia  $G_0 = 1000W/m^2$  y temperatura  $T_{STC} = 25^\circ C$ ) para condiciones diferentes de operación ( $I_{sc}$ ,  $I_{mpp}$ ,  $V_{oc}$ ,  $V_{mpp}$ ,  $T_{cell}$  y  $G$ ) (Marion et al., 2000; Marion, 2002; Picault et al., 2010; Lopes Filho et al., 2018),

$$I_{sc} = \frac{G}{G_0} [I_{sc,STC} + k_i (T_{cell} - T_{STC})] \quad (2)$$

$$I_{mpp} = \frac{G}{G_0} [I_{mpp,STC} + k_{i,mpp} (T_{cell} - T_{STC})] \quad (3)$$

$$V_{oc} = [V_{oc,STC} + k_v (T_{cell} - T_{STC})] \left[ 1 + \delta(T) \ln \frac{G}{G_0} \right] \quad (4)$$

$$V_{mpp} = [V_{mpp,STC} + k_{v,mpp} (T_{cell} - T_{STC})] \left[ 1 + \delta(T) \ln \frac{G}{G_0} \right] \quad (5)$$

$I_{sc,STC}$  y  $I_{mpp,STC}$  son las corrientes de cortocircuito y de máxima potencia,  $V_{oc,STC}$  y  $V_{mpp,STC}$  son las tensiones de circuito abierto y de máxima potencia para STC,  $k_i$  y  $k_v$  son los coeficientes de temperatura de corriente e de tensión (datasheet). El factor de corrección de irradiancia  $\delta$  para  $V_{oc}$  y  $V_{mpp}$  y los coeficientes de temperatura de corriente y tensión máxima  $k_{i,mpp}$  y  $k_{v,mpp}$ , son determinados a través de los procedimientos propuestos por Marion et al. (2000) y Marion (2002) modificados, de acuerdo con las Ecs. (6), (7) y (8),

$$\delta(G_{NOCT}, T_{NOCT}) = \frac{V_{oc,NOCT} - V_{oc,STC} + k_v (T_{NOCT} - T_{STC})}{[V_{oc,STC} + k_v (T_{NOCT} - T_{STC})] \ln \left( \frac{G_{NOCT}}{G_0} \right)} \quad (6)$$

$$k_{v,mpp} = \left[ \frac{V_{mpp,NOCT}}{1 + \delta(T_{NOCT}) \ln \left( \frac{G_{NOCT}}{G_0} \right)} - V_{mpp,STC} \right] (T_{NOCT} - T_{STC})^{-1} \quad (7)$$

$$k_{i,mpp} = \frac{I_{mpp,NOCT} - \frac{G_{NOCT}}{G_0} I_{mpp,STC}}{T_{NOCT} - T_{STC}} \quad (8)$$

Analizando la Ec. (1) para el caso  $V_{pv} = V_{oc}$  lo que implica  $I_{pv} = 0$ , se obtiene la Ec. (9),

$$0 = I_{ph} - I_{sat} \left[ \exp \left( \frac{V_{oc}}{A_0 V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (9)$$

de la Ec. (9) despreciando el término  $V_{oc}/R_{sh}$  (modelo ideal de un diodo), se obtiene la Ec. (10),

$$V_{oc} = A_0 V_t \ln \left( \frac{I_{ph}}{I_{sat}} + 1 \right) \quad (10)$$

siendo  $V_t = k T_{cell} N_{cell}/q$  donde  $k = 1,3807 \cdot 10^{-23} J/K$  es la constante de Boltzmann,  $q = 1,6022 \cdot 10^{-19} C$  es la carga de un electrón,  $T_{cell}$  es la temperatura del módulo fotovoltaico [K] y  $N_{cell}$  es el número de células en serie. Para el caso de circuito abierto donde la célula no tiene una carga externa toda la corriente foto generada ( $I_{ph}$ ) circula a través del diodo (D1) debido a que este se polariza directamente, por lo tanto, puede despreciarse el término  $V_{oc}/R_{sh}$  por  $R_{sh}$  ser mucho mayor a la resistencia del diodo. Así  $V_{oc}$  se considera independiente de la resistencia en paralelo. De esta forma, substituyendo  $I_{sc}$  por  $I_{ph}$  en la Ec. (2), combinándola con la Ec. (10) y siendo la relación  $I_{ph}/I_{sat} \gg 1$  se tiene que,

$$V_{oc}(G, T) = A_0 V_t \ln \left\{ \frac{\frac{G}{G_0} [I_{ph,STC} + k_i (T_{cell} - T_{STC})]}{I_{sat}} \right\} \quad (11)$$

Reorganizando la Ec. (11) y considerando  $T_{cell} = T_{STC}$  obtenemos la Ec.(12),

$$V_{oc}(G, T_{STC}) = V_{oc,STC} + A_0 V_t \ln \left( \frac{G}{G_0} \right) \quad (12)$$

generalizándola para diferentes temperaturas e igualando las Ecs. (12) y (4) combinadas con la Ec. (6) para  $T_{STC}$  e  $G = G_{NOCT}$  se determina  $A_0$  para NOCT con la Ec. (13),

$$A_0(G_{NOCT}, T_{STC}) = \frac{V_{oc,NOCT} - V_{oc,STC} + k_v (T_{NOCT} - T_{STC})}{\ln \left( \frac{G_{NOCT}}{G_0} \right)} \frac{q}{k T_{STC} N_{cell}} \quad (13)$$

El factor  $\delta$  representa la pendiente  $\Delta V_{oc} / \Delta \ln(G)$  normalizada por la división de  $V_{oc}$  corregida para cada temperatura ( $V_{oc,STC} + k_v (T_{cell} - T_{STC})$ ), por lo tanto la Ec. (13) es para condiciones NOCT y es utilizada para ajustar la tangente de la curva I-V en el punto  $I_{pv} = I_{sc}$  y  $V_{pv} = 0$  (corto circuito).

En este trabajo se considera  $k_v$  constante y  $\delta$  función de la temperatura e irradiancia, esto es una modificación a lo propuesto por Marion et al. (2000) y Marion (2002) que consideran a  $\delta$  dependiente de la temperatura y a  $k_v$  de la irradiancia. Para corregir el valor de  $V_{mpp}$  por la irradiancia se utiliza el mismo  $\delta$  obtenido para  $V_{oc}$ .

Tomando la Ec. (9) que corresponde a las condiciones de circuito abierto, se despeja  $I_{sat}$  de acuerdo con la Ec. (14),

$$I_{sat} = \frac{I_{ph} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{\exp \left( \frac{V_{oc}}{A_0 V_t} \right) - 1} \quad (14)$$

De la Ec. (1) para la condición de corto circuito y despreciando el termino  $I_{sat} \left[ \exp \left( \frac{I_{sc} R_s}{A_0 V_t} \right) - 1 \right]$  obtenemos  $I_{ph}$ ,

$$I_{ph} = I_{sc} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) \quad (15)$$

Para la condición de máxima potencia se cumple que  $\left. \frac{dP}{dV} \right|_{mpp} = 0$  y, por lo tanto, se tiene que

$$\left. \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} \right|_{mpp} = - \frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \quad (16)$$

derivando la Ec. (1) respecto de  $V_{pv}$  se obtiene la siguiente ecuación,

$$\frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} = -I_{sat} \exp \left( \frac{I_{pv} R_s + V_{pv}}{A_0 V_t} \right) \left( \frac{R_s}{A_0 V_t} \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} + \frac{1}{A_0 V_t} \right) - \frac{R_s}{R_{sh}} \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} - \frac{1}{R_{sh}} \quad (17)$$

#### Modelo para Determinar los 5 Parámetros

Las ecuaciones presentadas posibilitan la resolución del problema de determinar los cinco parámetros  $R_s, R_{sh}, A_0, I_{ph}$  y  $I_{sat}$  para las diferentes condiciones de irradiancia y temperatura. Los parámetros  $I_{ph}$  y  $I_{sat}$  se eliminan del sistema de ecuaciones colocándolos en función de los restantes de acuerdo con las Ecs. (14) y (15), esto reduce el sistema de cinco ecuaciones para tres, evitando la dificultad de estimar un valor inicial de  $I_{sat}$  que permita la convergencia del método numérico a una solución válida. Se utiliza el método de Newton-Raphson para resolver el sistema de ecuaciones. Inicialmente se ajusta la pendiente de la curva I-V en el punto de cortocircuito para las condiciones NOCT.

La primera ecuación del sistema se obtiene evaluando la Ec. (1) en el punto de máxima potencia, sustituyendo  $I_{ph}$  por la Ec. (15) y  $I_{sat}$  por la Ec. (14),

$$f_1(R_s, R_{sh}, A_0) = I_{mpp} - I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) + \frac{I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{A_0 V_t}\right) - 1} \left[ \exp\left(\frac{I_{mpp} R_s + V_{mpp}}{A_0 V_t}\right) - 1 \right] + \frac{I_{mpp} R_s + V_{mpp}}{R_{sh}} \quad (18)$$

La segunda ecuación del sistema se obtiene de la Ec. (17) combinada con la Ec. (16) evaluada en el punto de máxima potencia,

$$f_2(R_s, R_{sh}, A_0) = I_{mpp} + \frac{I_{mpp} R_s - V_{mpp}}{R_{sh}} + \frac{I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{A_0 V_t}\right) - 1} \exp\left(\frac{I_{mpp} R_s + V_{mpp}}{A_0 V_t}\right) \left(\frac{I_{mpp} R_s - V_{mpp}}{A_0 V_t}\right) \quad (19)$$

La tercera ecuación se obtiene a partir de la Ec. (17) evaluada en las condiciones de cortocircuito,

$$f_3(R_s, R_{sh}, A_0) = \frac{1}{R_s + \left[ \frac{I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{A_0 V_t \exp\left(\frac{V_{oc}}{A_0 V_t}\right) - 1} \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{A_0 V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh}} \right]^{-1}} - \frac{I_{sc} - I_{mpp}}{m V_{mpp}} \quad (20)$$

En la Ec. (20) se introduce el término “ $m$ ” que permite el ajuste de la pendiente de la curva I-V en el punto de cortocircuito y siempre asumirá valores mayores que 2.

Las Ecs. (18), (19) y (20) forman el sistema de ecuaciones no lineales el cual se resuelve aplicando Newton-Raphson. Para ajustar el valor de  $m$  se incrementa su valor inicial igual a 2 hasta que se cumpla la igualdad establecida en la Ec. (13). Luego se utiliza el mismo coeficiente  $m$  para todas las demás condiciones de irradiancia y temperatura. En las ecuaciones del sistema se utilizan los valores para NOCT informados por el fabricante para encontrar el valor de  $m$ . En las Ecs. (18), (19) y (20) deben sustituirse los términos  $V_{oc}$  y  $V_{mpp}$  por las Ecs. (21) y (22) resultado de la combinación de las Ecs. (4) y (5) con la Ec. **Error! Reference source not found.**,

$$V_{oc} = [V_{oc,STC} + k_v(T_{cell} - T_{STC})] \left[ 1 + \frac{A_0 V_t}{V_{oc,STC} + k_v(T_{cell} - T_{STC})} \ln\left(\frac{G}{G_0}\right) \right] \quad (21)$$

$$V_{mpp} = [V_{mpp,STC} + k_{v,mpp}(T_{cell} - T_{STC})] \left[ 1 + \frac{A_0 V_t}{V_{oc,STC} + k_v(T_{cell} - T_{STC})} \ln\left(\frac{G}{G_0}\right) \right] \quad (22)$$

La obtención de las ecuaciones de aproximación analíticas para los valores de inicialización de  $A_0$  y  $R_s$  son basadas en el trabajo de Hejri et al. (2016),

$$A_0 = \frac{2V_{mpp} - V_{oc}}{V_t \left[ \frac{I_{mpp}}{I_{sc} - I_{mpp}} + \ln\left(\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}}\right) \right]} \quad (23)$$

$$R_s = \frac{2V_{mpp} - V_{oc}}{I_{mpp} + (I_{sc} - I_{mpp}) \ln\left(\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}}\right)} + \frac{V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (24)$$

El valor inicial de  $R_{sh}$  es (-1) dividido la tangente de la mitad del ángulo del triángulo formados por los puntos (0,  $I_{sc}$ ), ( $V_{mpp}$ ,  $I_{sc}$ ) y ( $V_{mpp}$ ,  $I_{mpp}$ ) en el punto de cortocircuito. Siendo que la Ec. (17) es aproximadamente igual a  $-1/R_{sh}$  la siguiente aproximación resulta satisfactoria como valor de inicialización,

$$R_{sh} = \frac{2V_{mpp}}{I_{sc} - I_{mpp}} \quad (25)$$

## RESULTADOS

Para validar el modelo propuesto se utilizan los paneles solares KYOCERA KC200GT y SUNTECH STP245-20/Wd cuyas características fueron extraídas de los datasheets correspondientes. El valor de  $m$  fue de 4 y 6 respectivamente. En la Fig. 2 y Fig. 3 se muestran las curvas I-V para las diferentes condiciones de temperatura e irradiancia, en azul se representan las obtenidas por medio del modelo propuesto y en líneas punteadas se muestran las curvas experimentales dadas por los fabricantes.

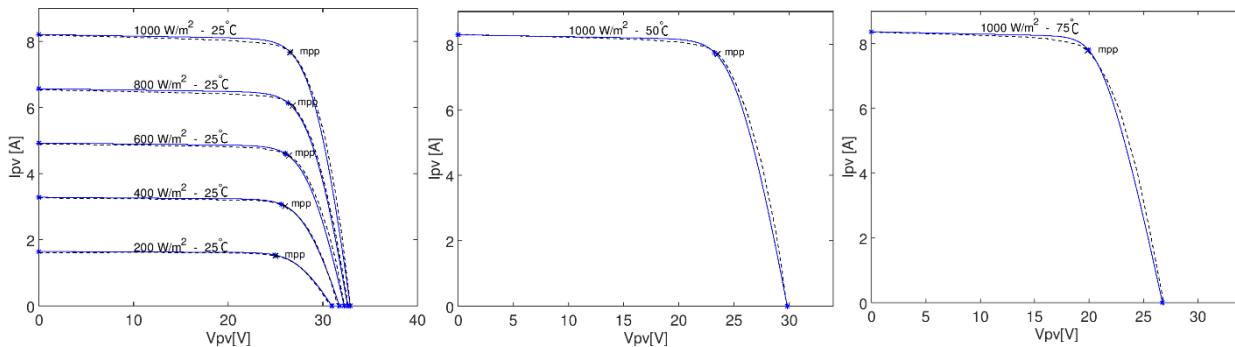


Fig. 2. Curvas I-V del panel KYOCERA KC200GT.

Tabla 1. Resultados de los 5 parámetros del modelo propuesto para diferentes irradiancias y temperaturas.

G [W/m <sup>2</sup> ]	T <sub>cell</sub> . [°C]	R <sub>s</sub> [Ω]	R <sub>sh</sub> [Ω]	A <sub>0</sub>	I <sub>sat</sub> [nA]	I <sub>ph</sub> [A]	RMSE - NRMSE
1000	25	0,323	197,19	0,9293	0,0668	8,224	0,1760 - 2,57
800	25	0,400	244,35	0,9213	0,0534	6,578	0,1000 - 1,88
600	25	0,528	322,19	0,9111	0,0401	4,934	0,1376 - 3,48
400	25	0,780	475,88	0,8971	0,0267	3,289	0,0246 - 1,78
200	25	1,520	927,43	0,8742	0,0134	1,645	0,0242 - 1,77
1000	50	0,430	168,00	0,7229	0,00989	8,317	0,2117 - 3,03
1000	75	0,538	140,31	0,5401	0,000436	8,401	0,2634 - 3,81

Tabla 2. Comparativo NRMSE del modelo propuesto con modelos existentes de diferentes autores.

Temperatura T <sub>cell</sub> . [°C]	25					50	75	
	Irradiancia G [W/m <sup>2</sup> ]							
		1000	800	600	400	200	1000	1000
Modelo		NRMSE [%]						
Stornelli et al. (2019) modelo 1		0,87	1,62	2,53	3,05	3,73	1,14	2,28
Stornelli et al. (2019) modelo 2		0,87	0,92	1,38	1,09	1,75	1,01	1,95
Hejri et al. (2017)		7,00	5,68	8,58	5,56	7,34	4,63	3,86
Sera et al. (2007) en Hejri et al. (2017)		7,00	5,43	9,80	9,59	24,5	3,74	2,09
Curve-fitting en Hejri et al. (2017)		0,86	1,59	1,51	0,68	1,23	2,17	2,41
Propuesto		2,57	1,88	3,48	1,78	1,77	3,03	3,81

En la Tabla 1 y Tabla 3 se exhiben los valores referentes a los 5 parámetros de los paneles KYOCERA y SUNTECH respectivamente. También se da el valor de las métricas RMSE [A] y el RMSE normalizado (NRMSE [%]). Ambos se calculan en función de la corriente  $I_{pv}$  y, en el caso del NRMSE, se normaliza con respecto a la corriente muestreada de la curva I-V dadas en el datasheet de cada panel.

En la Tabla 2 se expone el RMSE [A] y el NRMSE [%] de los modelos propuestos por distintos autores y se observa una mejora con relación a los presentados por Hejri et al. (2017) y Sera et al. (2007).

En la Tabla 4 se comparan los 5 parámetros obtenidos con el modelo propuesto y los utilizados por el SAM (System Advisor Model - NREL) para los dos paneles solares en STC. Por medio del muestreo de la curva I-V obtenida del SAM, la cual se representa por líneas punteadas en la Fig. 4., se calculan el RMSE [A] y NRMSE [%] entre ambos modelos. La curva I-V de color azul corresponde a la obtenida con el modelo propuesto. Los valores de RMSE [A] y NRMSE [%], indicados en la Tabla 15, así como las curvas I-V generadas por ambos modelos, representadas en la Fig. 4., denotan un elevado grado de correlación. Comparando los 5 parámetros para el panel solar KYOCERA, obtenidos por ambos modelos, se verifica una gran proximidad. Para el caso del panel SUNTECH existe una marcada diferencia para  $I_{sat}$  y  $R_{sh}$ , esta diferencia es consecuencia de la divergencia del valor de  $A_0$  entre los dos modelos.



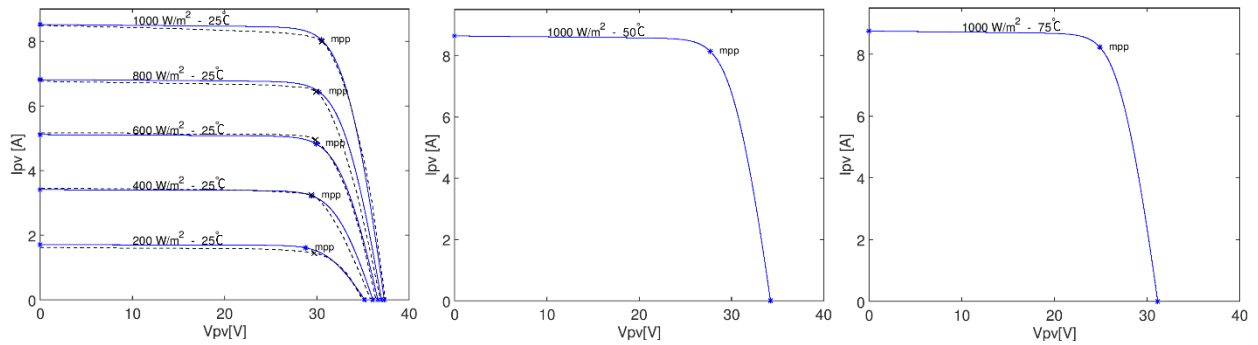


Fig. 3. Curvas I-V del panel SUNTECH STP245-20/Wd.

Tabla 3. Resultados de los 5 parámetros del modelo propuesto para diferentes irradiancias y temperaturas.

G [W/m <sup>2</sup> ]	T <sub>cell.</sub> [°C]	R <sub>s</sub> [Ω]	R <sub>sh</sub> [Ω]	A <sub>0</sub>	I <sub>sat</sub> [nA]	I <sub>ph</sub> [A]	RMSE - NRMSE
1000	25	0,313	380,94	0,9122	0,0255	8,527	0,168 - 2,313
800	25	0,388	472,20	0,9046	0,0204	6,822	0,244 - 4,279
600	25	0,512	622,90	0,8950	0,0153	5,116	0,097 - 2,178
400	25	0,756	920,54	0,8817	0,0102	3,412	0,136 - 4,648
200	25	1,475	1795,7	0,8600	0,0051	1,705	0,084 - 6,140

Tabla 4. Comparativo entre el modelo propuesto y el modelo del SAM para ambos paneles

Panel	Modelo	Condiciones	R <sub>s</sub> [Ω]	R <sub>sh</sub> [Ω]	A <sub>0</sub>	I <sub>sat</sub> [nA]	I <sub>ph</sub> [A]	RMSE-NRMSE
KYOCERA KC200GT	Propuesto	STC	0,323	175,01	1,0365	0,932	8,225	0,067 - 1,011
	SAM	STC	0,325	171,60	1,0298	0,794	8,226	
SUNTECH STP245	Propuesto	STC	0,270	830,08	1,0178	0,402	8,523	0,046 - 0,629
	SAM	STC	0,313	380,94	0,9122	0,0255	8,527	

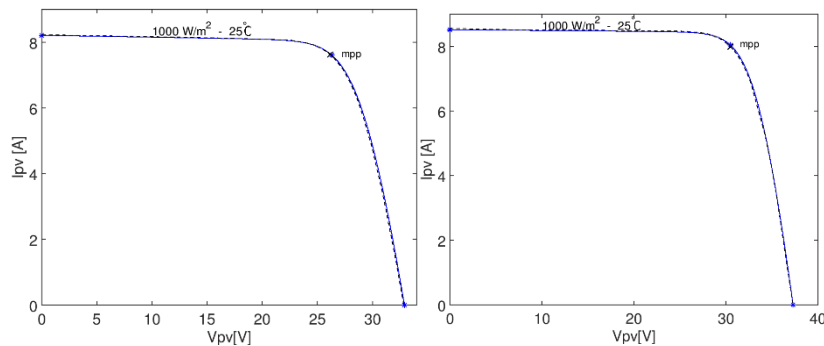


Fig. 4. Curvas I-V modelo propuesto y modelo SAM para los paneles KYOCERA (izquierda) SUNTECH (derecha)

## CONCLUSIÓN

El factor de idealidad indica en qué medida el dispositivo se comporta de manera similar a un diodo ideal. Este modelo asume que el valor del factor de idealidad es dependiente tanto de la temperatura como de la irradiancia, esto está en concordancia con el artículo de revisión de Bashahu y Nkundabakura (2007) que expone que  $A_0$  depende del voltaje, de la temperatura, de la concentración del dopaje y de las diferentes condiciones de funcionamiento, este disminuye con el aumento de la temperatura en condiciones oscuras e iluminadas y aumenta con el incremento de la irradiancia. De acuerdo con la Tabla 2 y Tabla 4 este último comportamiento se cumple en el modelo propuesto.

En el modelo propuesto se obtiene que la resistencia en serie es directamente proporcional a la variación de la temperatura e inversamente proporcional a la variación de la irradiancia, coincidiendo con lo expuesto por Stornelli et al. (2019), Sahin (2016) y Silva et al. (2016) que está de acuerdo con lo expresado por la norma internacional IEC 60891.

Con relación al comportamiento de la resistencia en paralelo en el modelo propuesto, se verifica un aumento con la disminución de la irradiancia y una disminución con el aumento de la temperatura. Este comportamiento también es

exhibido por Lopes Filho (2018), Hejri y Mokhtari (2017) y Picault et al. (2010). La resistencia en paralelo representa las pérdidas intrínsecas debidas a las corrientes de fugas, estas se dan entre los contactos negativos y positivos, y entre los contactos negativos la región p (dopada positivamente) de la célula.

El modelo presentó 100% de convergencia a soluciones válidas para los módulos analizados sin necesidad de ajustes en los valores de inicialización, esto facilita el cálculo dinámico del punto de máxima potencia tanto en paneles como en células para elevados valores de irradiancia e temperatura.

## REFERENCIAS

Bashahu M. and Nkundabakura P. (2007). Review and tests of methods for the determination of the solar cell junction ideality factors. *J. Solar Energy* 81, 856-863.

Batzelis, E., Papathanassiou, S. (2016). A Method for the Analytical Extraction of the Single-Diode PV Model Parameters, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 7, 504–512.

Dobos A. P., (2012). An Improved Coefficient Calculator for the California Energy Commission 6 Parameter for Single-Diode Model of Photovoltaic Panels. *J. Energies* 12, 4271-4291.

Hejri M., and Mokhtari H. (2017). On the Comprehensive Parametrization of the Photovoltaic (PV) Cells and Modules. *J. IEEE Journal of Photovoltaics* 7, 250-258.

Hejri, M., Mokhtari, H., Azizian, M. R., (2016). An analytical-numerical approach for parameter determination of a five-parameter single-diode model of photovoltaic cells and modules. *J. International Journal of Sustainable Energy* 35, 396-410.

Laudani, A., Fulginei, F. R. and Salvini, A. (2014). High performing extraction procedure for the one-diode model of a photovoltaic panel from experimental I–V curves by using reduced forms. *J. Solar Energy* 103, 316-326.

Lopes Filho G., Pereira Franco R. A. and Teles Vieira F. H. (2018). Estimación de parámetros de painéis fotovoltaicos utilizando o algoritmo firefly com atualização em função da irradiância e temperatura. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 17-20 de abril, Gramado, Brasil.

Marion B., Kroposki B., Emery K., del Cueto J., Myers D., and Osterwald C. (2000). Validation of a Photovoltaic Module Energy Ratings Procedure at NREL. *Program and Proceeding, NCPV Program Review Meeting*, April 16-19, Denver, United States.

Marion B. (2002). A Method for Modeling the Current–Voltage Curve of a PV Module for Outdoor Conditions. *J. Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 10, 205-214.

Nassar-Eddine I., Obbadi A., Errami Y., El Fajri A. and Agunaou M. (2016). Parameter estimation of photovoltaic modules using iterative method and the Lambert W function: A comparative study. *J. Energy Conversion and Management* 119, 37-48.

Phang, J. C. H., Chan, D. S. H. and Phillips, J. R. (1986). A Comparative Study of Extraction Methods for Solar Cell Model Parameters, *J. Solid-State Electronics* 29, 329-337.

Picault D., Raison, B., Bacha, S., de la Casa, J., and Aguilera, J. (2010). Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses. *J. Solar Energy* 84, 1301-1309.

Sahin G. (2016). Effect of temperature on the series and shunt resistance of a silicon solar cell under frequency modulation. *Journal of Basic and Applied Physics* 5.1, 21-29.

Sera D., Teodorescu R. and Rodriguez P. (2007). PV panel model based on datasheet values. *2007 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2392-2396.

Silva E. A., Bradaschia F., Cavalcanti M. C., and Nascimento A. J. Jr. (2016). Parameter Estimation Method to Improve the Accuracy of Photovoltaic Electrical Model. *J. IEEE Journal of Photovoltaics*, 6, 278-285.

Stornelli V., Muttillo M., de Rubeis T. and Nardi I. (2019). A New Simplified Five-Parameter Estimation Method of Photovoltaic Panels”, *J. Energies* 12, 4271-4291.

Villalva M. G, Gazoli J. R. and Ruppert Filho E. (2009). Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *J. IEEE Transactions on power electronics* 24, 1198-1207.



**MODELOS PARA LA PREDICCIÓN DEL AUTOCONSUMO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
CONECTADOS A RED****Llanos Mora López\*, Mariano Sidrach-de-Cardona\*\***

\* Dpto. de Lenguajes y Ciencias de la Computación. Universidad de Málaga. 29071 Málaga (España)

[llanos@uma.es](mailto:llanos@uma.es)

\*\*Dpto. de Física Aplicada II. . Universidad de Málaga. 29071 Málaga (España)

[msidrach@uma.es](mailto:msidrach@uma.es)<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2065>**RESUMEN**

En este trabajo se presentan los resultados obtenidos para la modelización y optimización de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Se han obtenido las curvas de autoconsumo y autosuficiencia para diferentes perfiles de consumo horario en función de la potencia pico instalada y el tamaño de la batería. El estudio se ha realizado para tres ciudades españolas con diferentes condiciones climáticas. Para la generalización de los resultados se proponen diferentes modelos de aprendizaje automático que permiten estimar estos parámetros. Las variables de entrada de estos modelos están relacionadas con la configuración de la instalación, su ubicación y el tipo de perfil de consumo. El modelo que arroja mejores predicciones en el parámetro de autosuficiencia es Random Forest, que en la validación cruzada tiene un error relativo del 5%. Para la predicción del autoconsumo, el modelo que mejor se comporta es el Perceptrón Multicapa, con un error absoluto promedio de 0.55 y un error relativo del 3%.

**PALABRAS CLAVE:** autoconsumo fotovoltaico, autosuficiencia fotovoltaica, evaluación, modelización.**ABSTRACT**

The results obtained for the modeling and optimization of photovoltaic self-consumption facilities are presented. The study has been carried out for three Spanish cities with different climatic conditions. The self-consumption and self-sufficiency curves for different hourly consumption profiles have been obtained based on the installed peak power and the size of the battery. In order to generalize the obtained results, different models of machine learning are proposed to estimate these parameters. The input variables of these models are related to the configuration of the installation, its location and the type of consumption profile. The model with best predictions of self-sufficiency is Random Forest, which in cross-validation has a relative error of 5%. For the prediction of self-consumption, the model that performs best is the Multilayer Perceptron, with an average absolute error of 0.55 and a relative error of 3%.

**KEYWORDS:** photovoltaic self-consumption, photovoltaic self-sufficiency, evaluation, modelling

## INTRODUCCIÓN

La energía fotovoltaica está llamada a jugar un papel cada vez más importante dentro del actual mix energético. Dentro de los sistemas fotovoltaicos, las instalaciones de autoconsumo permiten empoderar a los ciudadanos y responsabilizarlos de la producción y uso de la energía. En los últimos años, y gracias al crecimiento que se está produciendo en este tipo de instalaciones, ha surgido el concepto de vivienda autosuficiente y vivienda de energía cero. Una casa o un edificio de energía cero (conocido como ZEB, Zero Energy Building) es un concepto que se utiliza en edificios con un balance energético entre generación y consumo de energía cercano a cero o incluso positivo en un año típico (NREL, 2006), (NREL, 2010). El desarrollo masivo de este tipo de viviendas podría mitigar problemas económicos y ambientales, como las emisiones de CO<sub>2</sub> y la dependencia de fuentes de energía fósil.

La autogeneración de electricidad mediante tecnología fotovoltaica es una oportunidad y una herramienta esencial para lograr los objetivos relacionados con el cambio climático que España ha comprometido, reducir el impacto ambiental de la generación de electricidad y democratizar el uso y la gestión de la energía.

El correcto dimensionado, diseño y evaluación inicial de estos sistemas debe calcular, además de la energía generada en función de las condiciones climáticas, los porcentajes de autoconsumo y autosuficiencia; es decir, qué fracción de la producción fotovoltaica va directamente al consumo (autoconsumo) y qué fracción del consumo es cubierto directamente por el sistema fotovoltaico. Para este fin es necesario conocer el perfil de consumo y realizar un balance energético del sistema en el punto de conexión. Debido a que el intercambio de energía con la red es instantáneo, al menos, este balance energético debe hacerse con valores horarios, si queremos tener valores de estos parámetros que se aproximen a la realidad. La situación es más compleja en el caso de tener sistemas fotovoltaicos con acumulación.

Además, la dificultad de acceso, que ponen las distribuidoras, a los datos de los contadores digitales domésticos hace que, en la práctica, estos valores se estimen a partir de un perfil horario medio anual tipo.

El análisis y modelización de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo nos permite determinar los diferentes escenarios que definen las condiciones de diseño y funcionamiento óptimos de este tipo de sistemas, la energía que se puede utilizar directamente y la energía que se va a intercambiar con el red de energía eléctrica.

En este trabajo presentamos los resultados obtenidos para la optimización de las instalaciones de autoconsumo. El estudio se ha realizado para diferentes ciudades españolas con diferentes condiciones climáticas. Las curvas de autoconsumo y autosuficiencia se han obtenido en base a la potencia pico instalada y el tamaño de la batería, para diferentes perfiles de consumo horario. Se proponen diferentes modelos de aprendizaje automático para predecir estos parámetros.

## MATERIALES Y MÉTODOS

La energía generada por un sistema fotovoltaico depende, por un lado, de parámetros climatológicos, como la radiación solar que recibe y la temperatura ambiente y, por otro, de la tecnología de los módulos, como tipo de módulos, rendimiento, etc, y de la orientación e inclinación de éstos. Además, se deben tener en cuenta las diferentes pérdidas que se producen en el sistema. Para estimar la potencia generada por un generador fotovoltaico ( $P_m$ ) se utiliza el método propuesto en (Osterwald, 1986) que utiliza como datos de entrada la irradiancia incidente, la temperatura de los módulos y la potencia pico del generador en condiciones estándar, y cuya expresión es:

$$P_m(W) = P_{m,ref} \cdot \frac{G}{G_{ref}} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_m - T_{m,ref})] \quad (1)$$

donde,  $P_m$  es la potencia máxima del generador fotovoltaico en condiciones estándar (STC),  $G$  es la irradiancia global incidente en los módulos ( $W/m^2$ ),  $G_{ref}$  es la irradiancia global en STC ( $1000 W/m^2$ ),  $T_m$  es la temperatura del módulo,  $T_{m,ref}$  es la temperatura del módulo en STC ( $25^\circ$ ) y  $\gamma$  es el coeficiente de temperatura de pérdidas de potencia ( $\%/^\circ C$ ). Para calcular la temperatura de trabajo de los módulos fotovoltaicos se ha utilizado el modelo de King. Este modelo propone una relación entre la temperatura del módulo, la temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ,  $^\circ C$ ), la irradiancia incidente ( $G$ ,  $W/m$ ) y la velocidad del viento ( $v$ ,  $m/s$ ) según la expresión:

$$T_m = T_{amb} + G \cdot e^{(m+n \cdot v)} \quad (2)$$

donde  $m$  es un coeficiente empírico adimensional que describe el impacto de la irradiancia en la temperatura del módulo y  $n$  es un coeficiente empírico que describe el efecto del viento en la temperatura del módulo. En este caso los coeficientes utilizados corresponden a módulos de Si-monocristalino y módulos instalados en una estructura al aire libre. Los parámetros de este modelo se describen en (Mora-Segado, 2015).

Las pérdidas del sistema fotovoltaico consideradas son:

- Pérdidas por reflectancia angular y variación del espectro de radiación incidente ( $L_r$ ). En este trabajo, se supondrá que son del 3%.
- Pérdidas óhmicas por cableado ( $L_o$ ). En este estudio, se supondrá que son 2%, lo que significa  $L_o=0,98$ .
- Pérdidas por dispersión de parámetros en el generador ( $L_p$ ). En este estudio, se supondrá que son del 2%.  $L_p=0,98$ .
- Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia del inversor ( $L_t$ ). En este estudio, se supondrá que son del 1%.  $L_t=0,99$ .

La potencia a la entrada del inversor se estima mediante la expresión:

$$P_{in} = L_r L_o L_p L_t P_m \quad (3)$$

Finalmente, para determinar la potencia generada en corriente alterna a la salida del inversor ( $P_{out}$ ), se debe tener en cuenta el rendimiento del inversor. Este rendimiento se calculará según la ecuación propuesta por Jantsch (M. Jantsch el., 1992) a partir de la potencia de entrada al inversor  $P_{in}$  normalizada a su potencia nominal,  $P_{nor}$ :

$$\eta_{inv} = \frac{P_{nor} - (b_0 + b_1 \cdot P_{nor} + b_2 \cdot P_{nor}^2)}{P_{in}} \quad (4)$$

$$P_{out} = \eta_{inv} P_{in} \quad (5)$$

donde  $b_i$  son los coeficientes de ajuste estimados empíricamente ( $b_0=0.04$ ,  $b_1=0.002$ ,  $b_2=0.03$ ).

Aunque este modelo está definido en términos de potencia, en este trabajo vamos a utilizarlo para realizar los balances energéticos horarios. Trabajos anteriores (Ayala et al. 2018) han demostrado la validez de esta hipótesis de trabajo cuantificando el error cometido respecto a un balance instantáneo.

Los parámetros a estimar y analizar para evaluar el funcionamiento de una instalación fotovoltaica de autoconsumo son similares a los propuestos en (Sartori et al., 2012):

- Energía generada por la instalación fotovoltaica
- Energía inyectada a la red eléctrica
- Energía importada de la red eléctrica
- Energía consumida

Además, en la evaluación de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, dos parámetros son especialmente útiles según (Luthander et al., 2015):

*Porcentaje de autoconsumo* ( $SC_t$ ): definido como la parte de energía producida por el sistema fotovoltaico que se consume directamente en la vivienda donde se encuentra la instalación, respecto a la producción total del sistema fotovoltaico:

$$SC_t (\%) = \frac{\sum E_{t,FV, self}}{\sum E_{t,FV}} \times 100 \quad (6)$$

*Porcentaje de autosuficiencia* ( $SS_t$ ): definido como la parte de energía producida por el sistema fotovoltaico que se consume directamente en la vivienda donde se encuentra la instalación, respecto al consumo total de la vivienda.

$$SS_t (\%) = \frac{\sum E_{t,FV, sc}}{\sum C_t} \times 100 (\%) \quad (7)$$

El estudio se ha realizado para tres ciudades españolas diferentes con diferentes condiciones climáticas (Tabla 1).

Utilizando los parámetros meteorológicos de radiación incidente global horaria y temperatura horaria, se han obtenido, de acuerdo con la metodología anterior, los balances energéticos de una instalación de autoconsumo utilizando diferentes valores de potencia pico, capacidades de batería y diferentes perfiles de consumo.

Tabla 1. Parámetros usados para cada ubicación

Localidad	Gdm (kWh/m <sup>2</sup> )	STD Gdm (kWh/m <sup>2</sup> )	Temp (°C)	STD T (°C)	Consumo (kWh)	FV 1kWp (kWh)
Málaga	5.98	2.04	18.1	0.8	11	4.81
Madrid	5.09	2.46	14.2	1.6	14.3	4.07
Santander	4.61	2.39	14.9	0.9	11.8	3.71

Los perfiles de consumo horario utilizados se basan en los perfiles propuestos por el centro UKERK (UKERK). A partir de estos perfiles, se ha considerado el porcentaje de consumo producido cada hora respecto al consumo diario total (en valores medios anuales). Para la construcción de los perfiles horarios de los 365 días del año se han considerado los períodos propuestos por este centro, excepto el periodo que se denomina "verano alto". Los perfiles correspondientes a este período se han generado para aquellos días en los que la temperatura media diaria es superior a los 25 grados.

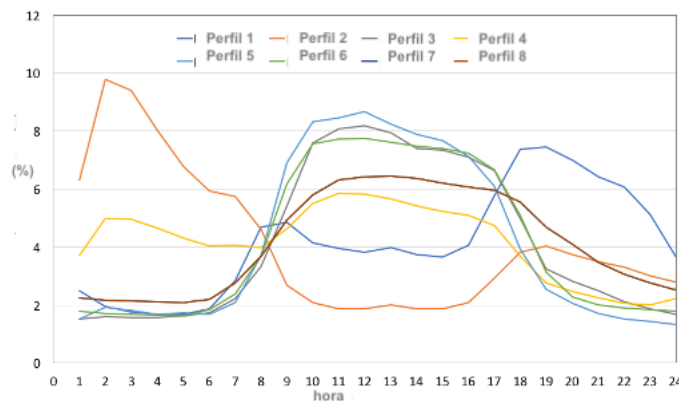


Figura 1. Perfiles de consumo utilizados

Una vez obtenidas las curvas de autoconsumo y autosuficiencia en función tanto de la potencia pico instalada, como de la capacidad de la batería para cada uno de los perfiles estudiados, se propone obtener una generalización del modelo de forma que se puedan obtener estos en función de unos pocos datos de entrada sin necesidad de hacer cada vez el balance energético horario. Para este fin se han utilizado modelos que se usan habitualmente en minería de datos.

La minería de datos se ha utilizado anteriormente para la predicción de la producción de sistemas fotovoltaicos; por ejemplo, en (Alfadda et al., 2017) y (Sharma et al., 2011) se propone el uso de modelos de soporte vectorial y en (Nageem y Jayabarathi, 2017) se incluyen factores de corrección que se incluyen en este tipo de modelos. Tienen en cuenta diferentes condiciones climáticas. También se han propuesto modelos híbridos que incluyen modelos eléctricos y estadísticos (Filipe et al., 2015) y modelos basados en redes neuronales y lógica difusa (Sivaneasan et al., 2017). En todos ellos lo que se hace es la predicción de la producción de un sistema, pero los valores de autoconsumo y autosuficiencia no se modelan en ningún caso.

Proponemos para este fin el uso de diferentes modelos, comparar los resultados obtenidos y decidir cuál es el mejor método de predicción. Los modelos utilizados han sido los siguientes:

- Regresión lineal: se utiliza con variables numéricas. En el caso de que existan variables independientes de tipo nominal, estas deben ser previamente transformadas en variables ficticias o *dummy*. La regresión lineal es un modelo que intenta ajustar variables independientes mediante una ecuación lineal.
- Perceptrón multicapa: es un modelo matemático útil para modelar relaciones no lineales entre datos de entrada y salida. Es un tipo de red neuronal que implica una generalización del perceptrón simple en el que se combinan varios perceptrones simples y permite tratar algunos problemas no lineales (Minsky y Papert, 1969). A partir de esta propuesta, (Rumelhart et al., 1986) presentó una modificación que permitía la retropropagación de los errores medidos en la salida de la red hacia las neuronas ocultas. Desde el punto de vista de su arquitectura se caracteriza porque tiene sus neuronas agrupadas en capas de diferentes niveles: una capa de entrada, una capa de salida y capas ocultas.
- M5' es un algoritmo derivado del método M5 definido por Quinlan (Quinlan, 1992). Fue propuesto por Wang y Witten (Wang y Witten, 1997). Se definió para predecir valores numéricos.



- REPTree : es un modelo de aprendizaje rápido de árboles de decisión. Para la clasificación de variables numéricas, el algoritmo primero ordena los valores de esas variables y comienza la ejecución. Luego, use las listas ordenadas para calcular la mejor manera de dividir en cada nodo del árbol. Esta forma de dividir minimiza la varianza. La medida que se utiliza es la entropía.
- Random Forest: forma parte de lo que se conoce como sistemas multclasificadores. Estos métodos suelen ser muy precisos (Sardá -Espinosa, 2017) y robustos en el caso de que haya ruido en los datos, además no producen sobreajuste. Sin embargo, son más difíciles de interpretar en comparación con los modelos basados en árboles de regresión simple. Es un algoritmo que induce una serie de árboles individuales (Breiman , 2001). Para ello, el número de variables que se utilizan para generar cada uno de esos árboles que se crearán a partir de cada nodo es limitado. Este número suele ser menor que el número de variables disponibles.

RESULTADOS

En la figura 2 se presentan las curvas del porcentaje de autoconsumo y autosuficiencia en función de la potencia pico instalada para la localidad de Málaga, para un perfil tipo 1 y para una instalación de autoconsumo sin acumulación. Como puede verse al aumentar la potencia pico instalada el autoconsumo va disminuyendo mientras que la autosuficiencia aumenta. El punto de corte de las dos curvas corresponde a la potencia pico a la cual la energía anual producida por el sistema FV iguala al consumo anual. En este punto, la vivienda en cuanto a energía eléctrica sería de cero emisiones. La curva de autosuficiencia va saturando y su valor teórico máximo sería el porcentaje de consumo que se produce en horas de Sol, ya que en un sistema sin acumulación, el consumo nocturno no puede ser satisfecho.

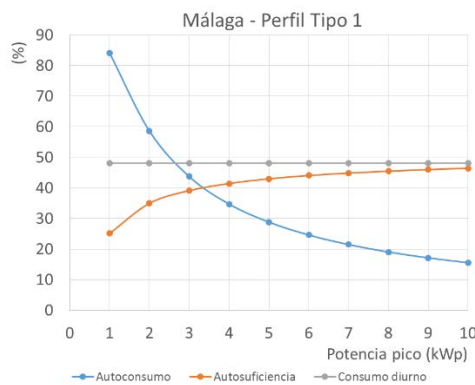


Fig. 2. Curvas de porcentajes anuales de autoconsumo y autosuficiencia en función de la potencia pico para una instalación en Málaga con un perfil tipo 1.

En las figuras 3 y 4 se presentan estos resultados, pero para una instalación FV con sistema de acumulación. Ahora los resultados dependen tanto de la potencia pico instalada como de la capacidad de la batería. Podemos ver que un mismo porcentaje de autosuficiencia puede ser cubierto con distintas configuraciones del sistema. Lo no linealidad de las curvas hace que siempre exista un valor por encima del cual aumentar el tamaño del generador o del sistema de acumulación no influye de forma significativa en el porcentaje de autosuficiencia, es decir, en el ahorro energético en la factura eléctrica. Estos resultados son distintos para cada localidad y para cada perfil de consumo, por lo que tiene interés el intento realizado en la generalización de los resultados.

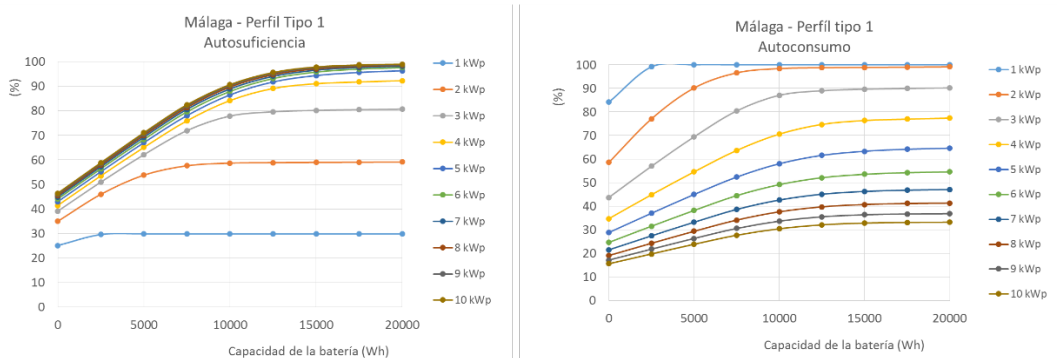


Fig. 3 y 4. Curvas de porcentajes anuales de autosuficiencia y autoconsumo en función de la potencia pico y de la capacidad de acumulación para un sistema FV en Málaga con un perfil de consumo tipo 1.

En este trabajo se han considerado aquellas variables independientes de los modelos que tienen una influencia directa en el valor de autosuficiencia. En concreto, las variables propuestas son:

- Tipo de perfil de consumo
- Valor medio anual de radiación global diaria
- Desviación típica de los valores medios diarios de radiación global
- Valor medio anual de temperatura diaria
- Desviación típica de los valores diarios de temperatura global
- Potencia pico de la instalación
- Capacidad de la batería.

Utilizando todas estas variables independientes se han calculado los valores de la autosuficiencia y del autoconsumo para cada una de las combinaciones posibles. En total, se obtuvieron 1056 valores diferentes para cada uno de estos dos parámetros. La estimación de los parámetros de cada uno de ellos, así como de las distintas métricas de error se ha hecho utilizando la herramienta Weka (Hall et al., 2009).

Por una parte, se han evaluado los errores obtenidos cuando se utiliza correlación cruzada. Por otra parte, el conjunto total de datos se ha dividido en conjunto de entrenamiento y conjunto de test, tal y como se hace en los modelos de minería de datos cuando no se utiliza validación cruzada. El conjunto de entrenamiento se utiliza para ajustar los modelos (obtener sus parámetros). El conjunto de test se utiliza para evaluar las distintas métricas de error. Se han utilizado un 80 % de las muestras para el conjunto de entrenamiento y el 20 % restante para el conjunto de test.

Para la estimación del autoconsumo se ha utilizado también como variable independiente el valor de la autosuficiencia, ya que los modelos propuestos para estimar la autosuficiencia y el autoconsumo pueden aplicarse en cascada, y utilizar para uno de ellos el valor obtenido del otro (el primero que se estime). En nuestro caso, el orden sería primero estimar el valor de autosuficiencia y después el de autoconsumo.

Los resultados obtenidos para la estimación de la autosuficiencia y el autoconsumo se muestran en las tablas 2 y 3, respectivamente.

Como puede observarse, todos los modelos propuestos, excepto la regresión lineal, tienen coeficientes de correlación superiores a 0,98. Entre ellos, el modelo con el que se obtienen mejores predicciones de autosuficiencia es Random Forest, que en validación cruzada tiene un error absoluto promedio inferior a 1 y un error relativo del 5%. También se obtienen muy buenos resultados para los modelos M5 'y REPTree. En todos los casos, el error relativo absoluto es inferior al 10%, lo que significa para una amplia gama de valores de autosuficiencia errores en puntos porcentuales del orden del 1%.

En la figura 5 se muestran los valores de autosuficiencia obtenidos mediante la simulación del comportamiento de la instalación frente a los valores obtenidos con los modelos Random Forest y REPTree.

Tabla 2. Métricas obtenidas para cada uno de los modelos analizados al estimar la autosuficiencia mediante validación cruzada

<b>Métrica</b>	<b>RL</b>	<b>MP</b>	<b>RF</b>	<b>M5P</b>	<b>REPTree</b>
R	0.798	0.9835	0.9986	0.9927	0.9925
MAE	11.1385	3.2984	0.9364	1.8181	1.6386
RMSE	14.0129	4.2624	1.5568	2.8995	2.8507
RAE	60.03%	17.78%	5.05%	9.80%	8.83%
rRSE	60.23%	18.32%	6.69%	12.46%	12.25%
N	1056	1056	1056	1056	1056

Tabla 3. Métricas obtenidas para cada uno de los modelos analizados al estimar el autoconsumo mediante validación cruzada

Métrica	RL	MP	RF	M5P	REPTree
R	0.8599	0.9992	0.9963	0.9963	0.9912
MAE	10.2565	0.8015	1.1807	1.4163	1.7489
RMSE	12.9934	1.0402	2.2602	2.2642	3.3616
RAE	51.73%	4.04%	5.95%	7.14%	8.82%
rRSE	50.94%	4.08%	8.86%	8.88%	13.18%
N	1056	1056	1056	1056	1056

Para la estimación del autoconsumo, el modelo que mejor funciona es el perceptrón multicapa, con un error absoluto promedio de 0,55 y un error relativo del 3%. Los modelos de árbol de decisión también tienen pequeños errores, especialmente Random Forest y M5P. En la Figura 6 se muestran los valores de autoconsumo frente a las predicciones de estos valores para los modelos de perceptrón multicapa y Random Forest.

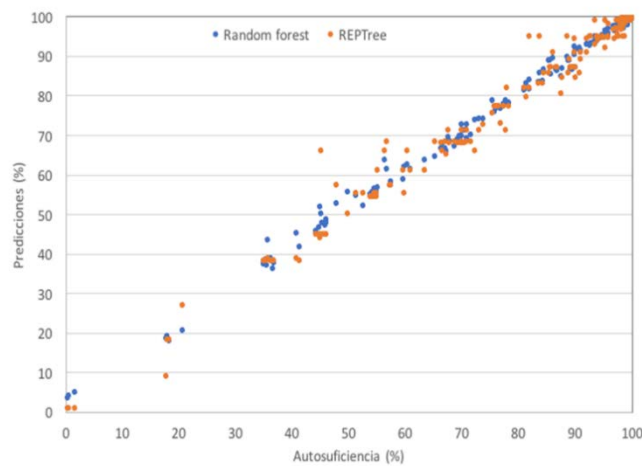


Figura 5. Valores de autosuficiencia frente a las predicciones de estos valores para los modelos Random Forest y REPTree.

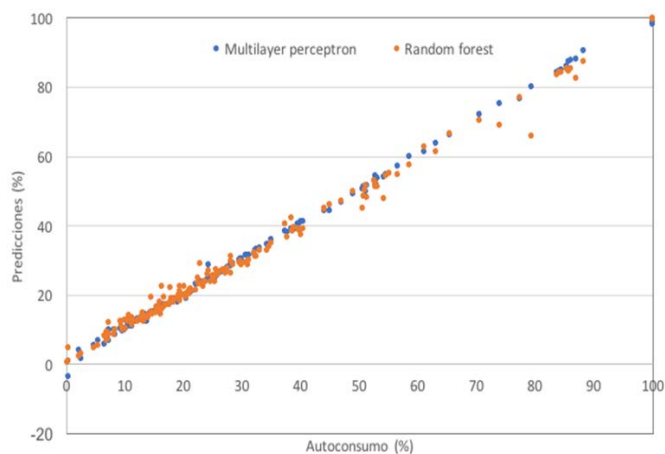


Figura 6. Valores de autoconsumo frente a las predicciones de estos valores para los modelos perceptrón multicapa y Random Forest.

## CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos muestran que sólo desde un balance horario de los datos de consumo a lo largo de un año y del estudio de la sensibilidad de los coeficientes de autoconsumo y autosuficiencia en función de la potencia pico instalada y del tamaño de la batería, es posible optimizar el dimensionado de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo. Sin embargo, este estudio demuestra que es posible una generalización de este proceso con buenos resultados y que simplifica el proceso de cálculo. Para este fin, se han evaluado diferentes modelos de minería de datos para la modelización de los parámetros de autoconsumo y autosuficiencia. Específicamente, se ha utilizado una regresión lineal, un perceptrón multicapa y varios tipos de árboles de decisión. En todos los casos, excepto en la regresión lineal, los resultados obtenidos permiten afirmar la validez de los diferentes modelos. Para el autoconsumo, el modelo con mejores resultados es el perceptrón multicapa, mientras que para la autosuficiencia el que obtiene resultados más precisos es Random Forest. El coeficiente de correlación es superior en ambos casos a 0,99, mientras que el error absoluto medio es inferior a 1 y el error medio relativo es del 3% para el autoconsumo y del 7% para la autosuficiencia. Los mejores resultados obtenidos en la estimación del autoconsumo con respecto a la autosuficiencia se explican porque en el primer caso se han utilizado los valores de autosuficiencia como variable independiente; esto es posible en situaciones reales ya que la estimación de estos parámetros se puede hacer en dos fases, ya que para cada una de ellas se ha estimado un modelo diferente.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido apoyado por el proyecto de investigación, RTI2018-095097-B-I00 (2108) del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, España. Se enmarca dentro de la actividad de la Fundación Renovables en el desarrollo de proyectos y ha sido en parte financiado por subvención del Ministerio para la Transición Ecológica.

## REFERENCIAS

- Ayala-Gilardón, M. Sidrach-de-Cardona, L. Mora-López. (2018) Influence of time resolution in the estimation of self-consumption and self-sufficiency of photovoltaic facilities. *Applied Energy*. 229. pp.990-997
- Alfadda, R. Adhikari, M. Kuzlu and S. Rahman, (2017). Hour-ahead solar PV power forecasting using SVR based approach. *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington, DC, pp. 1-5.
- Breiman, L. Random forests. *Machine Learning*,(2001). 45 (1), pp. 5–32.
- Filipe, J.M. Bessa, R.J. Sumaili, J. Tomé, R. and Sousa, J.N. (2015). A hybrid short-term solar power forecasting tool. *18th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP)*, Porto, pp. 1-6.
- Hall, M. Frank, E. Holmes, G. Pfahringer, B. Reutemann, P. I. H.(2009). Wit- ten, The weka data mining software: an update, *SIGKDD Explorations Newsletter* 11, 10–18.
- Sardá-Espinosa, A. Subbiah, S. Bartz-Beielstein, T.(2017). Conditional inference trees for knowledge extraction from motor health condition data. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 62 (Supplement C), pp.26-37.
- Sartori, I. Naplitano, A. and Voss, K. (2012). Net zero energy buildings: A consistent definition framework. *Energy and Buildings*, 48, pp.220–232.
- Sharma, N. Sharma, P. Irwin, D. and Shenoy, P.(2011). "Predicting solar generation from weather forecasts using machine learning," 2011 *IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, Brussels, pp. 528-533.
- Sivaneasan, B. Yu, C.Y. Goh, K.P.(2017). Solar Forecasting using ANN with Fuzzy Logic Pre-processing, *Energy Procedia*, vol. 143, pp. 727– 732.
- Wang, Y. Witten, I.H.(1997). Induction of model trees for predicting continuous classes. In: *9th European Conference on Machine Learning* (poster papers). Springer, pp. 128 – 137.

## POTENCIAL DE INTEGRAÇÃO DE ENERGIA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRAÇÃO EM PROCESSOS DE SECAGEM DE RESÍDUOS

David Loureiro(1), Miguel Miranda(1), António Martins(2), Sandra Viegas(2), Hugo Rodrigues(3), Gonzalo Lobo(4), Elisabet Gonzalez Prieto(5), Silvia Pérez Galan(5), Ivo Dias(6), Juan Orta Mendez(7), Manuel B. Acevedo Perez(7), Victor Mantilla(1)

- (1)Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Estrada Paço do Lumiar 22, Lisboa, [david.loureiro@lneg.pt](mailto:david.loureiro@lneg.pt)  
(2)Águas do Algarve SA- DES, Rua do Repouso 10, 8000-302 Faro, [antonio.m.martins@adp.pt](mailto:antonio.m.martins@adp.pt)  
(3)AREAL Energia, Est. Albufeira, Ed. Cena, Vilamoura, 8125-300 Quarteira, [hrodrigues@areal-energia.pt](mailto:hrodrigues@areal-energia.pt)  
(4)CENTA, Autovía Sevilla-Huelva (A-49), km 28,41820 Carrión de los Céspedes, [glmar@centa.es](mailto:glmar@centa.es)  
(5)CESPA- FERROVIAL P. Zona Franca 111, Torre Auditori, 08038 Barcelona, [e.gonzalez@ferrovial.com](mailto:e.gonzalez@ferrovial.com)  
(6)GESAMB, Aterro Intermunicipal, EN 380, Km 89,9, N.Sª Tourega, 7000-093 Évora [ivodias@gesamb.pt](mailto:ivodias@gesamb.pt)  
(7)Diputación de Huelva – |Secasol| Avda. Martin Alonso Pinzón 9, Huelva, Espanha [jaorta@diphuelva.org](mailto:jaorta@diphuelva.org)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2066>

### RESUMO

A consciencialização dos problemas resultantes das atividades económicas relacionadas com a gestão de resíduos nas regiões transfronteiriças da Andaluzia-Algarve-Alentejo (AAA), conduziu ao desenvolvimento do projeto SECASOL.

Este projeto de cooperação visa a integração de energia solar térmica de concentração (ESTC) nos processos de secagem de lamas de depuração de águas residuais (ETAR) e de resíduos sólidos urbanos (RSU). Foi avaliada a integração da energia solar de concentração em processos de secagem, através da identificação das principais soluções técnicas e tipologias de secagem de resíduos e caracterização dos processos tecnológicos com influência nos requisitos de valorização do produto final. Através da estimativa dos valores anuais para GHI e DNI nas principais instalações de tratamento de RSU e águas residuais do Algarve e Andaluzia, utilizou-se um modelo simplificado para estimativa do potencial de utilização da energia solar em dois processos de secagem de interesse – materiais CDR de RSU e lamas de depuração de ETAR- em termos de quantidade de matéria processada por unidade de área de captação de energia solar.

**PALAVRAS-CHAVE:** Secagem de resíduos, Secagem de lamas, Energia solar térmica de concentração

### ABSTRACT

Awareness of the problems resulting from economic activities related to waste management in the cross-border regions of Andalusia-Algarve-Alentejo (AAA) led to the development of the SECASOL project. This AAA cooperation project pointing to the integration of concentration solar thermal (CST) in the sludge drying processes for wastewater treatment (WWT) and RDF of solid urban waste (MSW). CST integration in the drying processes was evaluated through the identification of the main technical solutions and types of waste drying and related technological processes on the requirements for by-product valorization. Acknowledgment of the annual values for GHI and DNI at the main MSW and WWT facilities in the Algarve and Andalusia region's had led to a simplified model used to estimate the potential use of solar energy in two drying processes of interest – RDF materials from MSW and sewage sludge from WWT - in terms of the amount of processed product per unit of solar energy capture area.

**KEYWORDS:** Sludge drying, Waste drying, Concentration Solar Thermal

### INTRODUÇÃO

O projeto SECASOL tem o apoio do programa INTERREG-POCTEP e visa a promoção de tecnologias inovadoras para melhorar a eficiência do processo de secagem de lamas de águas residuais e secagem de resíduos sólidos urbanos através da utilização de tecnologias solares térmicas de concentração (ESTC), na região transfronteiriça entre Portugal e Espanha da Andaluzia-Algarve-Alentejo (AAA). Prevê-se que o projeto SECASOL possa ter um impacto muito positivo nas regiões AAA, onde o enquadramento energético, as condicionantes geográficas e as concentrações massivas de resíduos em áreas urbanas são coincidentes em muitos aspectos, assim como os meios atuais de secagem e a abundância de recurso de energia solar. O presente trabalho tem como propósito apresentar os resultados da estimativa do potencial de utilização de energia solar térmica nos processos de secagem de depuração de águas

residuais e de tratamento de resíduos sólidos, avaliados para as regiões AAA, no âmbito do relatório PPI do projeto SECASOL (Mantilla et al., 2018).

A produção de grandes quantidades de lamas de depuração provenientes de águas residuais, de resíduos sólidos urbanos e de lixiviados de aterros sanitários ou a produção de materiais CDR em alternativa à deposição em aterro, são atividades coexistentes nas regiões AAA através de serviços municipais e operadores concessionados, cujas soluções de intensificação energética convencional tem provocando o aumento de poluição nessas áreas urbanas.

Os resíduos de ETAR (lamas) e RSU (lixiviados) possuem grande heterogeneidade volumétrica e mecânica, bem como teor em humidade, sendo submetidos a diferentes processos físico-químicos e biológicos nas unidades de tratamento. Em complemento destes processos, torna-se indispensável proceder à sua secagem térmica por forma a reduzir consideravelmente o volume de processamento e reduzir custos com o posterior tratamento, deposição (aterro) e valorização energética (incineração) ou agrícola (compostagem ou substrato de solos).

A secagem de RSU ou CDR e de lamas de depuração provenientes de estações de tratamento de águas residuais (ETAR), representam processos energeticamente intensivos, na medida em que requerem a evaporação de água contida nestes resíduos sob a forma de humidade. Tradicionalmente os processos de secagem destes resíduos utilizam combustíveis fósseis, biogás produzido em aterro sanitário ou processos lentos como a bio-secagem (Velis et al., 2009). As lamas provenientes de sistemas de tratamento de águas residuais são compostas por um conjunto de matéria orgânica e inorgânica cujo teor em água pode chegar a 99% (Werther and Ogada, 1999). Embora as lamas representem apenas 1 a 3% do volume de água residual tratada, a sua gestão é muito complexa, representando um custo variável entre 20% e 60% dos custos totais de gestão da estação de tratamento de águas residuais (Andreoli et al., 2007).

A secagem solar é potencialmente uma opção vantajosa quando comparada com os sistemas de secagem convencionais, já que se pode utilizar total ou parcialmente a integração de energias renováveis, sendo esta opção particularmente interessante em países com elevada exposição solar tal como Portugal ou Espanha. A secagem térmica das lamas de depuração consiste basicamente na redução do teor de humidade por via de evaporação da água intersticial, permitindo assim reduzir o volume e a massa de lama e assegurar a sua desinfeção (sujeita a teores de matéria seca superiores a 90%). Acresce que a secagem térmica permite aumentar o poder calorífico da lama facilitando a sua aplicação em subseqüentes tratamentos finais, nomeadamente em processo de oxidação térmica ou técnicas de peletização para valorização agrícola.

O processo de secagem térmica das lamas baseia-se na remoção da água através da evaporação (aumento de temperatura do sistema) sendo que, a taxa de evaporação ou a taxa de secagem dependem do teor de humidade existente da lama bem como do tipo ligação que a água apresenta com o material. Um dos elementos mais cruciais e que permite obter informações sobre o comportamento da lama durante a secagem é a variação da humidade na lama em função do tempo de secagem, conhecida como curva de secagem, permitindo verificar o número de fases e a taxa de secagem a que a lama é submetida durante o referido processo (Bennamoun, 2012; Bennamoun et al., 2013).

A evolução de secagem de lamas de depuração (ETAR) apresenta tipicamente três fases (Figura 1) e depende do tipo da matéria prima de base, da quantidade de água retida e a percentagem de água de ligação por via química e das condições e processo de secagem: na primeira fase, verifica-se uma taxa constante de secagem e corresponde à extração da água livre; a segunda, corresponde uma taxa de secagem inferior e corresponde à extração de água intersticial; uma terceira fase em que se verifica um ligeiro aumento da taxa de secagem, correspondendo à extração da água de superfície do material.

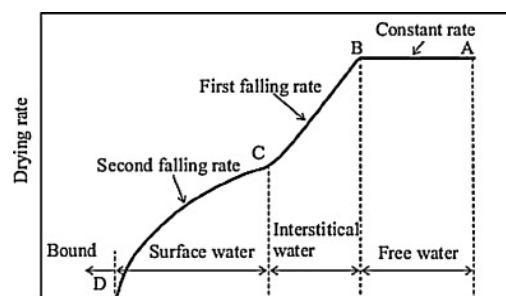


Figura 1 - Curva típica de secagem de lamas. Adaptado de (Bennamoun et al., 2013).

O destino final e diferentes soluções para aproveitamento e valorização das lamas de depuração, depende de vários fatores, muitos deles já devidamente enquadrados do ponto de vista legislativo em Portugal e Espanha, quer para uso agrícola e recuperação de solos e florestas, quer na recuperação paisagística ou na indústria da construção civil, em co-incineração e co-compostagem com RSU. Apesar de as lamas de depuração conterem nutrientes em quantidades reduzidas, estes são considerados como sendo potencialmente úteis para fertilização dos solos, no aumento da

produção agrícola e melhoria de algumas propriedades físicas e químicas dos solos. A incineração é uma solução viável e utilizada em grande escala. A co-incineração das lamas na indústria cimenteira com outro tipo de resíduos é uma solução muito favorável, embora seja imperativo que estas apresentem um teor de humidade bastante reduzido (10 a 15%) e, por conseguinte, necessitam de ser submetidas a uma secagem prévia.

### INTEGRAÇÃO DA ENERGIA SOLAR DE CONCENTRAÇÃO

Foram identificadas no projeto SECASOL, as principais soluções técnicas e tipologias de secagem de resíduos, tendo em consideração a eficiência dos processos tecnológicos e a influência nos requisitos de valorização do produto final. Os fatores relacionados com a intensidade energética e a disponibilidade de produto, associados a estes processos, resultam em investimentos pouco atrativos quando considerados de forma isolada. No entanto, quando combinadas com soluções com recurso a energia solar térmica de concentração (ESTC), o processo de secagem de resíduos apresenta-se como uma solução sustentável descentralizada, com elevado interesse económico e ambiental, cuja viabilidade a nível industrial está em curso de demonstração através do protótipo de secagem solar do projeto SECASOL instalado no CENTA, parceiro do projeto, em Sevilha (Mosquera,2020).

Tendo em vista a integração da ESTC e o enquadramento legal relativo às condições de exploração e de valorização dos resíduos em estudo nas regiões AAA do projeto, foram identificados os sistemas mais adequados e cujos processos de tratamento térmico operam com patamar de temperatura inferior a 100°C, onde os sistemas solares térmicos não concentradores poderão ser adequados. Para os casos em que são utilizados secadores diretos e indiretos com utilização de vapor sobreaquecido ou outro fluido de alta temperatura (HTF), as soluções tecnológicas de ESTC visam a integração de sistemas cilindro-parabólicos com produção direta de vapor (GDV) - patamar de 450°C de temperatura - ou sistemas cilindro-parabólicos e refletores lineares de Fresnel integrando um gerador de vapor (HTF-vapor). Para as situações que visam a utilização de secadores indiretos com óleo térmico como fluido de transferência, são os sistemas com coletores cilindro-parabólicos ou coletores do tipo refletores lineares de Fresnel, as tecnologias de ESTC mais adequadas (Figura 2).

A seleção da tecnologia ESTC mais adequada ao processo de secagem de resíduos, está dependente da temperatura de operação e das perdas térmicas do sistema de conversão solar e associada à estratégia de integração solar adotada no conceito do sistema ou nível de distribuição (Muster, 2015). Assim, para definição das tecnologias mais adequadas às condições operacionais do projeto térmico, deve-se tomar em consideração o nível de exigência de temperatura de processo em diferentes setores industriais assim como a gama mais adequada de temperaturas de operação das diferentes tecnologias de coletores (Lauterbach et al., 2012).

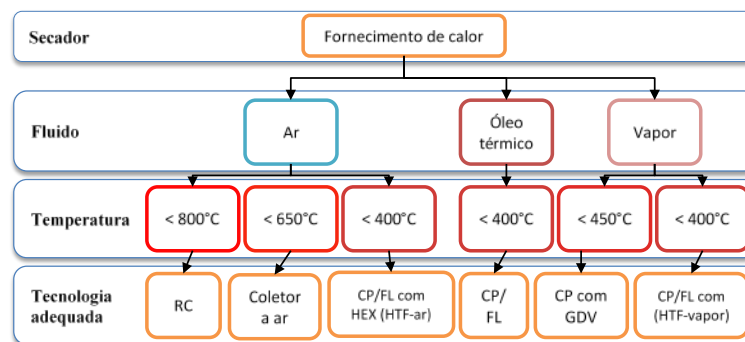


Figura 2 – Classificação dos processos de secagem de resíduos com integração de tecnologias ESTC. Adaptado de (Muster, 2015).

### ESTIMATIVA DO POTENCIAL SOLAR NAS REGIÕES AAA

A avaliação da irradiância solar global (GHI), a irradiância solar difusa (DHI) e a irradiância solar direta no plano normal (DNI), são de extrema importância para o estudo do potencial de utilização de sistemas solares térmicos e fotovoltaicos com baixa e elevada concentração para aplicações de calor industrial (POSHIP) de média e alta temperatura. Considerando o estado da arte atual das tecnologias de concentração solar e da sua comercialização para fins de produção de eletricidade (CSP) e de produção térmica (CST), são economicamente viáveis as tecnologias concentradoras que requerem valores de DNI iguais ou superiores a 2000 kWh/m<sup>2</sup>.ano, apesar de ser tecnicamente viável a instalação e operação de centrais com valores inferiores.

A península ibérica é dos territórios europeus com maior disponibilidade de radiação solar, quer em termos de insolação, GHI e DNI. Em Portugal, por ano, recebe em média entre 2200 a 3000 horas de Sol. O valor médio de

GHI na região sul de Portugal é de 1900 kWh/m<sup>2</sup> ano e o valor médio de DHI nas regiões do Algarve e do Alentejo pode variar entre 1900 até 2100 kWh/m<sup>2</sup>.ano (Cavaco et al., 2016). Observando a distribuição de DNI em Portugal (Figura 3) verifica-se que as zonas mais favoráveis se encontram no Alto e Baixo Alentejo, Algarve e Beira Baixa.

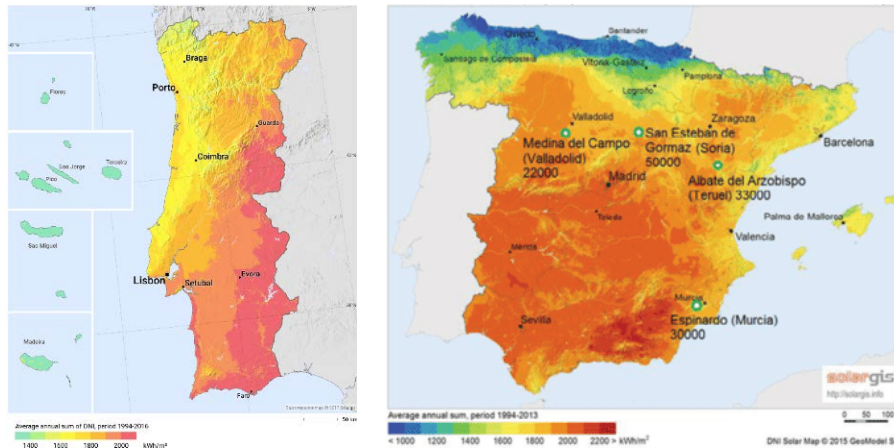


Figura 3 – Distribuição do valor médio de DNI em Portugal e em Espanha (Fonte: Solargis).

Em Espanha, verifica-se que os locais mais favoráveis com grande disponibilidade de radiação solar se encontram na região da Andaluzia, em Huelva, Sevilha, Málaga, Granada e Jaén e em alguns locais das regiões de Extremadura, Castilla la Mancha e Murcia (Figura 3). Na primavera, as províncias do sudeste continental espanhol são as que recebem maior quantidade de irradiância solar, variando para oeste à medida que vai chegando o verão, apresentando os valores mais elevados de GHI e DNI nas províncias de Huelva, Cádiz e Sevilha (Sancho Ávila et al., 2012).

Processos requerendo temperaturas inferiores a 100°C poderão ser alimentados por calor produzido por sistemas solares térmicos não concentradores. Necessidades de calor para níveis de temperatura superiores podem ser supridas adequadamente com a implementação das atuais tecnologias de concentração solar. Assim, como a prevenção de riscos e melhoria da gestão dos recursos naturais, em regiões que apresentam semelhanças em termos das necessidades de secagem de resíduos e da disponibilidade do recurso solar, como Faro e Huelva, com valores médios anuais de GHI e DNI comparáveis entre si (figura 4).

Para Portugal não existem séries longas de medições de DNI, estando as primeiras campanhas de caracterização deste recurso no Sul do país (Alentejo) a ser realizadas pelo Instituto Português de Energia Solar (IPES). Desta forma, para avaliação da estimativa nas regiões do projeto do Alentejo e Algarve, foi seguida uma metodologia no relatório PP1 do projeto SECASOL (Mantilla et al, 2018), que considerou como estimativa, o valor diário médio de GHI, DHI e DNI, para as localizações das principais estações de tratamento mecânico e biológico e de tratamento de águas residuais para cada localidade de interesse. A média anual da DNI obtida desta forma, foi comparada com dados provenientes do *Global Solar Atlas* (GSA) providenciado pela Solargis As diferenças encontradas são compatíveis com os intervalos de incerteza e variabilidade típica observada neste tipo de informação. Face a esta variabilidade optou-se por apresentar as estimativas para o valor médio anual sob a forma de intervalo.



Figura. 4. Distribuição comparativa entre os valores médios anuais de GHI (barra grande), DHI (barra pequena) e DNI (linha), para Faro (Portugal) e Huelva (Espanha).

Como exemplificação da aplicação desta metodologia, apresenta-se na figura 5, o conjunto de gráficos resultantes da estimativa para o valor diário médio de GHI, DHI e DNI para as principais cidades da região do Algarve, onde se encontram localizadas as ETARs de interesse para o projeto. Como esperado existe uma maior disponibilidade do



recurso solar durante os meses de verão, com um pico em julho, sendo também relevante nos meses de primavera. Nota-se que globalmente a irradiância disponível no pico do inverno é ligeiramente inferior a metade da irradiância disponível nos meses de verão. Tal indica que será possível operar o sistema de secagem durante o inverno, embora com menor capacidade de processamento de matéria a secar - sensivelmente metade da capacidade existente no verão.

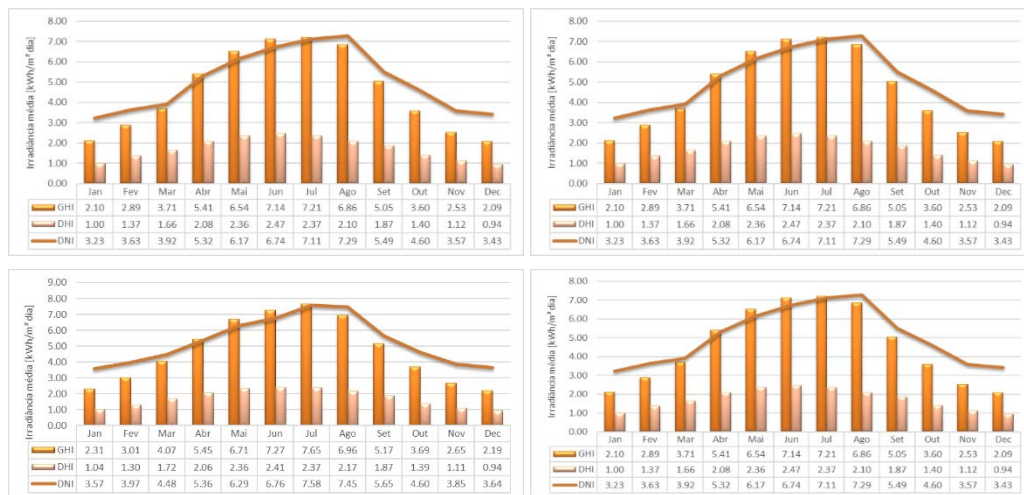


Figura 5 - Estimativa para o valor diário médio de GHI (barra grande), DHI (barra pequena) e DNI (linha) na região do Algarve: a) Lagos; b) Vilamoura; c) Faro; d) Vila Real de Santo António.

Na tabela 1 apresenta-se a estimativa dos valores anuais de GHI e DNI nos locais de interesse para o projeto na região do Algarve, a partir da avaliação realizada e sua comparação com os dados da *Global Solar Atlas* (GSA). Tanto os valores anuais estimados de GHI como de DNI nesta região de Portugal, indicam que existe uma significativa quantidade de recurso solar disponível para a utilização de sistemas solares térmicos com recurso tanto a tecnologias não concentradoras como a tecnologias concentradoras. Desta forma pode concluir-se que existe um potencial técnico significativo para o aproveitamento térmico da energia solar na região do Algarve. Idêntica conclusão foi apurada para a região do Alentejo, cujos dados se encontram no relatório PP1 do projeto SECASOL (Mantilla et al,2018).

Tabela 1 – Estimativa dos valores anuais para a irradiância GHI e DNI nas principais instalações de tratamento de RSU e ETARs do Algarve.

	GHI		DNI	
	kWh/m <sup>2</sup> ano			
<b>RSU</b>	LNEG	GSA	LNEG	GSA
<b>Algar</b>	1680	1843	1843	2067
<b>ETAR</b>	LNEG	GSA	LNEG	GSA
<b>Boa Vista</b>	1686	1722	1856	2151
<b>Companheira</b>	1680	1843	1843	2067
<b>Albufeira</b>	1710	1699	1874	2116
<b>Almargem</b>	1741	1850	1925	2099
<b>Faro Noroeste</b>	1728	1722	1918	2116
<b>Lagos</b>	1669	1836	1812	2045
<b>Faro</b>	1710	1699	1874	2116
<b>Olhão Nascente</b>	1737	1861	1909	2102
<b>Vilamoura</b>	1724	1840	1888	2100
<b>Vila Real de Santo Antonio</b>	1741	1850	1925	2099

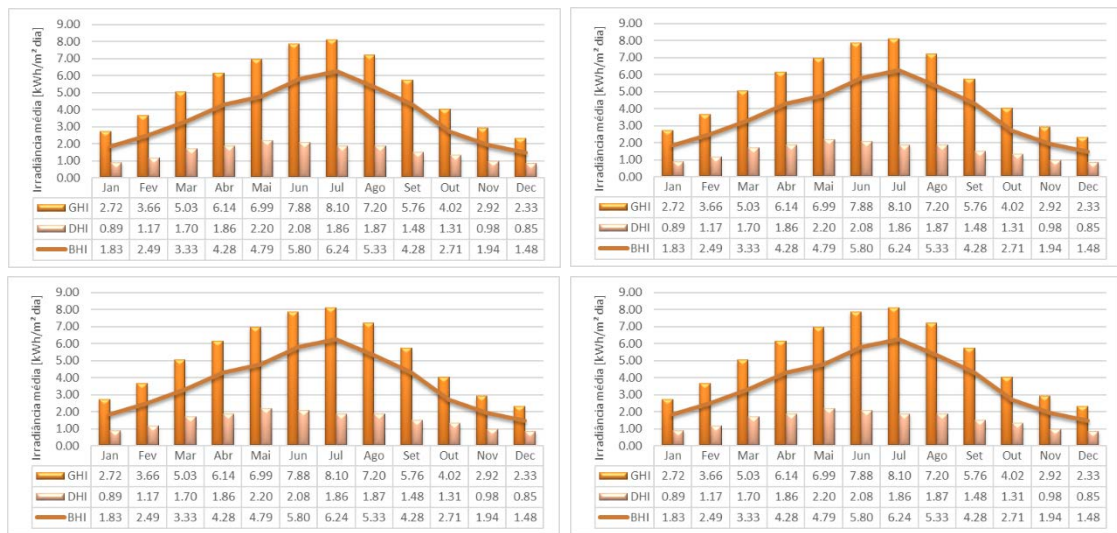


Figura 6 - Estimativa para o valor diário médio de GHI (barra grande), DHI (barra pequena) e DNI (linha) nas principais cidades da Andaluzia, em Espanha: a) Huelva; b) Sevilha; c) Granada; d) Almeria.

Para a região do projeto da Andaluzia, em Espanha, seguiu-se o critério de disponibilização de informação de irradiância de GHI e DNI para todas as cidades da região, devido à sua proximidade da quase totalidade das principais instalações das centrais de tratamento de RSU e das instalações de tratamento de águas residuais.

Nos gráficos da figura 6, observa-se a variação mensal da irradiância diária média disponível nos locais de interesse na região de Andaluzia na Espanha, que apresentam de forma global, perfis não muito distintos dos existentes para as duas regiões portuguesas, apresentando, no entanto, valores tendencialmente mais elevados. Na tabela 2 apresenta-se a estimativa dos valores anuais de GHI e DNI nos locais de interesse identificado na região da Andaluzia.

Tabela 2 - Valores anuais para a irradiância GHI e DNI nas principais cidades da região de Andaluzia

	GHI DNI	
	kWh/m² ano	
Almeria	1871	2002
Cádiz	1859	2032
Córdoba	1851	2094
Granada	1873	2177
Huelva	1851	2094
Jaén	1824	2040
Málaga	1832	1953
Sevilla	1908	1354

### AValiação DO POTENCIAL TÉCNICO DE SECAGEM COM ENERGIA SOLAR TÉRMICA

Utilizou-se um modelo simplificado para avaliação do potencial de utilização da energia solar nos dois processos de secagem de resíduos de interesse - CDR e lamas de depuração de ETAR -, obtendo como resultado a estimativa da quantidade de matéria processada por unidade de área de captação de energia solar. Assim, define-se o potencial de secagem com recurso da energia solar térmica como

$$m_{pot}^{sol} = \frac{q_{sol}}{q_{sec}} \quad (1)$$

onde  $q_{sol}$  representa a energia solar disponível para o processo de secagem por unidade de área de captação e  $q_{sec}$  representa a energia específica necessária por unidade de massa para secar o resíduo em causa. A energia solar disponível para o processo de secagem corresponde à energia solar captada pelo coletor e transferida para o fluido de trabalho. Para a presente estimativa considera-se que esta depende do DNI e do rendimento do coletor de acordo com

$$q_{sol} = \eta DNI \quad (2)$$

Na determinação do fator  $q_{sec}$ , simplificou-se o processo de secagem, considerando que a fração líquida é extraída da fração sólida simplesmente por evaporação, sem ter em linha de conta, outros processos mecânicos de desidratação, filtração e centrifugação. Neste âmbito, a fração mínima de energia térmica requerida pelo processo de secagem corresponde à soma do calor latente de evaporação da fração líquida com o calor sensível necessário para incrementar a temperatura do resíduo (fração líquida e fração sólida), desde a temperatura de início até à temperatura de evaporação. Desta forma

$$Q_{sec} = m_{H_2O}^{ev} \lambda_{H_2O} + [m_{H_2O} c_p^{H_2O} + (m_{in} - m_{H_2O}) c_p](T_{op} - T_e) \quad (3)$$

A equação anterior pode ser reescrita em termos do teor de humidade em base húmida,  $x$ . Caso se conheça o calor específico da composição da lama de depuração ou do CDR seco, pode-se escrever:

$$Q_{sec} = m_{in} q_{sec} = m_{in} [(x_h - x_s) \lambda_{H_2O} + (x_h c_p^{H_2O} + (1 - x_h) c_p)(T_{op} - T_e)] \quad (4)$$

Para estimar o potencial de secagem nas regiões do Algarve, Alentejo e Andaluzia, foram usadas as equações 2 e 4. Primeiro foi estimado o valor da energia solar disponível com a equação 2 e depois foi usada a equação 4 para estimar a quantidade de energia necessária na secagem.

No processo de secagem, quanto maior for a temperatura maior será a transferência de calor e a eficiência de evaporação, no entanto, existem algumas limitações de ordem técnica relacionadas com o material a secar que limitam na prática a temperatura de operação. No caso da secagem de CDR, a temperatura atingida pelo material não deve superar os 80°C, pois existem materiais plásticos constituintes do CDR que têm mudança de fase a 90°C (Energy Waste, 2012). No processo de secagem de CDR foi adotada a temperatura de 80°C e o valor de 2305 kJ kg<sup>-1</sup> para o calor latente de evaporação da água a 80°C. A fração de humidade em base húmida do CDR por secar foi adotada em 50% e para o CDR após a secagem foi adotado o valor de 10%.

No processo de secagem das lamas é admissível a utilização de temperatura entre os 150 e os 200°C. Neste caso, para a secagem de lamas foi adotada a temperatura de operação de 200°C e o valor de 1950 kJ kg<sup>-1</sup> para o calor latente de evaporação da água a 200°C. Em ambos os casos foi admitido a temperatura ambiente de 25°C, igual à temperatura de referência para o material a secar. O calor específico da água  $c_p^{H_2O}$  utilizado foi 4,2 kJ/kg<sup>-1</sup>°C. As lamas de depuração são caracterizadas por um elevado teor de humidade, frequentemente superior a 83% (Banegas et al., 2007).

A fração de humidade em base húmida das lamas por secar, considerada nesta estimativa, foi 83% e de 5% após a secagem, teor de humidade limite de armazenamento por questões de segurança. Considerando os pressupostos anteriores, apurou-se o valor de  $q_{sec}$ , respetivamente de 0,62 kWh/kg para a secagem de lamas de depuração e, de 0,32 kWh/kg para a secagem de CDR.

Tendo em consideração a aplicação do modelo simplificado e os valores médios de DNI para as regiões AAA do projeto SECASOL, resulta como estimativa do potencial técnico anual de secagem solar para os processos de secagem de CDR, entre 4,1 a 4,6 t/m<sup>2</sup> para a região do Algarve e entre 4,3 a 4,5 t/m<sup>2</sup> para a região do Alentejo. Consideração equivalente para os processos de secagem de lamas de depuração, representa a estimativa de 2,2 a 2,45 t/m<sup>2</sup> para a região do Algarve e entre 2,1 a 2,35 t/m<sup>2</sup> para região do Alentejo. Para a região da Andaluzia a estimativa anual do potencial técnico de secagem de CDR pode variar entre 4,1 e 4,6 t/m<sup>2</sup> e para a secagem de lamas de águas residuais os valores encontram-se no intervalo entre as 2,1e 2,4 t/m<sup>2</sup>.

## CONCLUSÕES

No espaço transfronteiriço da Andaluzia-Algarve-Alentejo (AAA), coexistem as atividades de produção de grandes quantidades de lamas de depuração provenientes de águas residuais, de resíduos sólidos urbanos e de lixiviados de aterros sanitários ou a produção de materiais CDR em alternativa à deposição em aterro, cujas soluções de intensificação energética convencional, tem provocando o aumento de poluição nessas áreas urbanas. O projeto SECASOL tem como principal objetivo a promoção de tecnologias inovadoras para a melhoria da eficiência no processo de secagem de lamas de depuração e a secagem materiais CDR e de lixiviados de resíduos sólidos urbanos, através do uso de tecnologias solares térmica de concentração na região AAA.

Os elevados valores anuais de irradiância solar de GHI e DNI nas regiões AAA, podem contribuir como solução sustentável e descentralizada, com elevado interesse económico e ambiental, tendo sido avaliado uma estimativa do potencial técnico anual de secagem solar em cada uma das regiões e para os processos de secagem das tipologias de resíduos do projeto. Foram identificados os processos de secagem de resíduos com integração de tecnologias de

energia solar térmica de concentração (ESTC), tendo em vista o enquadramento legal relativo às condições de exploração e de valorização dos resíduos em estudo nas regiões AAA do projeto.

#### NOMENCLATURA

$q_{sol}$  representa a energia solar disponível para o processo de secagem por unidade de área de captação

$q_{sec}$  a energia específica necessária por unidade de massa para secagem

$m_{H_2O}^{ev}$  representa a massa de água evaporada,

$\lambda_{H_2O}$  o calor latente de evaporação da água,

$m_{H_2O}$  a massa de água presente no material a secar,

$c_p^{H_2O}$  o calor específico da água,

$m_{in}$  a massa de material a secar,

$c_p$  o calor específico do material (lama ou CDR) totalmente seco,

$T_{op}$  a temperatura de operação do interior do secador, como estimativa da temperatura atingida pelo material a secar

$T_e$  a temperatura de entrada do material a secar

$x_h$  fração de humidade em base húmida do material por secar

$x_s$  fração de material após a secagem

#### AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do projecto SECASOL - *Fomento de tecnologías innovadoras para la mejora de la eficiencia en el proceso de secado de los lodos de Aguas Residuales y de secado de Residuos Sólidos Urbanos mediante el uso de Tecnologías Solares en Andalucía-Algarve-Alentejo* (0029\_SECASOL\_5\_E), co-financiado pelo Programa de Cooperação Transfronteiriça Espanha-Portugal INTERREG V-A (POCTEP) 2014-2020.

Este trabalho integra-se nas atividades do Projeto de Infraestruturas “*INIESC - Infraestrutura Nacional de Investigación en Energía Solar de Concentración*” (ALT20-03-0145-FEDER-022113) com financiamento por fundos nacionais através da FCT/MCTES (PIDDAC) e co-financiado pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) do Programa Operacional Regional do Alentejo e do Programa Operacional Regional de Lisboa.



#### REFERÊNCIAS

Andreoli, C.V., von Sperling, M., Fernandes, F., 2007. Sludge Treatment and Disposal. IWA, London.

Banegas, V., Moreno, J.L., Moreno, J.I., García, C., León, G., Hernández, T., 2007. Composting anaerobic and aerobic sewage sludges using two proportions of sawdust. Waste Manag. 27, 1317–1327.

<https://doi.org/10.1016/j.wasman.2006.09.008>

Bennamoun, L., 2012. Solar Drying and Wastewater Sludge: A Review. Ren. Sustain. Energy Rev. 16, 1061–1073.

Bennamoun, L., Arlabosse, P., Léonard, A., 2013. Review on fundamental aspect of application of drying process to wastewater sludge. Renew. Sustain. Energy Rev. 28, 29–43.

Cavaco, A., Silva, H., Canhoto, P., Neves, S., Neto, J., Pereira, M.C., 2016. Radiação Solar Global em Portugal e a sua variabilidade , mensal e anual 1–32. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.15908.27527>

Energy Waste, 2012. Review of alternative pre-treatment equipment [WWW Document]. <http://www.energywaste.gr>

Lauterbach, C., Schmitt, B., Jordan, U., Vajen, K., 2012. The potential of solar heat for industrial processes in

Germany. Kassel University.

Mantilla, V., Miranda, M., diBerardino, S., Loureiro, D., Cardoso, J., Dias, I., Lobo, G., Martins, A., González, E., Pérez, S., 2018. Potencial de aplicação da energia solar térmica de concentração aos processos de depuração de águas residuais e de tratamento de resíduos sólidos urbanos. SECASOL PPI-POCTEP 0029\_SECASOL\_5\_E (2014-2020). Lisboa.

Mosquera, P., 2020. “Secasol, un proyecto pionero que utiliza espejos Fresnel para secar lodos y desactivar su carga tóxica”. Energías Renovables, Agosto. [pmosquera@energias-renovables.com](mailto:pmosquera@energias-renovables.com)

Muster, B., 2015. Integration Guideline, IEA TASK 49. CHC Solar Update May 2015 pp.7-8.

Sancho Ávila, J.M., Riesco Martín, J., Jiménez Alonso, C., Sánchez De Cos Escuin, M.C., Montero Cadalso, J., López Bartolomé, M., 2012. Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT. Aemet 162. <https://doi.org/10.1103/PhysRevB.40.7247>

STAGE-STE, 2015. MediumTemperature Solar Collectors Database [WWW Document]. URL <http://stage-ste.psa.es/keydocuments/solarthermalcollectors.php>

Velis, C.A., Longhurst, P.J., Drew, G.H., Smith, R., Pollard, S.J.T., 2009. Biodrying for mechanical-biological treatment of wastes: A review of process science and engineering. Bioresour. Technol. 100, 2747–2761. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2008.12.026>

Werther, J., Ogada, T., 1999. Sewage Sludge Combustion. Progress in Energy and Combustion. Science, 25, 55-116.



## MODELAGEM TERMODINÂMICA DE UMA PLANTA HELIOTÉRMICA DE CALHAS PARABÓLICAS UTILIZANDO SAIS FUNDIDOS COMO FLUIDO DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR

Oliveira L.A.J.\*, Passos J.C.\*\*\*, Bazzo E.\*

\*Laboratório de Combustão e Engenharia de Sistemas Térmicos (LabCET), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, lauro.oliveira@labcet.ufsc.br [e.bazzo@ufsc.br](mailto:e.bazzo@ufsc.br)

\*\*Laboratório de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia (LEPTEN), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, [julio.passos@lepten.ufsc.br](mailto:julio.passos@lepten.ufsc.br)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2067>

### RESUMO

O presente trabalho tem por foco a modelagem termodinâmica de uma planta heliotérmica de calhas parabólicas, com capacidade de 30 MWe, que utiliza sais fundidos como fluido de transferência de calor e armazenamento térmico. O modelo desenvolvido abarcou o funcionamento do campo solar, dos tanques de armazenamento direto e do bloco de potência. O desempenho da planta termosolar foi avaliado a partir da energia elétrica acumulada produzida, do fator de capacidade e da eficiência solar-elétrica mensal e anual. Os resultados obtidos mostram uma geração acumulada anual de 124 GWh, fator de capacidade anual de 47% e eficiência solar-elétrica anual de 20%. Os resultados foram também calculados através do software System Advisor Model (SAM) com diferenças inferiores a 2%, indicando a boa aderência dos resultados de simulação.

**PALAVRAS-CHAVE:** Heliotérmica, Calha parabólica, Sais fundidos, Eficiência energética.

### ABSTRACT

The present work focuses on the thermodynamic modeling of a CSP plant of parabolic troughs, with a capacity of 30 MWe, which uses molten salts as heat transfer fluid and thermal storage. The model developed covered the operation of the solar field, the direct storage tanks and the power block. The performance of the thermosolar plant was evaluated based on the accumulated electric energy produced, the capacity factor and the monthly and annual solar-electric efficiency. The results obtained show an annual accumulated generation of about 124 GWh, annual capacity factor of 47% and annual solar-electric efficiency of 20%. The results were also calculated through the System Advisor Model (SAM) software with differences lower than 2%, thus indicating the proper compliance of the simulation results.

**KEYWORDS:** Solar thermal power, Parabolic trough, Molten salt, Energetic efficiency.

### INTRODUÇÃO

Plantas termosolares, ou heliotérmicas, consistem, basicamente, de um bloco de potência e um campo solar que possibilitam a operação de ciclos termodinâmicos, em geral a vapor, nos quais a fonte de energia térmica a radiação solar. O campo solar é composto por grupos de coletores em série denominados laços. Os coletores, por sua vez, consistem em estruturas com dois elementos principais: superfícies refletoras que concentram a irradiância solar direta normal (DNI) e elementos absorvedores. Os elementos absorvedores capturam a radiação transformando-a em calor que, por sua vez, é transmitido para um fluido de transferência de calor (HTF) que passa em seu interior. Dentre os diferentes tipos de coletores, as calhas parabólicas se destacam por serem a tecnologia de concentração mais madura, de investimento mais rentável e com maior facilidade de se acoplar com outras fontes de energia, sendo assim amplamente utilizadas nos projetos heliotérmicos pelo mundo. As outras tecnologias heliotérmicas existentes são os coletores Fresnel linear, que junto com as calhas parabólicas são classificados como coletores de foco linear, a torre solar e os discos parabólicos, sendo estes últimos coletores do tipo foco pontual (Fuqiang et al., 2017). Os coletores de calhas parabólicas normalmente utilizam óleo sintético como HTF. Este fluido, no entanto, apresenta notáveis desvantagens, como não suportar temperaturas superiores a 400°C, ter elevado custo e ser altamente tóxico. Em contrapartida, fluidos alternativos como a água, gases inertes ou sais fundidos despontam como substitutos ao óleo. As misturas de sais fundidos, em especial as de sais nítricos, apresentam como principais vantagens poder trabalhar a até 600°C, serem baratas, serem atóxicas e possuírem propriedades termofísicas favoráveis, possibilitando boa troca térmica e o seu uso como armazenador de energia. Contudo, os sais fundidos também apresentam temperaturas de solidificação altas que exigem esforços de controle para evitar que sua solidificação cause danos a componentes como trocadores de calor, bombas e tubulações (Moya, 2016).

Outro importante sistema que pode trazer grandes vantagens para plantas heliotérmicas, é o armazenamento de energia térmica (TES). Esse sistema permite armazenar energia térmica excedente absorvida pelo campo solar de maneira a ser utilizada posteriormente para, por exemplo, amortecer as intermitências da radiação durante o dia ou estender a geração de eletricidade para períodos noturnos. Dessa forma, o TES permite que a planta heliotérmica possa funcionar em um regime de geração de base além de possibilitar que plantas termossolares modulem sua geração para complementar as intermitências de outras fontes renováveis como a solar fotovoltaica e a eólica, altamente intermitentes (Pelay et al., 2017).

Para além de projetos-piloto, como o elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em Roque Gonzales (RS), anteriormente planejado para a cidade de Laguna (SC), não existem plantas termossolares de grande porte no Brasil. (Fernandes, 2019). Em contrapartida, existem diversos estudos que simulam e mensuram a performance de plantas termossolares de calha parabólica em território brasileiro. Em seu estudo, Sá (2013) focou no desenvolvimento de um modelo analítico de planta de calhas parabólicas com óleo sintético usando os softwares Engineering Equation Solver (EES) e MATLAB. Oliveira (2012) avaliou o desempenho de uma planta de calhas parabólicas em geração direta de vapor por meio de um modelo analítico resolvido no software Mathcad. Todavia, verificou-se uma lacuna na bibliografia a respeito da análise do desempenho de uma planta CSP de calhas parabólicas no Brasil com sais fundidos como HTF, em especial no que tange o desempenho anual.

Dessa maneira, levando em consideração o cenário apresentado, este trabalho apresenta a modelagem e simulação de uma planta termossolar de 30 MWe que utiliza simultaneamente sais nítricos fundidos como fluido de transferência de calor e fluido de armazenamento de energia térmica. A simulação foi realizada para uma localidade do semiárido nordestino do Brasil e permitiu avaliar o desempenho da planta a partir da obtenção de parâmetros como o total de energia produzida, o fator de capacidade e a eficiência solar-elétrica para períodos mensais e anual.

## ESTRUTURA DE MODELAGEM

A planta heliotérmica proposta é composta por um campo solar de coletores de calhas parabólicas, um sistema de armazenamento direto de energia térmica em duplo tanque e um bloco de potência de ciclo a vapor subcrítico com reaquecimento e regeneração, conforme mostrado na Fig. 1. A planta é dimensionada com capacidade de 30 MWe.

### Localização e Dados Meteorológicos

A planta heliotérmica localiza-se em Bom Jesus da Lapa no Estado da Bahia (latitude  $-13,27^\circ$ ; longitude  $-43,26^\circ$ ). Os dados meteorológicos de ano típico em resolução horária, contendo informações da radiação normal direta, da temperatura ambiente e da velocidade do vento foram extraídos do banco de dados EnergyPlus com auxílio do software SAM.

### Campo Solar

O modelo de campo solar engloba os cálculos requeridos para a definição da temperatura e fluxo mássico dos sais fundidos que deixam o campo solar a partir de dados de entrada como a hora e o dia, localização da planta e condições meteorológicas do momento. O campo solar é formado pelo agrupamento de laços que contém quatro coletores do tipo Eurotrough ET-150 cada e nos quais o tubo absorvedor utilizado é o HCEMS-11, da companhia italiana Archimede Solar Energy. A partir desse arranjo, considerou-se que o aquecimento dos sais fundidos em cada coletor ocorre de maneira linear com o comprimento. O Fluido de transferência de calor adotado é a mistura eutética de sais nítricos Solar Salt, cuja composição é 60% de  $\text{NaNO}_3$  e 40% de  $\text{KNO}_3$ .



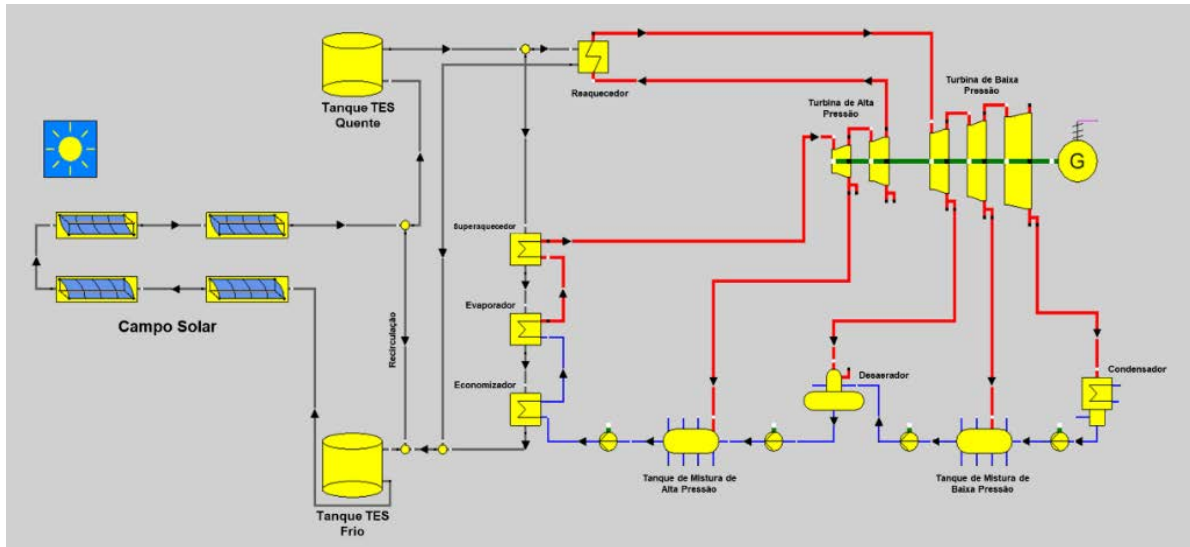


Fig. 1. Esquema da planta heliotérmica modelada

**Rastreamento Solar.** O rastreamento da posição do sol no céu por meio das equações solarimétricas (Duffie e Beckman, 2006) permitem posicionar os coletores de forma a maximizar a quantidade de radiação solar que é concentrada. Pode-se descrever o posicionamento relativo entre o sol e os coletores por meio do ângulo de incidência que por sua vez é uma função dos ângulos de declinação, horário e zênite solar. No presente estudo considerou-se que os coletores estão alinhados na direção Norte-Sul.

**Eficiência Ótica.** A eficiência ótica ( $\eta_{opt}$ ) dos coletores de calha parabólica para diferentes ângulos de incidência, ou seja, para diferentes momentos do dia, é dada pela Eq. (1). Nela,  $\eta_{opt,0^\circ}$  é a eficiência ótica de pico,  $\eta_{IAM}$  é o modificador de ângulo de incidência,  $\eta_{Shadow}$  é o fator de sombreamento mútuo,  $\eta_{EndLoss}$  é o fator de perda de fim de linha e, finalmente,  $\eta_{Clean}$  é o fator de limpeza das superfícies refletoras dos coletores. O equacionamento utilizado para determinar o modificador de ângulo de incidência pode ser encontrado em (Eck et al., 2014) enquanto as fórmulas de cálculo dos fatores de sombreamento mútuo e perdas de fim de linha podem ser encontradas em (Wagner e Gilman, 2011).

$$\eta_{opt} = \eta_{opt,0^\circ} * \eta_{IAM} * \eta_{Shadow} * \eta_{EndLoss} * \eta_{Clean} \quad (1)$$

**Calor Útil Absorvido.** A energia útil entregue ao fluido de transferência de calor em um coletor é definida pela Eq. (2), na qual  $\dot{q}'_{abs}$  é o calor coletado no tubo absorvedor,  $\dot{q}'_{pc}$  é o calor perdido pelo tubo absorvedor para o ambiente e  $L_{col}$  é o comprimento do coletor. O calor absorvido é dado pela Eq. (3) na qual DNI é a radiação normal,  $\eta_{opt}$  é a eficiência ótica,  $L_{abr}$  é a abertura do coletor e  $\theta$  é o ângulo de incidência. O calor perdido em cada coletor foi determinado a partir do método iterativo apresentado por (Wagner e Gilman, 2011). Neste método, leva-se em consideração uma descrição detalhada do elemento absorvedor no qual as transferências de calor ocorrem entre o fluido de transferência de calor, tubo absorvedor de aço que contém o HTF, o envelope de vidro que envolve o tubo e o ambiente.

$$\dot{q}'_{util} = (\dot{q}'_{abs} - \dot{q}'_{pc}) \cdot L_{col} \quad (2)$$

$$\dot{q}'_{abs} = DNI \cdot \eta_{opt} \cdot \cos(\theta) \cdot L_{abr} \quad (3)$$

O cálculo do calor perdido em cada coletor inicia-se pela estimativa das temperaturas nas superfícies internas e externas dos componentes do elemento absorvedor a partir da temperatura dos sais fundidos que entram no coletor. A partir dessa distribuição, calculam-se as resistências da troca térmica entre o fluido de transferência de calor e o ambiente com as quais é possível se obter o calor perdido com a Eq. (4). Em posse da perda de calor e das resistências térmicas, recalculam-se as temperaturas através da seção transversal do absorvedor, repetindo o processo até a

convergência. Dentre as diferentes trocas térmicas que ocorrem no elemento absorvedor, o processo convectivo na cavidade entre tubo absorvedor e envelope de vidro foi desconsiderado dada a presença de vácuo nessa região.

$$\dot{q}'_{cp} = \frac{R_{env/sky} \cdot (T_{abs,e} - T_{amb}) + R_{env/amb} \cdot (T_{abs,e} - T_{sky})}{R_{abs/env} \cdot R_{env/amb} + R_{env/env} \cdot R_{env/amb} + R_{abs/env} \cdot R_{env/sky} + R_{env/env} \cdot R_{env/sky} + R_{env/amb} \cdot R_{env/sky}} \quad (4)$$

Na Equação (4),  $T_{abs,e}$  é a temperatura na superfície externa do tubo absorvedor,  $T_{amb}$  é a temperatura ambiente e  $T_{sky}$  é a temperatura do céu. De acordo com Forristall (2003), o céu pode ser tratado como um corpo negro cuja temperatura é 8 K menor que a temperatura ambiente. Ademais,  $R_{abs/env}$  representa a resistência térmica de radiação entre tubo absorvedor e envelope de vidro,  $R_{env/env}$  representa a resistência de condução através do envelope de vidro,  $R_{env/amb}$  representa a resistência de convecção entre a face externa do envelope e o ambiente e  $R_{env/amb}$  representa a resistência de radiação entre a face externa do envelope e o ambiente como corpo negro.

**Balço de Energia Nodal.** Para se obter a temperatura com a qual os sais fundidos deixam o laço de coletores é necessário resolver os balanços de massa e energia sucessivamente para cada coletor do laço. Para tanto, utilizou-se, de forma simplificada, da abordagem nodal proposta por (Wagner e Gilman 2011). Essas simplificações consistem em desconsiderar a inercia térmica das tubulações de distribuição e coleta de sais fundidos e seus efeitos transientes. O balanço de massa e energia são feitos para o volume de controle que engloba o interior do tubo absorvedor de um coletor. Ele leva em consideração os fluxos de calor que entram e deixam o elemento absorvedor com a passagem do fluido de transferência de calor, o calor útil absorvido pelo elemento absorvedor (positivo quando há ganho líquido e negativo quando há perda líquida) e energia interna do fluido contido dentro do elemento absorvedor. Esse balanço resulta em uma equação diferencial linear cuja solução genérica para a temperatura de saída é dada pela Eq. (5). Essa solução leva em conta que a temperatura média do coletor é igual à média aritmética entre as temperaturas de entrada e saída do HTF.

$$T_{col,s} = 2 \cdot \left[ \frac{\dot{q}_{util}}{2 \cdot \dot{m}_{HTF} \cdot c_{HTF}} + \left( \bar{T}_{col,passado} - \frac{\dot{q}_{util}}{2 \cdot \dot{m}_{HTF} \cdot c_{HTF}} - T_{col,e} \right) \cdot \exp \left( - \frac{2 \cdot \dot{m}_{HTF} \cdot c_{HTF} \cdot \Delta t}{m_{HTF} \cdot c_{HTF}} \right) \right] - T_{col,e} \quad (5)$$

Na Equação (5),  $T_{col,s}$  é a temperatura que o HTF deixa o coletor,  $T_{col,e}$  é a temperatura com que o HTF entra no coletor,  $\dot{m}_{HTF}$  é o fluxo mássico de HTF passando pelo coletor,  $m_{HTF}$  é a massa de sais fundidos contida dentro do elemento absorvedor para a temperatura média do coletor,  $c_{HTF}$  é o calor específico do HTF, também na temperatura média do coletor, e  $\Delta t$  é o intervalo de tempo, que neste trabalho foi de uma hora.

**Ajuste do Fluxo Mássico de HTF.** No início de cada período de tempo, o campo solar realiza a primeira iteração de cálculos térmicos utilizando um valor estimado de fluxo mássico determinado com base no nível de radiação disponível. Para níveis de irradiância inferiores a 100 W/m<sup>2</sup>, o fluxo mássico estimado assume o valor do fluxo mínimo permitido no campo solar. Já para radiações superiores a 100 W/m<sup>2</sup>, o fluxo estimado é descrito pela Eq. (6), determinada a partir de regressão linear utilizando os valores de vazão mássica mínima e máxima permitidas no campo solar como base.

$$\dot{m}_{guess} = 0,0068 \cdot (DNI \cdot \eta_{opt} \cdot \cos(\theta)) - 0,036 \quad (6)$$

Com a primeira estimativa de fluxo mássico, é possível se calcular uma estimativa da temperatura com que os sais fundidos deixam o laço de coletores. Esse valor é então ajustado via Eq. (7) e utilizado para recalculer a temperatura de saída do HTF. Esses ajustes são feitos sucessivamente até a estabilização e convergência da temperatura e fluxo mássico com o objetivo de maximizar a temperatura de saída do laço. Dentro do sistema de ajuste, limitações são feitas de maneira que a temperatura de saída não seja superior a 550 °C. Além disso, caso o fluxo mássico da iteração anterior tenha sido igual ao mínimo permitido, os valores iniciais da iteração presente são corrigidos para o mínimo. Isso também ocorre quando o valor máximo de vazão é utilizado na iteração anterior.

$$\dot{m}_{HTF} = \frac{\dot{q}_{util, laço}}{c_{HTF} \cdot (T_{CS,s,nom} - T_{CS,e})} \quad (7)$$

**Propriedades Termofísicas do Solar Salt e do Ar.** As equações que descrevem as propriedades termofísicas do Solar Salt e do ar como função da temperatura podem ser encontradas em (Ferri et al. 2008) e (Zografos et al. 1987), respectivamente.

### Sistema de Armazenamento de Energia Térmica

O TES possui dois tanques, um com fluido frio e outro com fluido quente. Os tanques considerados neste estudo são reservatórios térmicos cujo fluido em seu interior é homogêneo, ou seja, sem estratificação. Os modelos dos tanques contam com os balanços de massa e energia que levam em conta a perda de calor pelas paredes do tanque e a manutenção da temperatura do tanque acima de níveis estabelecidos. Esses balanços são utilizados para a determinação da quantidade e da temperatura dos sais fundidos em cada tanque ao final do intervalo de tempo.

Balanço de Massa nos Tanques de Armazenamento. Cada tanque de armazenamento é tratado como um volume de controle independente. O volume de controle do tanque quente conta com a entrada do fluxo mássico de sais fundidos vindo do campo solar, com o fluxo mássico de saída de sais fundidos que vão para os trocadores de calor do bloco de potência e a massa de sais armazenados. Por outro lado, o volume de controle do tanque frio conta com a entrada do fluxo mássico de sais fundidos vindo do campo solar, por recirculação, e do bloco de potência, com o fluxo mássico de saída de sais que vão para o campo solar e a massa de sais armazenados. Dessa forma, o balanço de massa dos tanques pode ser representado pela Eq. (8). Os parâmetros  $\dot{m}$  e  $m$  representam fluxo mássico e massa contida no volume de controle enquanto os identificadores  $Tk$ ,  $e$ ,  $s$ ,  $t$  e  $t + \Delta t$  referem-se ao tanque em que se está realizando o balanço, fluxo de entrada, fluxo de saída, início do período de tempo considerado e final do período de tempo considerado.

$$\dot{m}_{Tk,e,t} - \dot{m}_{Tk,s,t} = \frac{m_{Tk,t+\Delta t} - m_{Tk,t}}{\Delta t} \quad (8)$$

Balanço de Energia nos Tanques de Armazenamento. Para os mesmos volumes de controles descritos anteriormente, os balanços de energia dos tanques de armazenamento podem ser descritos pela Eq. (9). Nesta equação,  $\dot{q}$  representa uma taxa de calor e  $Q$  representa a energia térmica contida no volume de controle. Além disso, os identificadores  $pc$  e  $PAS$  referem-se ao calor perdido e à proteção antisolidificação, respectivamente. A temperatura de referência ( $T_{ref}$ ) utilizada foi 25 °C.

$$\dot{q}_{Tk,e,t} - \dot{q}_{Tk,s,t} - \dot{q}_{Tk,pc} + \dot{q}_{Tk,PAS} = \frac{[m_{Tk,t+\Delta t} \cdot c_{HTF@T_{Tk,t+\Delta t}} \cdot (T_{Tk,t+\Delta t} - T_{ref})] - Q_{Tk,t}}{\Delta t} \quad (9)$$

$$\dot{q}_{Tk,e,t} = \dot{m}_{Tk,e,t} \cdot c_{HTF@T_{Tk,e,t}} \cdot (T_{Tk,e,t} - T_{ref}) \quad (10)$$

$$\dot{q}_{Tk,s,t} = \dot{m}_{Tk,s,t} \cdot c_{HTF@T_{Tk,s,t}} \cdot (T_{Tk,s,t} - T_{ref}) \quad (11)$$

$$Q_{Tk,t} = m_{Tk,t} \cdot c_{HTF@T_{Tk,t}} \cdot (T_{Tk,t} - T_{ref}) \quad (12)$$

Perdas Térmicas nos Tanques de Armazenamento Térmico. A perda de calor em cada tanque de armazenamento de energia térmica pode ser calculada por meio da Eq. (13). Nessa equação  $A_{Tk}$  é a área superficial pela qual o tanque perde calor.

$$\dot{q}_{Tk,pc} = 1000 \cdot (0,00017 \cdot T_{Tk,t} + 0,012) \cdot A_{Tk} \quad (13)$$

### Bloco de Potência

A topologia adotada para o bloco de potência deste trabalho é o desenho simplificado da planta SEGS VI como proposto por (Sá 2013). O modelo do bloco de potência foi construído levando-se em consideração pressupostos simplificativos como o bloco de potência funcionar somente em regime nominal, e para todos os instantes de tempo em que houver energia térmica suficiente no tanque quente para supri-lo por todo o período, e os trocadores de calor funcionarem com fluxo constante de calor. Esses pressupostos resultam no bloco de potência possuir eficiência e geração elétrica constantes. Além disso, o modelo também assume que os trocadores de calor possuem coeficientes de transferência de calor globais constantes e que a temperatura dos sais fundidos que deixam o bloco de potência, e vão para o tanque frio, é fixa em 278 °C.

A partir da estrutura de suposições proposta, é possível determinar o fluxo mássico que o tanque quente, a uma dada temperatura, deve fornecer sais fundidos ao bloco de potência de maneira a igualar o fluxo de energia requerido pelo

bloco de potência. A Equação (14) foi então obtida segundo a regressão linear de temperaturas entre 520 °C e 550 °C, com incrementos de 2 graus Célsius, e as vazões mássicas resultantes. Esta relação pode então ser utilizada para resolver os balanços de massa e energia do tanque quente.

$$\dot{m}_{TQ, s,t} = (-0,921 \cdot T_{TQ, t+\Delta t}) + 725,19 \quad (14)$$

### Parâmetros Característicos da Planta Heliotérmica Modelada

Os parâmetros característicos da planta heliotérmica utilizados neste estudo podem ser encontrados na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros característicos da planta heliotérmica modelada

Parâmetro	Valor	Unidade
Múltiplo solar (MS)	2	-
Número de laços ( $N_{\text{laços}}$ )	80	-
Distância entre coletores em uma linha ( $D_{//, \text{col}}$ )	11	m
Distância entre linhas de coletores ( $D_{//, \text{linha}}$ )	18	m
Eficiência ótica de pico ( $\eta_{\text{opt}, 0^\circ}$ )	0,78	-
Fator de limpeza ( $\eta_{\text{Clean}}$ )	0,96	-
Temperatura mínima para o HTF ( $T_{\text{HTF}, \text{min}}$ )	265	°C
Fluxo mássico máximo e mínimo por laço ( $\dot{m}_{\text{CS}, \text{max}}/\dot{m}_{\text{CS}, \text{min}}$ )	8,04/0,71	kg/s
Tempo de armazenamento ( $\Delta t_{\text{TES}}$ )	15	h
Capacidade de armazenamento de energia térmica ( $E_{\text{TES}}$ )	1357,10	MWh
Massa de sais fundidos armazenada ( $m_{\text{TES}}$ )	1.254.600	kg
Altura dos tanques de armazenamento ( $H_{\text{Tk}}$ )	14	m
Diâmetros dos tanques quente e frio ( $D_{\text{TQ}}/D_{\text{TF}}$ )	26,86/25,62	m
Área de superfície dos tanques quente e frio ( $A_{\text{TQ}}/A_{\text{TF}}$ )	2314,10/2158,10	m
Temperatura nominal dos tanques quente e frio ( $T_{\text{TQ}, \text{nom}}/T_{\text{TF}, \text{nom}}$ )	550/280	°C
Temperatura mínima dos tanques quente e frio ( $T_{\text{TQ}, \text{min}}/T_{\text{TF}, \text{min}}$ )	520/265	°C
Eficiência térmica do bloco de potência ( $\eta_{\text{BP}}$ )	0,39	-
Eficiência das turbinas de alta e baixa pressão ( $\eta_{\text{Turb}, \text{A}}/\eta_{\text{Turb}, \text{B}}$ )	0,85/0,88	-
Eficiência das bombas de água ( $\eta_{\text{pump}}$ )	0,69	-
Coeficiente de transferência de calor global – Superaquecedor ( $UA_{\text{sup}}$ )	124,18	kW/°C
Coeficiente global de transferência de calor – Evaporador ( $UA_{\text{eva}}$ )	475,20	kW/°C
Coeficiente global de transferência de calor – Economizador ( $UA_{\text{eco}}$ )	330,70	kW/°C
Coeficiente global de transferência de calor – Reaquecedor ( $UA_{\text{rea}}$ )	59,40	kW/°C
Coeficiente global de transferência de calor – Condensador ( $UA_{\text{cond}}$ )	3613,70	kW/°C

### ESTRATÉGIA DE OPERAÇÃO

A estratégia de operação da planta heliotérmica modelada abrange as interações entre o campo solar e os tanques de armazenamento térmico, bem como entre os tanques de armazenamento térmico e o bloco de potência. Devido à alta temperatura de solidificação dos sais fundidos, a estratégia de operação inicia-se considerando que sempre há HTF circulando pelo campo solar. Na planta, os sais fundidos são sempre mantidos entre 260 °C e 550 °C a partir do controle de vazão mássica e sistema antisolidação. O sal fundido que sai do campo solar vai para o tanque quente caso se encontre com temperatura superior a 520 °C, caso contrário ele é recirculado para o tanque quente. Outro caso em que o fluxo de HTF retorna ao tanque frio após passar pelo campo solar é quando se detecta que o tanque frio está abaixo do nível mínimo de 5% do volume do tanque ao final de período tempo. Como o volume mínimo do tanque frio somente é atingido em períodos de alta radiação solar, o HTF, nesse momento, retorna ao tanque frio com temperaturas próximas a 550 °C o que levava a inconsistências na resolução dos balanços de massa e energia do tanque dada à baixa viscosidade atingida pelo fluido. Desse modo, considerou-se que, caso seja necessário realizar recirculação por causa dos níveis baixos do tanque frio, o fluido recirculado retorna ao tanque com temperatura de 300 °C.

Como mencionado anteriormente o bloco de potência funciona em regime nominal em todos os instantes em que há energia suficiente disponível. Não há programação do horário de geração e, portanto, a planta produz eletricidade sempre que possível. No entanto, no início da simulação, o bloco de potência somente começa a funcionar quando o volume de sais fundidos no tanque quente ultrapassa 10%. Outras condições iniciais da simulação são o tanque quente iniciar com 5% de seu volume com HTF a 540 °C e o tanque frio iniciar com o restante da massa de sal fundido a uma temperatura de 280 °C.

### Controle de Temperatura do Campo Solar e dos Tanques de Armazenamento

Durante períodos noturnos ou de baixa radiação solar, caso a temperatura dos sais fundidos passando por um coletor se tornar menor que a temperatura mínima estipulada, considera-se que energia térmica é fornecida ao HTF fazendo-o deixar o coletor com a temperatura mínima. Essa energia antisolidação é calculada a partir da diferença entre a temperatura mínima e a temperatura média do coletor.

Como no campo solar, a queda excessiva da temperatura do HTF no tanque de armazenamento de energia térmica deve ser controlada. Para tanto, toda vez que durante os cálculos as temperaturas dos tanques caem abaixo dos níveis mínimos estabelecidos, considera-se que a temperatura mínima é mantida ao custo do fornecimento externo de calor. Essa energia suplementar é calculada com base na temperatura do HTF no tanque no início do período de tempo.

## RESULTADOS

### Performance Mensal e Anual

A análise da performance da planta heliotérmica se deu através dos seguintes parâmetros: geração líquida de eletricidade, fator de capacidade e eficiência solar-elétrica. Dentre estes parâmetros, o fator de capacidade mostra o percentual de energia elétrica que foi gerada frente à máxima geração possível em um período de tempo enquanto a eficiência solar-elétrica descreve quanto da energia solar incidente sobre o campo solar é convertida em energia elétrica. O desempenho mensal da planta encontra-se na Tabela 2 ao passo que o desempenho anual pode ser visto na Tabela 3.

Tabela 2. Performance mensal

Mês	Geração elétrica líquida [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência solar-elétrica [%]
Janeiro	9,75	44	20,79
Fevereiro	9,51	47	22,13
Março	11,34	51	21,73
Abril	9,96	46	19,23
Mai	8,85	39	16,85
Junho	8,61	39	15,18
Julho	9,66	43	15,84
Agosto	12,21	54	18,35
Setembro	13,53	63	21,20
Outubro	12,00	54	22,24
Novembro	8,07	37	21,21
Dezembro	9,90	44	20,87

Tabela 3. Performance Anual

Parâmetro	Valor	Unidade
Energia radiativa disponível acumulada	634,78	GWh
Geração de energia térmica acumulada	376,63	GWh
Geração de energia elétrica acumulada	123,39	GWh
Eficiência térmica do campo solar	0,59	-
Fator de capacidade	0,47	-
Eficiência solar-elétrica	0,19	-

A distribuição dos valores encontrados mostra, primeiro, a influência da translação terrestre com mais radiação solar disponível nos meses de verão e menos nos meses de inverno. Outro efeito sazonal que influencia a disponibilidade de recursos solares no semiárido do nordeste brasileiro é a dinâmica de chuvas. Nesta região do Brasil, o começo e final de ano são marcados por chuvas, e portanto, pela alta presença de nebulosidade, o que faz com que a radiação disponível nesse período seja menor e muito mais variável. Alternativamente, no meio do ano estabelece-se o período seco, sem chuvas e com dias com céu claro.

### Análise Comparativa de Modelos

O modelo desenvolvido para a planta heliotérmica proposta e simulado para a cidade de Bom Jesus da Lapa pode ser comparado com os resultados obtidos em simulação de um modelo análogo implementado no software System Model

Advisor (SAM). Neste segundo modelo, utilizou-se campo solar composto de coletores Eurotrough ET-150 com elementos absorvedores Schott PTR70, armazenamento com 15 horas de capacidade e bloco de potência com turbinas SEGS 30 MWe. Os resultados obtidos no SAM foram uma geração líquida de energia elétrica de 121,49 GWh e um fator de capacidade anual de 0,46. Os resultados do SAM divergem daqueles obtidos pelo modelo desenvolvidos neste trabalho em 1,54% sendo o principal motivo para esta diferença o fato de o modelo do SAM levar em conta perdas parasitas, como o consumo elétrico das bombas presentes na planta.

#### COMENTÁRIOS FINAIS

O presente trabalho se propôs a analisar o desempenho de uma planta heliotérmica, que utiliza sais fundidos tanto como fluido de transferência de calor quanto como fluido de armazenamento de energia térmica, a partir da modelagem dos diferentes sistemas que compõem a planta e da simulação para a cidade de Bom Jesus da Lapa com parâmetros como múltiplo solar igual a 2 e capacidade de armazenamento de 15 horas. Os resultados obtidos nessa simulação indicam a forte relação entre a geração elétrica e o regime de chuvas da região. Os resultados deste modelo também foram comparados com aqueles encontrados a partir da simulação desenvolvida no software SAM, cujos modelos são validados experimentalmente, considerando os parâmetros de projeto utilizados neste estudo. A pequena diferença entre os resultados das duas simulações sugere que o modelo analítico desenvolvido tem excelente aderência e que as simplificações adotadas não afetam de maneira significativa o desempenho preditivo do modelo de forma que tal modelo resulta em uma boa ferramenta para a avaliação do desempenho da topologia apresentada.

#### AGRADECIMIENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001 / Programa CAPES/NUFFIC

#### REFERÊNCIAS

- Duffie, J. A.; Beckman, W. A. (2006): Solar engineering of thermal processes. 3rd ed. Hoboken, N.J.: Wiley.
- Eck, M.; Hirsch, T.; Feldhoff, J. F.; Kretschmann, D.; Dersch, J.; Morales, A. Gavilan et al. (2014): Guidelines for CSP Yield Analysis – Optical Losses of Line Focusing Systems; Definitions, Sensitivity Analysis and Modeling Approaches. Em: *Energy Procedia* 49, pág. 1318–1327. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.03.141.
- Fernandes, M. B. (2019): Estudo da Tecnologia de Concentrador Solar Modelagem e Simulação de uma Planta Piloto Termossolar do Tipo Cilindro-Parabólico. Monografia. Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá.
- Ferri, R.; Cammi, A.; Mazzei, D. (2008): Molten salt mixture properties in RELAP5 code for thermodynamic solar applications. Em: *International Journal of Thermal Sciences* 47 (12), pág. 1676–1687. DOI: 10.1016/j.ijthermalsci.2008.01.007.
- Forristall, R. (2003): Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver. National Renewable Energy Laboratory (NREL) (National Renewable Energy Lab., Golden, CO. (US), NREL/TP-550-34169).
- Fuqiang, Wang; Ziming, Cheng; Jianyu, Tan; Yuan, Yuan; Yong, Shuai; Linhua, Liu (2017): Progress in concentrated solar power technology with parabolic trough collector system: A comprehensive review. Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, pág. 1314–1328. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.174.
- Moya, E. Z. (2016): Innovative working fluids for parabolic trough collectors. Em: *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology*. Cambridge: Elsevier Science & Technology (Woodhead Publishing series in energy), pág. 75–106.
- Oliveira, C. A. A. (2012): Modelagem Analítica de uma Planta Termossolar com Geração Direta de Vapor em Coletores Cilindro Parabólico. Tese. Universidade Federal de Pernambuco, Recife.
- Pelay, U.; Luo, L.; Fan, Y.; Stitou, D.; Rood, M. (2017): Thermal energy storage systems for concentrated solar power plants. Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, pág. 82–100. DOI: 10.1016/j.rser.2017.03.139.
- Sá, A. B. (2013): Procedimento para Modelagem de uma Planta Termossolar Utilizando a Tecnologia de Coletores Cilindro Parabólico. Dissertação. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

Wagner, M. J.; Gilman, P. (2011): Technical Manual for the SAM Physical Trough Model. National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Zografos, Antonios I.; Martin, William A.; Sunderland, J.Edward (1987): Equations of properties as a function of temperature for seven fluids. Em: *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering* 61 (2), pág. 177–187.  
DOI: 10.1016/0045-7825(87)90003-X





## DISEÑO Y ANÁLISIS DE UN CAMPO SOLAR PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN BASADO EN TURBINA DE GAS

**Rovense F.\*, Falcón B.\*\***, Romero M. \*\*\*, Hinojosa J. \*\*, González-Aguilar J. \*\*\*

\* Departamento de Tecnología Química, Energética y Mecánica, Universidad Rey Juan Carlos, Calle Tulipán, s/n, Móstoles, 28933, (Madrid) España, [francesco.rovense@urjc.es](mailto:francesco.rovense@urjc.es)

\*\* Departamento de Ingeniería Química y Metalurgia, Universidad de Sonora, Edificio 5B, Del Conocimiento, Centro Hermosillo, 83000, (Sonora), México, [belemfalcoon@gmail.com](mailto:belemfalcoon@gmail.com); [fhinojosa@iq.uson.mx](mailto:fhinojosa@iq.uson.mx)

\*\*\* Unidad Proceso de Alta Temperatura, IMDEA Energía, Avda. Ramón de la Sagra 3, Móstoles, 28935, (Madrid) España, [manuel.romero@imdea.org](mailto:manuel.romero@imdea.org); [jose.gonzalez@imdea.org](mailto:jose.gonzalez@imdea.org)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2068>

### RESUMEN

En este trabajo, se ha realizado el análisis de un ciclo Brayton cerrado, sin combustión, con un sistema de regulación del flujo másico de aire. El bloque de potencia tiene una potencia máxima de 20 MW, una eficiencia nominal de 42% y es alimentado por un campo solar de helióstatos y un sistema de almacenamiento de energía térmica basado en partículas. La información de la Irradiación Directa Normal para Hermosillo, México y de la temperatura ambiente, así como de la curva de la demanda de la red eléctrica se ha empleado para las simulaciones realizadas. Se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad de cuatro Múltiplos Solares (SM) y doce horas de almacenamiento y, con el uso del Levelized Cost of Electricity (LCoE), se ha elegido la configuración más rentable. Se ha usado un análisis estadístico para el dimensionamiento del almacén de energía, basado en el análisis de frecuencia de las categorías de demanda de potencia. Los resultados muestran que la mejor configuración tiene un LCoE de 14.84 c\$/kWh, que corresponde a un SM de 1.5 y 8 horas de almacenamiento, el cual permite satisfacer el 52.91% de la demanda de energía eléctrica y producir 56.60 GWh.

**PALABRAS CLAVE:** Energía solar concentrada, receptor central, ciclo Brayton cerrado sin combustión, suspensión densa de partículas

### ABSTRACT

In this work the analysis of an unfired closed Brayton cycle, with an innovative air mass flow regulation system has been carried out. The power block has a peak power of 20 MW and a nameplate efficiency of 42% and it is fed by a solar central receiver system and particles based thermal energy storage. The Hermosillo (Mexico) data of the Direct Normal Irradiance and of the ambient temperature, as well as of the electric grid demand curve have been used for the simulations. A sensitivity analysis on four solar multiple (SM) and twelve hours of storage have been carried out, and by the use of the Levelized Cost of Electricity (LCoE) the most cost effective configuration has been chosen. A statistical analysis for the energy storage sizing has been used, based on the frequency analysis of the power demand classes. The results show that the best configuration has a LCoE of 14.84 c\$/kWh for the configuration of SM 1.5 and 8 hours of storage, allowing to satisfy the 52.91% of the electric energy demand and producing 56.60 GWh.

**KEYWORDS:** Concentrating solar energy, central receiver, closed unfired Brayton cycle, dense particles suspension

## INTRODUCCIÓN

La necesidad de proveer servicios para redes o microrredes eléctricas independientes en áreas rurales y desiertas requiere de conceptos de plantas de energía solar gestionables, capaces de tener una fácil integración con otras fuentes de energía. Las tecnologías de turbinas de gas alimentadas por energía solar y con Almacenamiento de Energía Térmica (Thermal Energy Storage o TES en inglés) son componentes adecuados para estos conceptos, con el fin de satisfacer la demanda de energía eléctrica de los consumidores. En trabajos anteriores, se ha realizado el análisis energético de un ciclo Brayton cerrado, sin combustión, alimentado por una torre solar y utilizando como fluido térmico de trabajo en el circuito solar una corriente o suspensión densa en partículas (conocida como Dense Particle Suspension o DPS en inglés) tanto para la refrigeración del receptor solar como para la acumulación térmica en el sistema TES, y aplicado a una red eléctrica en Madrid, España y Palermo, Italia (Rovense et al. 2019a,b). Los resultados mostraron que, dependiendo del Múltiplo Solar (Solar Multiple o SM) elegido, fue posible cubrir entre el 59% y 68% de la demanda de electricidad.

México se encuentra entre los primeros cinco países con un enorme potencial en energía solar, ya que se ubica en el denominado “Cinturón Solar”, con una radiación media superior a los  $5\text{kWh m}^{-2}$  por día (Alemán-Nava et al., 2014). De acuerdo con la Secretaría de Energía de México, este país tiene un potencial remarkable para la explotación de fuentes renovables, que no ha sido aprovechado completamente, siendo así que solo el 10.4% de la energía utilizada es producida a partir de fuentes renovables y únicamente 2.8% del consumo de energía primaria es generado por fuentes solar y eólica (SENER 2019). En el 2018, el consumo de energía eléctrica en México fue de 317.278 GWh, del cual, el 51% se obtuvo a partir de plantas de ciclo combinado, 13.2% de plantas de energía térmica convencional (vapor), 10.2% de plantas hidroeléctricas, 9.2% de plantas de carbón, 4.3% de plantas nucleares, 3.9% de fuentes eólicas y el 8.2% restante, a partir de otras fuentes. Dentro de este conjunto, la generación bruta por fuentes limpias fue del 23.2%. Con el fin de afrontar este problema, el gobierno de México ha tomado algunas medidas en años pasados, mediante la promulgación de acciones legislativas. La Ley de Transición Energética entró en acción en 2015, donde se intenta elevar el nivel de eficiencia y sustentabilidad en el uso de energías limpias, al alcanzar un 25%. No obstante, México no ha logrado esta meta aún (SENER, 2020).

Sonora, en el noroeste de México, es uno de los Estados con mayor consumo de energía primaria, debido a la Calefacción, Ventilación y Acondicionamiento de Aire (HVAC) de edificios. En 2012, tuvo el mayor consumo de electricidad (11.65 MWh por usuario) y la Secretaría de Energía estimó que el consumo bruto anual en el noroeste del país se incrementará en un 4.6% del 2012 al 2027 (Estrada et al., 2013). Sonora es ideal para la implementación de plantas de Energía Solar Concentrada (Concentrating Solar Power o CSP), con el fin de satisfacer su enorme demanda energética debido a las pocas precipitaciones en la mayoría de su territorio (Arancibia-Bulnes et al. 2014). Actualmente, el proyecto “Agua Prieta II” es la única planta con un Sistema Híbrido de Ciclo Combinado (Integrated Solar Combined Cycle o ISCC) en Sonora, México. La planta incluye un ciclo combinado convencional de 464.4MW y una turbina de vapor de 12MW, alimentada por 85,000  $\text{m}^2$  de concentradores cilindro-parabólicos (Centro Nacional de Control de Energía, 2019).

En este trabajo se ha llevado a cabo un análisis termoeconómico de un ciclo Brayton cerrado y sin combustión, de 20MW de potencia nominal y una eficiencia máxima de 42%, alimentada por Partículas (DPS) desde un sistema de almacenamiento TES. Esta planta de energía se ha localizado en Hermosillo (Direct Normal Irradiance o DNI anual de  $2,223.31\text{kWh m}^{-2}$ ), donde el consumo total de energía es de 106.98GWh y ha sido diseñada para cubrir la curva de la demanda eléctrica horaria.

## DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE ENERGÍA

La Figura 1 muestra la distribución de la planta de energía. Está compuesta por dos etapas de compresión (1, 3), un intercooler (2), el receptor solar (4), el sistema de TES (5), una turbina (6), un generador (7), un intercambiador de calor (8) y el sistema de regulación de flujo másico (9). El TES consiste en dos “silos” de almacenamiento (los tanques “frío” y “caliente”) y el intercambiador de calor aire-partículas. El medio de almacenamiento de calor está compuesto por partículas de olivino ( $\text{NiCa-MgSiO}_4$ ,  $3,400\text{kg m}^{-3}$ ,  $1,200\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$  a  $800^\circ\text{C}$ ). Dentro de la planta, se han implementado varios sistemas de control para la temperatura y flujo másico, para satisfacer la demanda de electricidad por hora.

La temperatura en la salida del receptor (punto A) es mantenida constante, cerca de los  $850^\circ\text{C}$  mediante el sistema de regulación del flujo másico (9). Éste es capaz de modificar el caudal de aire dentro de la planta mediante un compresor auxiliar y una válvula para compensar variaciones en la energía solar entrante. El controlador del generador eléctrico (7) registra la Temperatura de Entrada a la Turbina (Turbine Inlet Temperature o TIT) y controla la válvula de regulación en el punto C, con base a la carga requerida por la red. Esta válvula regula la velocidad del flujo másico que debe circular a través del sistema de TES (5), reduciendo su temperatura hasta los  $450^\circ\text{C}$ , y el flujo que viene directamente del receptor solar (4); mezclando estos dos flujos, se obtiene la TIT requerida por la red. Al mismo tiempo, la DPS es calentada hasta los  $825^\circ\text{C}$  y es transferida desde el tanque “frío” al “caliente”. Cuando el recurso

solar no es el suficiente para producir la energía requerida, el aire es calentado hasta los 800°C, descargando el almacén térmico. En esta situación, el aire fluye únicamente por el sistema de TES y el sistema de regulación del flujo másico gestiona la velocidad de flujo necesaria para que la turbina produzca la potencia eléctrica requerida por la red.

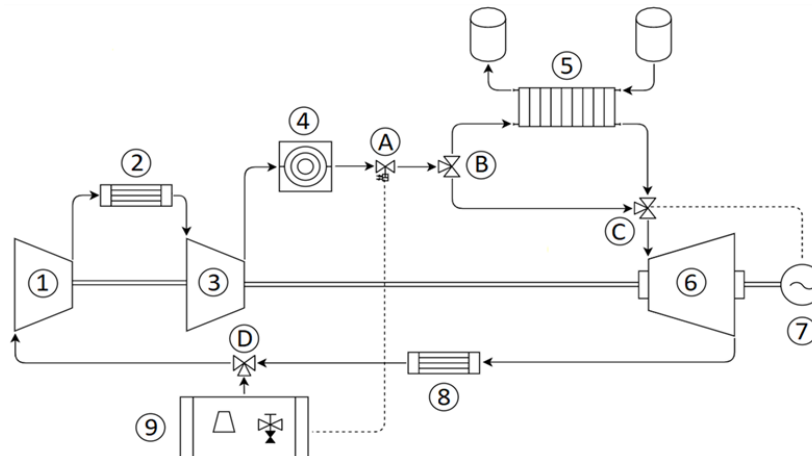


Fig. 1. Distribución de la planta de energía analizada en este trabajo

La Tabla 1 muestra las especificaciones técnicas de la turbina de gas en el punto de diseño, implementada en Thermoflex® (Thermoflow-Inc. 2018). Se ha hecho la suposición de caídas de presión de 6%, 3% y 1% para DPS- Intercambiador de calor de aire, el eyector de calor y las válvulas, respectivamente, en condiciones nominales.

Tabla 1. Especificaciones técnicas para la turbina de gas

Dato	Valor	Unidades
Potencia nominal	20	MW
Tasa de flujo de aire	92.42	kg·s <sup>-1</sup>
Eficiencia politrópica de los compresores	89	%
Relación de presiones de los compresores	2.45	-
Eficiencia politrópica de la turbina	91	%
Relación de presiones de la turbina	6	-
Eficiencia mecánica del generador	95	%
Caída de presión del intercooler	3	%

## METODOLOGÍA

### Dimensionamiento del Almacenamiento de Energía Térmica

El fin de esta planta de energía es la de cubrir, en lo máximo posible, la demanda de energía requerida por la red eléctrica al precio mínimo de electricidad. La capacidad del TES y el SM son las dos variables consideradas para el análisis termoeconómico. El intervalo entre los valores de SM ha sido elegido de acuerdo con los valores típicos de plantas de energía termosolar con almacenamiento (Jorgenson et al. 2013).

La figura 2 muestra, por hora, la DNI (en naranja) y la demanda de electricidad (en azul). Ya que el máximo de ambos valores no coincide, es necesario un parámetro de compensación entre la demanda de electricidad y la disponibilidad solar para el dimensionamiento del TES. Por tanto, se realizó un análisis de la frecuencia porcentual de la curva de la demanda en términos de las categorías de potencia. La categoría de potencia ( $P_x, P_{x+1}$ ] es el intervalo de potencia eléctrica demandada por hora entre la potencia  $P_x$  y  $P_{x+1}$ , asumiendo que  $P_{x+1} - P_x = 1$  MW y tomando en cuenta los valores de potencia, por hora, cuando la DNI correspondiente es menor que 300 W m<sup>-2</sup>.

Por lo tanto, la categoría de potencia con la frecuencia porcentual más alta representa la potencia eléctrica más requerida por los clientes y ha sido considerada para el análisis de sensibilidad del TES.

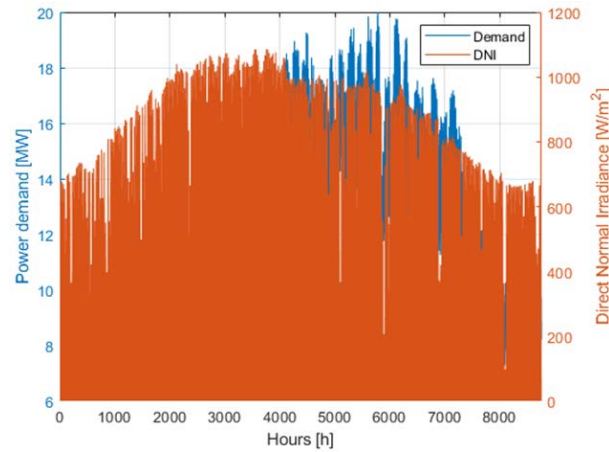


Fig. 2. Demanda de potencia e Irradiación Normal Directa (DNI) por hora

La energía por almacenar ha sido evaluada de la siguiente manera en la Ec. (1):

$$E_{TES,n} = \frac{P_{Max}}{\eta_{Dis}} \cdot h_n \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde  $E_{TES,n}$  es la energía almacenada correspondiente a la hora  $n$ ;  $P_{Max}$  es el valor superior de categoría de potencia con la máxima frecuencia porcentual;  $h_n$  son las horas de almacenamiento consideradas [1 h ÷ 12 h]; y  $\eta_{Dis}$  es la eficiencia del bloque de potencia, operando a 800°C en la fase de descarga.

#### Metodología de la Simulación y el Diseño de Plantas de Energía

El software SolarPIIOT® (Wagner and Wendelin 2018) ha sido utilizado para el diseño del campo de heliostatos y optimización. Cuatro SM (1.0, 1.5, 2.0 y 2.5) han sido analizados con el objetivo de discernir cuál es más conveniente desde el punto de vista térmico y económico.

La DNI de diseño se fijó en 950 W m<sup>-2</sup> y el día de diseño es el solsticio de verano; los datos del Año Meteorológico Típico (Typical Meteorological Year o TMY) de Hermosillo, Sonora han sido utilizados para la simulación y optimización del flujo solar incidente. Se han fijado las metas de: una eficiencia óptica de 65% y un flujo solar incidente promedio, en la apertura de la cavidad, aproximadamente de 800 kW m<sup>-2</sup>. Se han supuesto una absorptancia térmica de 0.94 y un flujo máximo de 1.0 MW m<sup>-2</sup>. Se ha considerado, también, un receptor plano, con ángulos de aceptación horizontal y vertical de 360° y 180°, respectivamente. En la tabla 2, se muestran los datos de los receptores para cada uno de los campos.

Tabla 2. Datos del receptor

SM (-)	1	1.5	2	2.5
Altura del receptor [m]	6.9	8	11.7	10
Ancho del receptor [m]	8.9	12	11.8	12
Área del receptor [m <sup>2</sup> ]	62	108	138.1	120
Orientación de elevación del receptor [deg]	-40	-26	-30	-35

La tabla 2 y 3 muestran los datos de los cuatro campos solares analizados, en donde se muestra la altura de la torre simulada y la potencia térmica entrante requerida. Se variaron las dimensiones del receptor (altura y longitud) durante el proceso de optimización con el fin de satisfacer la eficiencia óptica y el flujo solar promedio. Un escalonamiento radial sin bloqueos ha sido seleccionado para la distribución del campo de heliostatos. Los heliostatos supuestos tienen un área superficial de 36 m<sup>2</sup> (6 m x 6 m) con 25 facetas cuadradas (1.2 m de largo). Cada heliostato tiene un error total de imagen reflejada de 3.26 mrad. Estos datos corresponden a los heliostatos construidos y probados en la Plataforma Solar de la Universidad de Sonora (Iriarte-Cornejo et al. 2018).

Tabla 3. Datos de los campos solares

SM (-)	Potencia térmica (MWth)	Altura de torre (m)
1.0	50	100
1.5	75	110
2.0	100	150
2.5	125	150

La simulación de la planta de energía (asumiendo estado estacionario en cada paso de tiempo) se realizó utilizando Thermoflex®. La eficiencia de la matriz solar obtenida en SolarPilot® fue implementada en Thermoflex® con el objetivo de evaluar la potencia térmica entrante. Los resultados de las simulaciones anuales, incluyen en particular la potencia térmica, por hora, transferida dentro del intercambiador de calor de DPS-Aire con el fin de evaluar las toneladas de DPS cargadas en el TES. El subsistema de TES se codificó en Matlab® (MATLAB Documentation) y, posteriormente, se simuló la fase de descarga. El procesamiento de datos se realizó mediante Matlab®.

#### Figura de Mérito para la Selección de la Mejor Configuración

El Costo Normalizado de Electricidad (LCoE) y el Factor de Utilización (UF) fueron usados para seleccionar la mejor configuración de planta de energía. Ambas variables fueron calculadas mediante las siguientes Ecs. (2) y (3):

$$LCoE_{SM,n} = \frac{\alpha \cdot CAPEX_{SM,n} + OPEX}{E_{Prod,SM,n}} \quad \text{Ec. (2)}$$

$$UF_{SM,n} = \frac{E_{Prod,SM,n}}{E_{Demand}} \quad \text{Ec. (3)}$$

donde  $CAPEX_{SM,n}$  y  $OPEX$  son el costo de capital y el de operación y mantenimiento de la planta, respectivamente;  $E_{Prod,SM,n}$  es la energía producida para cada SM y n horas de almacenamiento;  $E_{Demand}$  es la energía requerida, por año, por la curva de la demanda; y  $\alpha$  es el factor de anualidad calculado en la Ec. (4):

$$\alpha = \frac{i \cdot (1+i)^m}{(1+i)^m - 1} \quad \text{Ec. (4)}$$

donde  $i$  es la tasa de descuento; y  $m$ , el tiempo de vida de la planta. Una tasa de descuento del 5% y un tiempo de vida de 25 años han sido considerados (Spelling et al. 2015). El costo unitario del receptor, de la torre, del bloque de potencia, así como de intercambiadores de calor, sistemas de enfriamiento y O&M (operación y mantenimiento) han sido seleccionados considerando proyectos de plantas de energía solar existentes (Zaversky et al. 2020), mientras que el costo del campo de heliostatos se seleccionó considerando la literatura (Turchi et al. 2019).

Se realizó un análisis de sensibilidad de las horas de almacenamiento sobre el LCoE y el UF ya que la energía almacenada influye en la producción eléctrica anual y, consecuentemente, en el LCoE. La Figura 3 muestra las barras de CAPEX para cada configuración de SM y horas de almacenamiento, mientras que el costo unitario del OPEX de 17 MUSD kWh<sup>-1</sup>, por año, ha sido considerado. Como es posible observar en la figura 3, los costos de TES tienen poca influencia en los costos del CAPEX; por ejemplo, considerando la configuración de un SM de 2.5 (barra azul), la diferencia entre los costos de la configuración de 12 horas y la de 1 hora es de 2.2MUSD, debido al bajo costo del HTF (Zhang et al., 2016). El costo del campo de heliostatos, por otro lado, tiene mayor influencia sobre el costo CAPEX, como es sabido; considerando la configuración de un SM de 1.0 (barras amarillas) y el de SM de 2.5 (barras azules), la diferencia entre los costos de inversión es de 56.30 MUSD.

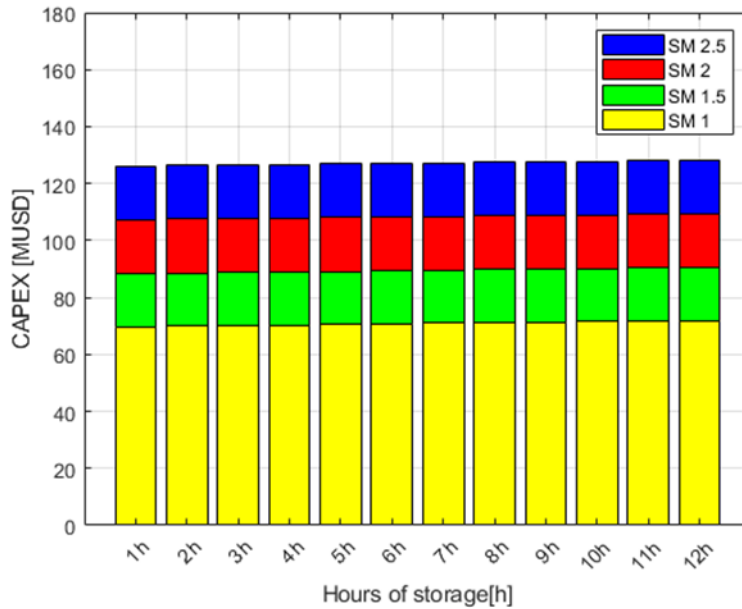


Fig. 3. CAPEX de la planta de energía como función del múltiplo solar y el número de horas de almacenamiento térmico

RESULTADOS

Diseño del TES

La Figura 4 muestra la gráfica de barras de la frecuencia porcentual frente a la categoría de potencia desde 0.7 MW hasta 20 MW. El eje X muestra el valor superior de la categoría de potencia considerada. Es posible observar que la frecuencia porcentual más alta es de 9.36 %, correspondiendo a la categoría (9MW, 10MW]. Los resultados, entonces, ponen a la vista que la energía eléctrica más solicitada por los usuarios, cuando la radiación solar es baja (<math>300 \text{ W m}^{-2}</math>), es de casi 10 MW, y por el 9.36 % de ese tiempo, este valor representa la potencia eléctrica más frecuente a satisfacer.

La energía por almacenar ha sido evaluada tomando en consideración que la eficiencia del bloque de potencia es del 40 % en la fase de descarga, cuando la temperatura de salida del aire del intercambiador de calor de DPS-Aire es de 800 °C. Considerando la ecuación 1, a una hora de almacenamiento corresponden 25 MWh de energía térmica y 0.35 toneladas de partículas almacenadas, mientras que, para 12 horas de TES, 360 MWh y 5.06 toneladas de DPS son acumuladas.

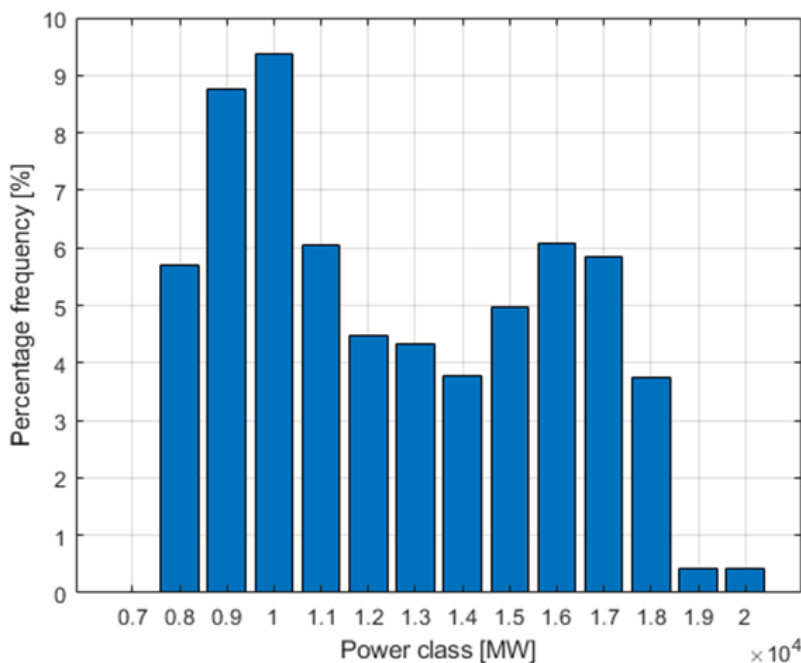


Fig. 4. Frecuencia de las categorías de potencia de la curva de demanda

Distribuciones del campo de heliostatos

La Tabla 4 muestra el diseño de cada campo solar para cada SM. La eficiencia óptica promedio supera el 65 % en todas las configuraciones y alcanza un valor máximo para un valor de SM de 2.0 (70.62 %). Las potencias térmicas absorbidas por el fluido térmico están cerca de las entradas requeridas al ciclo, mientras que el flujo incidente promedio en la apertura de la cavidad es, en todos las configuraciones, mayor de 800 kW m<sup>-2</sup>, teniendo el valor máximo en la configuración de SM de 2.5.

SM [-]	Heliostatos [-]	Potencia incidente hacia los campos de heliostatos [MW]	Eficiencia óptica [%]	Potencia absorbida por el receptor [MW]	Potencia absorbida por el HTF [MW]	Flujo incidente promedio [kW m <sup>-2</sup> ]	Altura del receptor [m]	Ancho del receptor [m]
1.0	2330	79.739	69.37	52.319	49.441	898.8	7	9
1.5	3515	120.289	65.21	78.443	74.226	809.3	8	13
2.0	4642	159.028	70.62	105.562	99.890	813.42	11	12
2.5	5985	204.269	67.31	129.249	124.068	1145.8	10	12

La Figura 5 permite observar la disposición de los campos de heliostatos para los SM dados en la Tabla 3. Los puntos corresponden a la posición del heliostato y su color indica su eficiencia óptica. La eficiencia óptica más alta lograda es de 84.0 %.

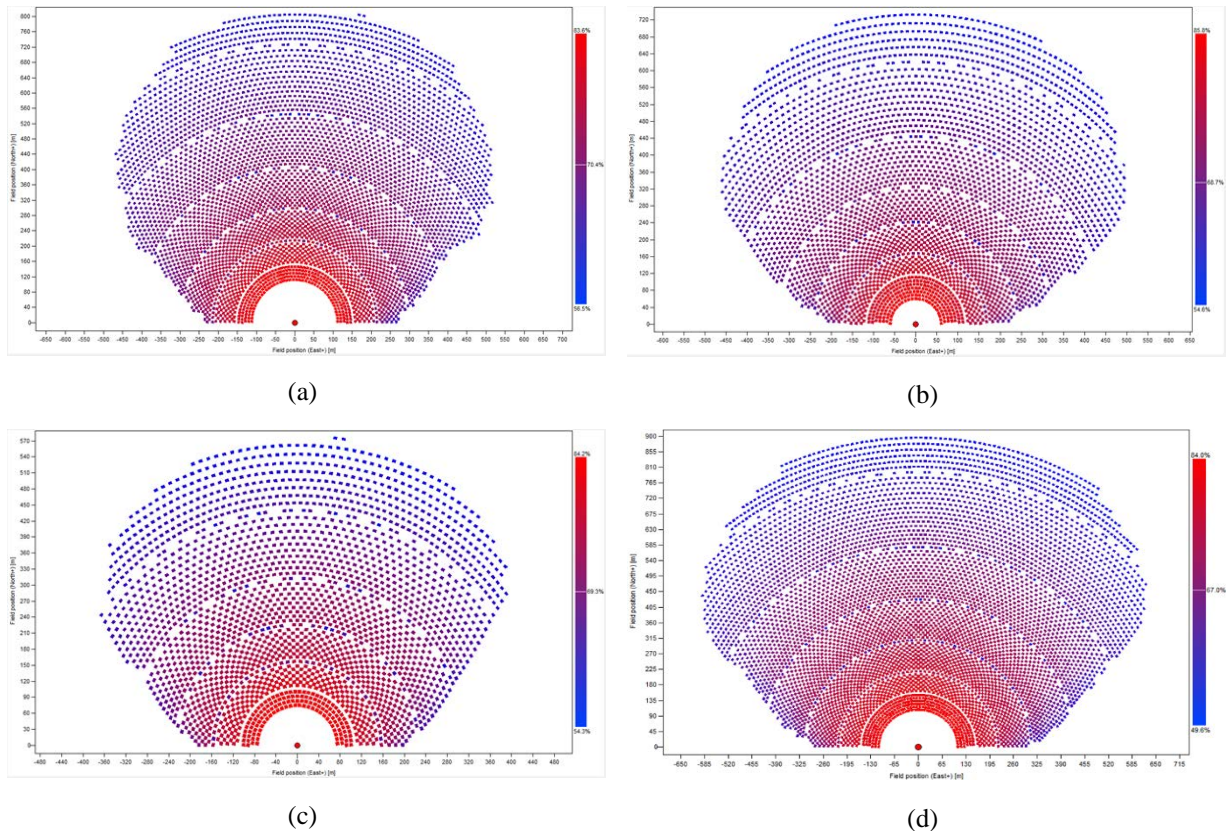


Fig. 5. Distribuciones de los campos solares obtenidos mediante SolarPilot. (a) SM 1.0; (b) SM 1.5; (c) SM 2.0; and (d) SM 2.5

En la tabla 5, se observan las distintas eficiencias de los cuatro campos las cuales se obtuvieron como resultado en SolarPILOT a partir de los datos ingresados. Todas cuentan con porcentajes mayores a 65%, en todas las eficiencias incluyendo la eficiencia óptica (Tabla 4).

SM [-]	Eficiencia del coseno [%]	Eficiencia de atenuación [%]	Eficiencia de bloqueo [%]	Eficiencia de sombreado [%]	Eficiencia de reflexión [%]
1.0	84.28	96.18	99.67	100	89.30
1.5	83.86	95.53	99.71	100	89.30
2	84.28	94.95	99.81	100	89.30
2.5	84.14	94.52	99.66	100	89.30

Por otra parte, la distribución del flujo en los receptores se puede observar en la figura 6. Se aprecia como el flujo es concentrado en un solo punto, disminuyendo las pérdidas ópticas del rayo reflejado, dándonos valores de hasta 1145.8 kWm<sup>-2</sup> de flujo incidente promedio.

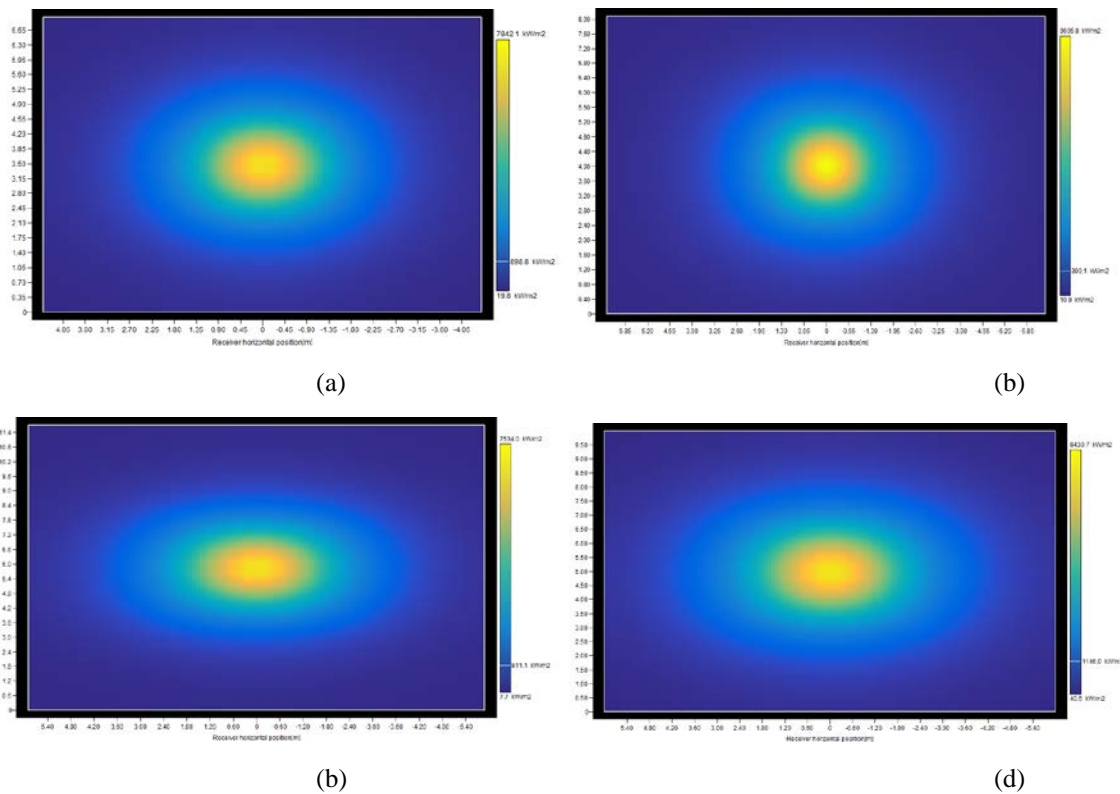


Fig. 6. Distribuciones de los campos solares obtenidos mediante SolarPilot. (a) SM 1.0; (b) SM 1.5; (c) SM 2.0; and (d) SM 2.5

Levelized Cost of Electricity (LCoE) y Factor de Utilización (UF)

La Figura 7 muestra el LCoE y el UF como funciones del múltiplo solar (en el eje Y) y número de horas de almacenamiento (en el eje X). En el rango analizado de SM y horas de almacenamiento, el LCoE mínimo es de 14.84 c\$ kWh<sup>-1</sup> para un múltiplo solar de 1.5 y 8 horas de TES. En estas condiciones, la producción de energía y el UF son de 56.60 GWh y 52.91%, respectivamente. El LCoE máximo es de 26.12 c\$ kWh<sup>-1</sup> para un SM de 2.5 y 1 hora de TES, el cual produce un UF de 39.55%.

Con respecto al UF, el máximo es de 61.95%, el cual es logrado para un SM de 2.5 y 12 horas de TES. Este caso provee un LCoE de 17.67 c\$ kWh<sup>-1</sup> y la electricidad producida es de 66.26 GWh. Finalmente, el menor UF es de 32.62 % que se obtuvo de un SM de 1.0 y 1 hora de almacenamiento. Aquí, el LCoE es de 18.18 c\$ kWh<sup>-1</sup>.



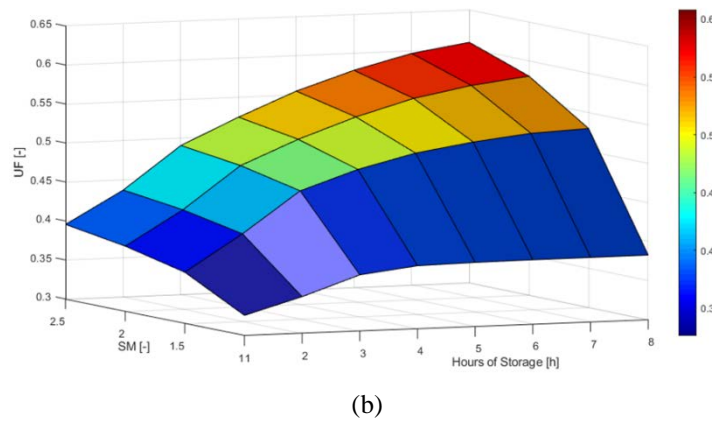
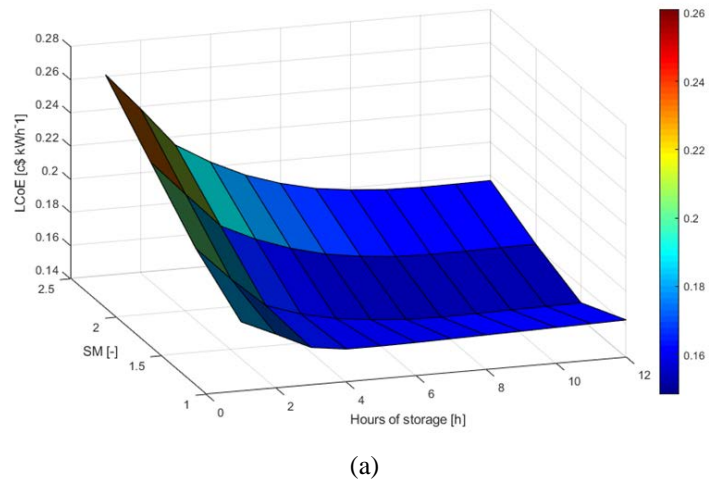
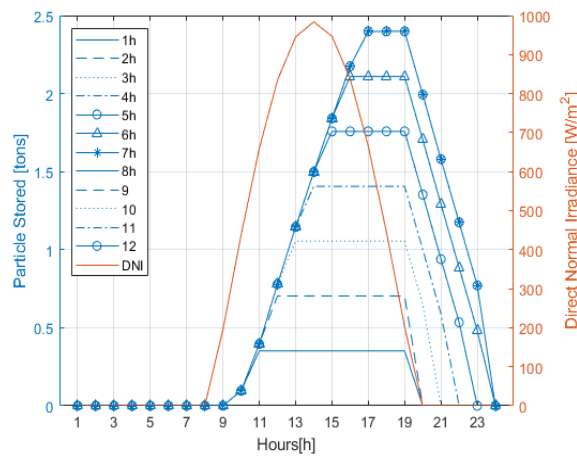
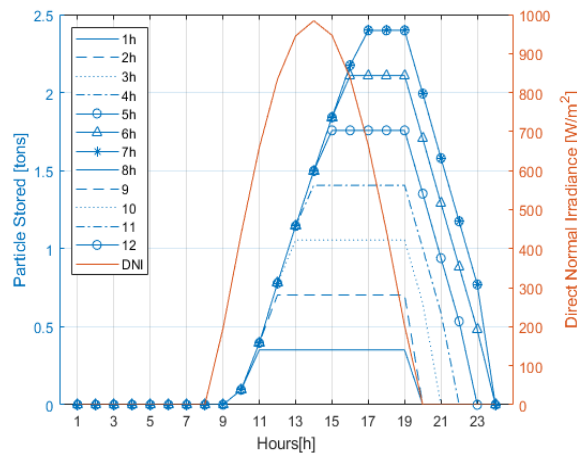


Fig. 7. (a) LCoE y (b) UF como funciones del múltiplo solar y el número de horas de almacenamiento

La Figura 8 permite observar la masa de partículas almacenada, por hora, y la generación de electricidad neta el 21 de marzo para un SM de 1.5. La DNI por hora también ha sido incluida, en rojo, en la Figura 8 (arriba). La gráfica indica que el almacenamiento máximo está limitado a 8 horas este día y la masa de partículas alcanza, aproximadamente, 2.4 toneladas. Como se muestra en la Figura 8 (abajo), la planta es capaz de satisfacer la demanda eléctrica, adaptando la operación de la turbina y del sistema de almacenamiento térmico.



(a)



(b)

Fig. 8. (Arriba) Producción de electricidad y (abajo) DPS dentro del tanque “caliente”

### CONCLUSIONES

En este trabajo, se ha realizado el análisis termoeconómico de una planta solar de receptor central basada en un ciclo Brayton cerrado, sin combustión, con un sistema de control del flujo másico y con partículas como medio de almacenamiento de calor. El TES ha sido dimensionado mediante un análisis estadístico de las frecuencias de las categorías de potencia y un balance entre la DNI por hora y la demanda de potencia eléctrica; la frecuencia porcentual más alta es de 9.36 % para la categoría de 10 MW. Un análisis de sensibilidad de las horas de almacenamiento y el SM sobre el LCoE y el UF se ha llevado a cabo y, finalmente, la mejor configuración ha sido seleccionada. El diseño de la planta de energía más rentable es: SM de 1.5 y 8 horas de almacenamiento, teniendo así un LCoE de 14.84 c\$ kWh<sup>-1</sup>, generando 56.60 GWh y satisfaciendo el 52.91 % de la demanda energética de Hermosillo; en esta disposición, la energía almacenada en el TES es de 200 MWh, mientras que la masa de las partículas es de 2.81 toneladas.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a la “Comunidad de Madrid” y al Fondo Estructural Europeo por su apoyo económico al proyecto ACES2030-CM (S2018/EMT-4319). Francesco Rovense también agradece al programa de investigación e innovación de la Unión Europea “Horizonte 2020” bajo el acuerdo de subvención Marie Skłodowska-Curie N° 754382.

## REFERENCIAS

- Alemán-Nava, G.S., Casiano-Flores, V.H., Cárdenas-Chávez, D.L., Díaz-Chavez, R., Scarlat, N., Mahlkecht, J., Dallemand, J.F., Parra, R., 2014. Renewable energy research progress in Mexico: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 32, 140–153. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.004>
- Arancibia-Bulnes, C.A., Peón-Anaya, R., Riveros-Rosas, D., Quiñones, J.J., Cabanillas, R.E., Estrada, C.A., 2014. Beam solar irradiation assessment for Sonora, Mexico. *Energy Procedia* 49, 2290–2296. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.242>
- Centro Nacional de Control de Energía, 2019. Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Electro Mayorista. PRODESEN 2019-2033 576.
- Estrada, J., Hernández, J., Ontiveros, J., Rodríguez, F., Jaime, E., Ubaldo, A., Chavarría, I., 2013. Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027 1–230.
- Iriarte-Cornejo, C., Arancibia-Bulnes, C.A., Hinojosa, J.F., Peña-Cruz, M.I., 2018. Effect of spatial resolution of heliostat surface characterization on its concentrated heat flux distribution. *Sol. Energy* 174, 312–320. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.09.020>
- Jorgenson, J., Denholm, P., Mehos, M., Turchi, C., 2013. Estimating the Performance and Economic Value of Multiple Concentrating Solar Power Technologies in a Production Cost Model, Technical Report NREL/TP-6A20-58645.
- MATLAB Documentation. URL <https://www.mathworks.com/help/matlab/> (accessed 9.20.20).
- Rovense, Francesco, Reyes-Belmonte, M.A., González-Aguilar, J., Amelio, M., Bova, S., Romero, M., 2019. Application of un-fired closed Brayton cycle with mass flow regulation and particles-based thermal energy storage systems for CSP, in: AIP Conference Proceedings. American Institute of Physics Inc., p. 030047. <https://doi.org/10.1063/1.5117559>
- Rovense, F., Reyes-Belmonte, M.A.A., González-Aguilar, J., Amelio, M., Bova, S., Romero, M., 2019. Flexible electricity dispatch for CSP plant using un-fired closed air Brayton cycle with particles based thermal energy storage system. *Energy* 173, 971–984. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.02.135>
- SENER, 2020. Programa sectorial de energía 2020 - 2024. Mexico.
- SENER, 2019. Balance Nacional de Energía 2018, Dirección General de Planeación e Información Energéticas.
- Spelling, J., Gallo, A., Romero, M., González-Aguilar, J., 2015. A High-efficiency Solar Thermal Power Plant using a Dense Particle Suspension as the Heat Transfer Fluid. *Energy Procedia* 69, 1160–1170. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.191>
- Thermostat-Inc., 2018. GT PRO – Gas - turbine combined cycle design program to create cycle heat balance and physical equipment needed to realize it [WWW Document]. URL [http://www.thermostat.com/combinedcycle\\_GTP.html](http://www.thermostat.com/combinedcycle_GTP.html) (accessed 9.2.20).
- Turchi, C.S., Boyd, M., Kesseli, D., Kurup, P., Mehos, M., Neises, T., Sharan, P., Wagner, M.J., Wendelin, T., 2019. CSP Systems Analysis - Final Project Report CSP Systems Analysis - Final Project Report.

Wagner, M.J., Wendelin, T., 2018. SolarPILOT: A power tower solar field layout and characterization tool. *Sol. Energy* 171, 185–196. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.063>

Zaversky, F., Les, I., Sánchez, M., Valentin, B., Brau, J.-F., Siros, F., McGuire, J., Berard, F., 2020. Techno-Economic Optimization and Benchmarking of a Solar-Only Powered Combined Cycle with High-Temperature TES Upstream the Gas Turbine, in: *Green Energy and Environment*. IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.90410>

Zhang, H., Baeyens, J., Cáceres, G., Degréve, J., Lv, Y., 2016. Thermal energy storage: Recent developments and practical aspects. *Prog. Energy Combust. Sci.* 53, 1–40. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2015.10.003>

**ELECTRODEPÓSITO DE NÍQUEL NEGRO SOBRE ALETAS DE COBRE PARA APLICACIONES EN COLECTORES SOLARES PLANOS**

**García-Valladares O.\***, **Gómez-Espinoza V.\***, **Pérez-Espinosa R.\*\***, **Lizama-Tzec F.\*\*\***, **Vega-Poot A.\*\*\***, **Herrera-Zamora D.\*\*\***, **Becerril-González-Montecinos J.\*\*\***, **Padrón-Hernández W.\*\*\***, **Rodríguez-Gattorno G.\*\*\***, **Ares-Muzio O.\*\*\***, **Oskam G.\*\*\***

\* Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México (IER-UNAM), Privada Xochicalco s/n, 62580, Temixco, Morelos, México.

\*\*Módulo Solar S.A. de C.V., Calle 23 Este No. 3, Col. CIVAC, 62578, Jiutepec, Morelos, México.

\*\*\* Departamento de Física Aplicada, Centro de investigación y de Estudios Avanzados del IPN (CINVESTAV-IPN), 97310, Mérida, Yucatán, México, [flizama@cinvestav.mx](mailto:flizama@cinvestav.mx)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2069>

**RESUMEN**

En este trabajo se reporta el desempeño de colectores solares construidos con aletas de cobre recubiertas con níquel/níquel negro con y sin SiO<sub>2</sub>. Los recubrimientos de níquel y níquel negro fueron obtenidos mediante electrodeposición y la capa de SiO<sub>2</sub> por sol-gel y roció pirolítico, los resultados se comparan con un colector construido con un recubrimiento selectivo comercial TiNOX. Los resultados muestran que el níquel negro con SiO<sub>2</sub> tiene una curva de desempeño cercana al colector construido con el recubrimiento comercial. El recubrimiento de níquel negro con SiO<sub>2</sub> fue obtenido por técnicas de bajo costo lo cual pudiera ser atractivo para las empresas dedicadas a la construcción de colectores solares.

**PALABRAS CLAVE:** electrodeposición, colector solar plano, superficies selectivas.

**ABSTRACT**

This work reports the performance of solar collectors built with nickel / black nickel coated copper fins with and without SiO<sub>2</sub>. The nickel and black nickel coatings were obtained by electrodeposition, the SiO<sub>2</sub> layer by sol-gel and spray pyrolysis methods, the results are compared with a collector built with a commercial selective coating TiNOX. The results show that black nickel with SiO<sub>2</sub> have a near performance curve than the collector built with the commercial coating. The black nickel coating with SiO<sub>2</sub> was obtained by low cost techniques which could be attractive for companies dedicated to the construction of solar collectors.

**KEYWORDS:** electroplating, flat plate solar collector, selective surfaces.

## INTRODUCCIÓN

La energía solar es una fuente inagotable y limpia con la que cuenta el ser humano, una manera de aprovechar este recurso es mediante sistemas termosolares en los cuales la energía solar captada se transforma en calor útil. La energía termosolar es un tipo de energía que reduce la emisión de gases de efecto invernadero siendo considerada como un tipo de energía de gran potencial hacia la aplicación a gran escala para cubrir la demanda energética en los diversos sectores que la requieren. Este tipo de energía es aprovechada mediante colectores solares, los cuales son un intercambiador de calor donde la energía solar captada es transferida hacia el fluido caloportador para ser aprovechada posteriormente. Los colectores solares de uso doméstico típicamente operan entre los 25-85 °C siendo los sistemas planos los de una arquitectura simple y económica de construir (García-Valladares y Figueroa, 2017). Actualmente el mercado de los colectores solares de baja temperatura es muy competido, pequeños cambios en la tecnología utilizada de elaboración de los colectores pueden ser un parteaguas en el balance costo-beneficio del colector.

La eficiencia de los colectores solares planos es mejorada mediante el empleo de películas absorbedoras del espectro solar las cuales tienen como principal función absorber el espectro visible e infrarrojo para transformarlo en calor útil. Un tipo de películas absorbedoras son las pinturas negras formuladas con pigmentos negros y resinas las cuales absorben gran parte del espectro solar, pero también absorben casi totalmente la radiación infrarroja de longitud mayor a 2.5  $\mu\text{m}$ , lo cual no es conveniente para este tipo de sistemas debido a que incrementa sus pérdidas. El empleo de recubrimientos selectivos baja las pérdidas de los colectores debido a una menor absorción de la radiación infrarroja mayor a 2.5  $\mu\text{m}$ , manteniendo una alta absorción del espectro solar debajo de este valor.

La arquitectura de los recubrimientos selectivos para aplicaciones termosolares consiste en un sustrato metálico en el cual se deposita una película reflectora de infrarrojo y sobre esta se deposita la película absorbidora y sobre esta una película antirreflejante que ayuda a incrementar su absorción del espectro solar. Entre los recubrimientos selectivos de mejores propiedades ópticas son los obtenidos por sputtering o por deposición física por vapor (PVD), lo cual los hace caros, además que estas buenas propiedades ópticas no garantizan una mejor eficiencia del colector solar cuando este es construido. Una alternativa a los recubrimientos obtenidos por técnicas de vacío son los electrodepositados los cuales tienen la ventaja de ser económicos en la síntesis.

El níquel negro es un material absorbedor apto para aplicaciones termosolares debido a la facilidad de síntesis por electrodeposición, su buena propiedad de absorción del espectro solar ( $\alpha$ ) y su baja emisión térmica ( $\epsilon_{100}$ ). Inicialmente fue el primer material propuesto por Tabor (Tabor, 1959) como absorbedor solar, sin embargo, dejó de ser utilizado debido a su baja resistencia a la humedad, relacionado con la presencia de sulfuros en la composición de este material. Posteriormente fue reportado un níquel negro con composición estable a la humedad y de buena resistencia térmica, este se obtiene de un baño de composición simple, lo cual simplifica su mantenimiento y maximiza el rendimiento de este baño. La adición de una capa antirreflejante basada en dióxido de silicio ( $\text{SiO}_2$ ) sobre el absorbedor fue reportado por Lira y colaboradores (Lira-Cantú et al., 2005) la cual ayuda al recubrimiento de níquel negro a incrementar su absorción solar y protegerlo de la humedad, sin embargo, son escasos los reportes en los cuales caractericen colectores con níquel negro con este material antirreflejante. Este trabajo se enfoca en comparar la eficiencia de dos colectores solares basados en níquel-níquel negro con y sin  $\text{SiO}_2$  con respecto a un colector construido con un material selectivo comercial TiNOX.

## EXPERIMENTAL

Las propiedades de los recubrimientos fueron inicialmente optimizadas en placas de cobre de 16  $\text{cm}^2$ , posteriormente el tamaño del sustrato fue incrementado hasta llegar al tamaño de aletas de 2 m, tamaño adecuado usado en un típico colector solar. Las láminas de cobre fueron lijadas y posteriormente lavadas y enjuagadas en isopropanol, posteriormente fueron activadas en HCl diluido antes de ser electrodepositadas con níquel.

El níquel fue depositado de un baño tipo Watts modificado a  $-5 \text{ mA/cm}^2$  por un tiempo de 585 s, el valor de pH del baño fue 4.5 a temperatura de 25 °C. El níquel negro fue depositado de un baño basado en cloruro de níquel aplicando dos pulsos de corriente según lo reportado previamente en un trabajo por nuestro grupo (Lizama-Tzec et al., 2014). Se utilizó níquel como contra electrodo en ambos casos. Las condiciones de depósito y preparación fueron similares para las láminas de 16  $\text{cm}^2$  y las aletas de cobre. Las aletas de cobre son 12.7 cm de ancho por 195 cm de largo, tienen un área a recubrir de 2476  $\text{cm}^2$ .

Después de recubrir los sustratos con níquel-níquel negro se aplicó el dióxido de silicio nanoestructurada en espesor grueso (G) de 500 nm y delgado (D) de 300 nm. El dióxido de silicio nanoporoso fue obtenido por sol-gel usando 10 ml de tetraetoxisilano (TEOS) disuelto en 100 ml de etanol a 25 °C con agitación. Luego 4 ml de HCl a pH 4 fue agregado lentamente a la solución con TEOS. La película de dióxido de silicio fue formada sobre los sustratos aplicando la solución con TEOS mediante rocío pirolítico. Con la intención de modular el índice de refracción de la película de dióxido de silicio la película fue formada mediante sucesivas aplicaciones.

Los recubrimientos selectivos fueron caracterizados mediante un espectrofotómetro Avantes, modelo Avaspec 2048 con una esfera de integración modelo ISP-50-8- R-GT, con un rango espectral de 200 nm a 2500 nm. La reflectancia infrarroja fue medida con un espectrofotómetro FTIR Perkin Elmer (Frontier MIR/NIR) con una esfera de integración

de 2 a 15  $\mu\text{m}$ . Las películas también fueron analizadas con un microscopio de barrido electrónico de emisión de campo (SEM) JEOL JSM-7600F. El espesor de la película se midió con un perfilómetro KLA-Tencor D-120.

RESULTADOS

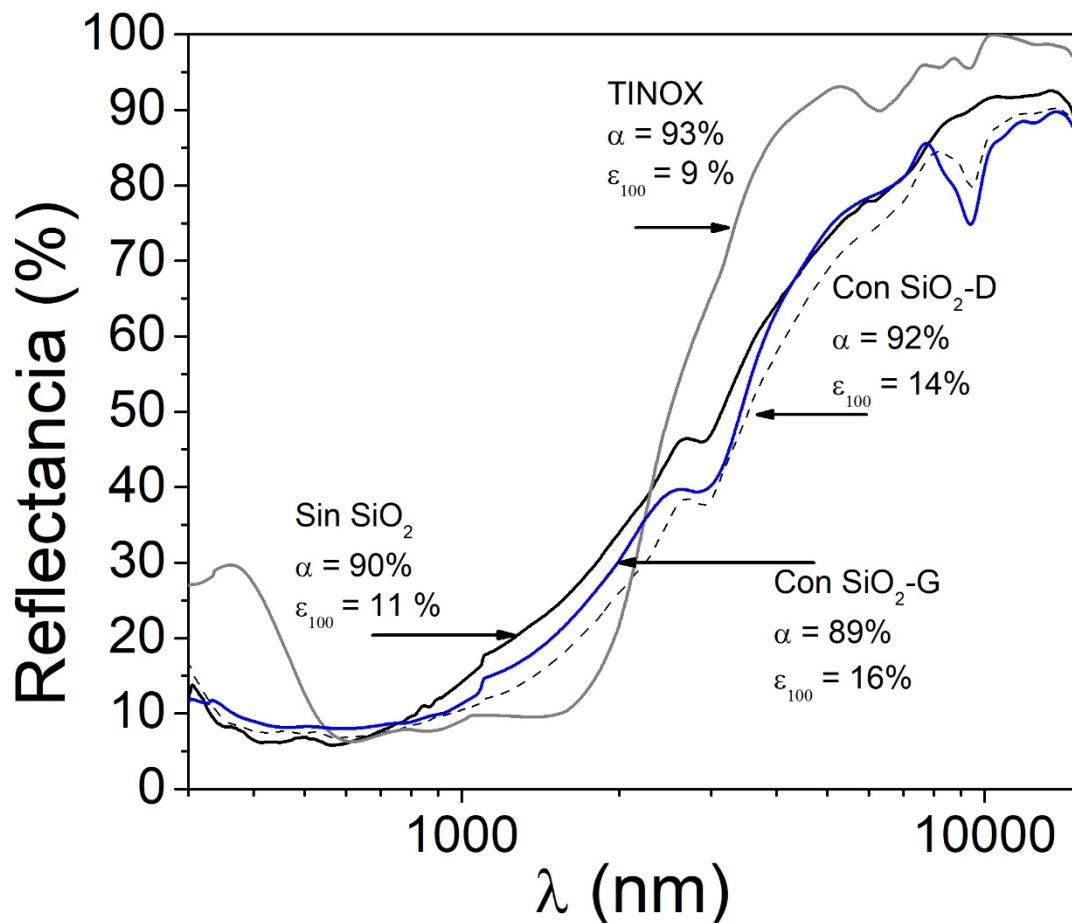


Figura 1. Curvas de reflectancia medidas a los recubrimientos selectivos usados para construir colectores.

La Figura 1. muestra las curvas de reflectancia obtenidas de los recubrimientos selectivos utilizados para la construcción de colectores solares. El recubrimiento de níquel negro con dióxido de silicio delgada ( $\text{SiO}_2$ -D) muestra incremento en la absorptancia solar, con un ligero incremento en la emitancia térmica respecto al recubrimiento sin dióxido de silicio, en el caso del recubrimiento de níquel negro con dióxido de silicio grueso ( $\text{SiO}_2$ -G), se observó una disminución de la absorptancia solar e incremento de la emitancia térmica. En el caso del recubrimiento basado en TiNOX se puede notar mejor absorptancia solar y emitancia térmica más baja característico de este tipo de recubrimientos. Para las películas con dióxido de silicio se puede notar una banda de absorción aproximadamente a  $9 \mu\text{m}$  la cual es relacionada con la vibración del grupo Si-OH. En general se puede decir que las propiedades del recubrimiento mejoran mediante la adición de la película antirreflejante.

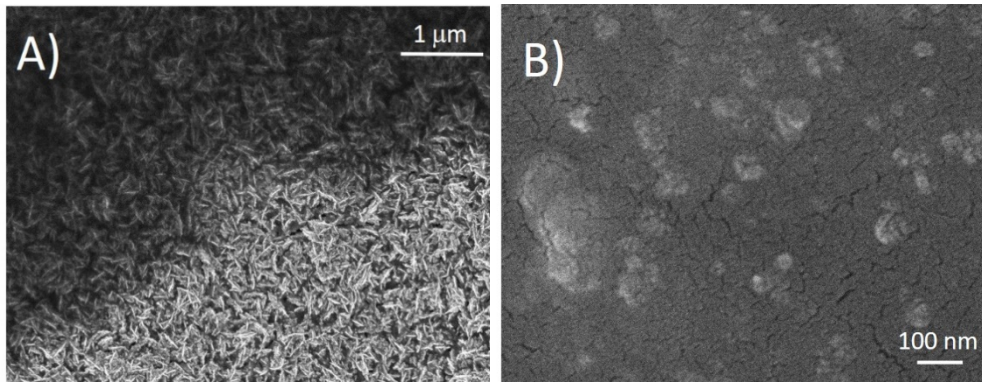


Figura 2. A) Imagen de SEM obtenida para un recubrimiento de níquel negro con SiO<sub>2</sub> delgado. B) Imagen de SEM para un recubrimiento de níquel negro con película gruesa de SiO<sub>2</sub>

La Figura 2. A) muestra la imagen de SEM obtenida sobre un recubrimiento de níquel negro. Para poder notar el recubrimiento de SiO<sub>2</sub> la imagen se tomó en una zona en la cual la imagen permita apreciar la mitad de la imagen hacia arriba recubierta con SiO<sub>2</sub> delgado de 300 nm. En la interfaz se puede apreciar dos zonas, la más oscura corresponde a el recubrimiento de SiO<sub>2</sub> sobre el níquel y la zona más clara corresponde a la morfología observada del níquel negro. La morfología del níquel negro consiste en hojas nanoestructuradas orientadas hacia el sustrato, se puede apreciar que entre las hojas existe vacíos de tamaño nanométrico los cuales se asumen que son parcialmente llenados con SiO<sub>2</sub> debido a que el espesor del níquel negro es de aproximadamente 215 nm en promedio. La Figura 2 B) muestra la superficie de una película de SiO<sub>2</sub>, la cual, fue depositada con un espesor grueso de 500 nm, en ella se puede apreciar como la película de níquel fue totalmente cubierta y también la presencia de algunas partículas de SiO<sub>2</sub> de diversos tamaños, estas características ayudan a modificar el índice de refracción. Por otro lado, para películas gruesas, se observó en las mediciones de reflectancia, como se mantuvo la absorbancia solar y la aparición de bandas relacionadas con las bandas de absorción del Si-OH a 9 μm.

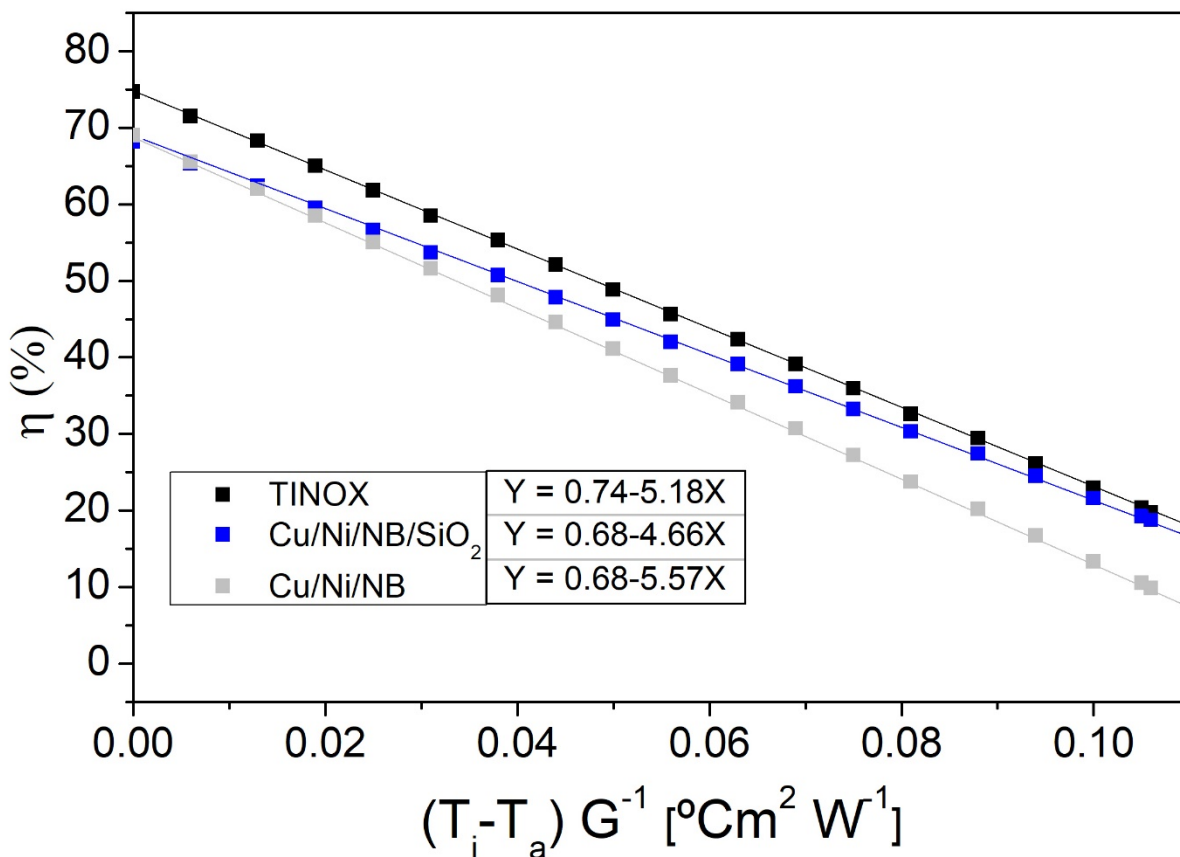


Figura 3. Curvas de desempeño de los colectores solares construidos con los recubrimientos selectivos.



La Figura 3 muestra las curvas de caracterización de los tres colectores construidos con los recubrimientos selectivos. De los tres colectores el de mejor desempeño fue el del colector con TiNOX, asociado a la más alta absorción solar, sin embargo, la Figura muestra que el colector con el SiO<sub>2</sub> tiene un mejor desempeño con respecto al colector de níquel negro además de tener un desempeño cercano al colector con TiNOX., lo cual es asociado a la menor pérdida de este colector. Es interesante por resaltar las menores pérdidas que el colector muestra, lo cual ocasiona que la curva de desempeño de este colector se traslape con el del colector con TiNOX a un valor de  $T_i - T_a$  G<sup>-1</sup> de 0.1, lo cual implica que el colector con SiO<sub>2</sub> puede tener igual desempeño que el colector con TiNOX lo cual indica que el recubrimiento electrodepositado pudiera ser un recubrimiento que sustituya al TiNOX en este rango de temperatura de aplicación.

### CONCLUSIONES

En este trabajo se ha comparado el desempeño de dos tipos de colectores solares, aquellos construidos con recubrimientos selectivos electrodepositados y uno comercial. Los resultados de reflectancia en las películas muestran que existe un valor máximo del espesor del depósito en la cual, la película de dióxido de silicio tiende a mejorar la absorción luego de ese valor, también la película tiende a incrementar la reflexión en el rango solar e incrementar la emitancia debido al aumento de la banda de absorción asociada a la vibración del grupo Si-OH, el cual se traslapa con el espectro de emisión del cuerpo negro a baja temperatura. El mejor desempeño del colector con níquel negro con dióxido de silicio fue asociado a menores pérdidas según lo muestra la curva de regresión lineal para este colector.

### AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Fondo de Sustentabilidad Energética, CONACYT-SENER, y al IER-UNAM por apoyos a través del Centro Mexicano para Innovación en Energía Solar (Cemie-Sol) proyecto P-81.

### REFERENCIAS

García-Valladares, O., Figueroa, I.P., 2017. Aplicaciones térmicas de la energía solar.

Lira-Cantú, M., Morales Sabio, A., Brustenga, A., Gómez-Romero, P., 2005. Electrochemical deposition of black nickel solar absorber coatings on stainless steel AISI316L for thermal solar cells. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 87, 685–694.

Lizama-Tzec, F.I., Macías, J.D., Estrella-Gutiérrez, M.A., Cahue-López, A.C., Arés, O., de Coss, R., Alvarado-Gil, J.J., Oskam, G., 2014. Electrodeposition and characterization of nanostructured black nickel selective absorber coatings for solarthermal energy conversion. *J. Mater. Sci. Mater. Electron*, 26, 5553–5561.

Tabor, H., 1959. US Patent 2917817.



**MEDICIÓN DE TEMPERATURA DE NO CONTACTO DE SUPERFICIES SÓLIDAS IRRADIADAS POR ENERGÍA SOLAR CONCENTRADA MEDIANTE OBTURACIÓN CON PELÍCULAS PDLC: UNA NUEVA METODOLOGÍA**

(NON-CONTACT TEMPERATURE MEASUREMENT OF SOLID SURFACES IRRADIATED BY CONCENTRATED SOLAR ENERGY USING SHUTTING WITH PDLC FILMS: A NEW METHODOLOGY)

**Licurgo Javier \*, Pérez-Rábago Carlos \*, Moreno-Alvarez L.\*\* , Marzo Aitor\*\*\*, Estrada Claudio\***

\*Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México, AP 34, Temixco, 62580, Morelos, México., [capr@ier.unam.mx](mailto:capr@ier.unam.mx).

\*\*TecNM/Instituto Tecnológico de la Laguna, Av. Instituto Tecnológico de la Laguna y Blvd. Revolución s/n, Torreón, Coah, 27000, Mexico

\*\*\*Universidad de Antofagasta, Centro de Desarrollo Energético Antofagasta, Chile, Avda. Angamos, 601, 1270300 Antofagasta, Chile

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2070>

**RESUMEN**

En este trabajo se presenta una nueva metodología para la medición de la temperatura de superficies sólidas expuestas a radiación solar concentrada, mediante la técnica de obturación utilizando una película PDLC. Esta nueva metodología permitirá separar el espectro de radiación emitido por la muestra del espectro de radiación reflejado, y permitirá medir solamente la temperatura referente a la potencia emisiva de la muestra, utilizando un pirómetro monocromático en un horno solar. Se describe el arreglo experimental que se propone para implementar esta metodología. El arreglo consistente de un horno solar (MHS IER-UNAM), de una ventana de película PDLC y de una cámara de medición de temperatura. Se muestran las transmitancias de la película PDLC destacando la pertinencia de su uso para esta aplicación solar. La calibración del pirómetro monocromático arrojó un aff-set del -4% del valor nominal. La respuesta térmica de la muestra de grafito que se usará como referencia arrojó valores entre 502.6 y 1747.8 segundos dependiendo del proceso de calentamiento o enfriamiento.

**PALABRAS CLAVE:** Energía Solar concentrada, Medición de temperatura de no contacto, Películas PDLC.

**ABSTRACT**

In this work, a new methodology for measuring the temperature of solid surfaces exposed to concentrated solar radiation, using the shutter technique and a PDLC film is presented. This new methodology will allow the separation of the radiation spectrum emitted by the sample from the reflected radiation spectrum, and it will allow only the temperature referring to the emissive power of the sample to be measured, using a monochromatic pyrometer in a solar furnace. The experimental arrangement that is proposed to implement this methodology is described. The arrangement consisting of a solar furnace (MHS IER-UNAM), a PDLC film window and a temperature measurement chamber. The transmittances of the PDLC film are shown, highlighting the relevance of its use for this solar application. The monochrome pyrometer calibration yielded an aff-set of -4% of the nominal value. The thermal response of the graphite sample to be used as a reference yielded values between 502.6 and 1747.8 seconds depending on the heating or cooling process.

**KEYWORDS:** Concentrated Solar Energy, Non-contact Temperature Measurement, PDLC Films.

**INTRODUCCIÓN**

Las tecnologías de concentración solar son sistemas ópticos que reflejan la radiación solar a un receptor/reactor que absorbe dicha radiación convirtiéndola en energía útil para producir electricidad, combustibles solares o calor de proceso. Medir temperaturas en presencia de radiación externa intensa es un problema común al usar estas tecnologías.

Por ejemplo, en aplicaciones como los procesos termoquímicos solares, los cuales tienen lugar en intervalos de temperatura desde los 500 K, como gasificación o pirólisis, hasta cercanos a los 2500 K, como la disociación directa de la molécula de agua (Kodama 2003), es esencial conocer la temperatura en dichos procesos. Medir la temperatura permite, por un lado, conocer una variable termodinámica del proceso y por otro lado, dar seguimiento y control al proceso durante la experimentación/operación. Los sensores disponibles para medir temperatura pueden ser de contacto como termopares y de no contacto como los pirómetros y cámaras demográficas. En un entorno solarmente irradiado, los sensores de contacto pueden ser invasivos al tratar de medir la temperatura en el proceso termoquímico, además que pueden dañarse al ser colocados en zona de alta concentración solar. Por su parte, los sensores de no contacto no son invasivos, pero al ser de tipo ópticos, su funcionamiento se ve afectado por la energía que refleja la muestra, entregando lecturas de temperatura sobrestimadas.

El fenómeno físico más sencillo que se puede tener al irradiar al receptor de un concentrador solar, corresponde a la incidencia de la radiación solar concentrada sobre una pared sólida del reactor, o bien sobre una placa de algún material sólido al interior de alguna cámara de reacción. Esta placa se puede denominar “la muestra”. Al irradiar una muestra opaca con un concentrador solar, parte de la radiación que incide sobre la muestra es reflejada y otra parte es absorbida. La energía que absorbe la muestra le permite ganar calor y con ello se presenta un incremento en su temperatura, en consecuencia, la muestra emite energía con una potencia emisiva a dicha temperatura. En un concentrador solar la fuente de radiación externa es el sol, el cual si consideramos el espectro estándar de radiación solar, tiene una distribución de potencia emisiva espectral con un pico  $\lambda_{\max}$  en 0.6 micrones (Gueymard et al. 2002), mientras que una muestra, que por ejemplo al ser irradiada alcance los 2500 K, emitirá energía a una  $\lambda_{\max}$  en 1.16 micrones. El problema es que en un entorno solarmente irradiado ambos espectros se superponen y no es posible distinguir de manera inmediata la componente de emisión térmica de la muestra de la componente reflejada.

Las metodologías desarrolladas para la medición de temperatura en entornos solarmente irradiados se pueden dividir en tres grupos. La primera corresponde a la separación de la radiación reflejada de la emitida por una muestra por métodos de obturación de la radiación concentrada incidente. La obturación momentánea de la radiación permite medir la temperatura de la muestra sin que esta refleje radiación incidente. Ejemplo de ello es la pirometría por sectores rotantes como lo describe en su trabajo CONN & BRAUGHT en 1954; y la doble modulación, metodología que es aplicable en simuladores solares, que permite modular la frecuencia del arco eléctrico en las lámparas de un simulador (Alxneit 2011; Potamias et al. 2017). El segundo grupo incluye métodos de medición in situ, los cuales se denominan así porque permiten determinar durante la experimentación valores de emisividad y de temperatura de un material, por ejemplo la pirometría bicolor de Brenden y de Herne (Brenden et al. 1958), (Herne 1953), o la piroreflectometría de Hernández y Schubnell y Tschdi, (Hernandez et al. 1995) FAMP (Schubnell & Tschudi 1995, Tschudi & Schubnell 1999). El tercer grupo de metodologías corresponde a aplicación de filtros selectivos que les permiten acotar la visión de un pirómetro en la banda de absorción atmosférica de los 1.398 micrones, el llamado “solar blind”, (Tschudi & Morian 2001; Hernandez et al. 2004). Existen estudios que buscan probar el solar blind en otras bandas de absorción (Hernandez et al. 2004) para finalmente aprovechar la absorción espectral en el espectro de radiación solar al pasar por las etapas ópticas de helióstato y concentrador (Marzo et al. 2014; Ballestrín et al. 2009).

El uso de filtros selectivos depende en gran medida de una caracterización espectral del sistema que se piensa utilizar para irradiar a las muestras. Los métodos de medición in situ, por el modo en que trabajan, requieren de referencias externas que estén siendo monitoreadas junto con la muestra que se desea medir, lo cual implica montajes experimentales más elaborados. Los métodos de obturación, como los sectores rotantes, dependen de que el bloqueo de la radiación no sea tan prolongado como para que la estabilidad térmica de la muestra decaiga, además de que en sus inicios fueron dispositivos mecánicos que inducían vibraciones en la muestra, provocando un desenfoque del pirómetro sobre la muestra. El objetivo del presente trabajo es presentar una nueva metodología de obturación de la radiación solar y el avance que se tiene en su implementación. La obturación de la radiación permitirá separar el espectro de radiación emitido por la muestra, del espectro de radiación reflejado y permitirá leer solo la temperatura referente a la potencia emisiva de la muestra.

## METODOLOGÍA

La temperatura medida por un sensor de no contacto -como un pirómetro- en una superficie calentada mediante la irradiación solar, no corresponde en realidad a la temperatura real de la superficie, sino a la interpretación de su radiosidad que hace el instrumento, considerando en la lectura tanto la componente de emisión térmica de la muestra, como la componente de la irradiación solar reflejada por la misma. Para poder medir de forma precisa la temperatura de la muestra, se requiere entonces de alguna técnica para desacoplar la información radiativa detectada en conjunto por el termómetro de no contacto, o bien para bloquear la componente reflejada de la irradiación sin alterar de forma significativa el estado térmico de la muestra.

Dentro de este último enfoque, las propiedades optoelectrónicas de las películas de polímeros dispersos en cristal líquido (o PDLC, por el acrónimo de su expresión en inglés), de uso recurrente en la actualidad para el control de la iluminación natural en las edificaciones, resultan muy útiles para su uso en una técnica de obturación de alta velocidad para el bloqueo momentáneo de la irradiación solar en una medición de temperatura de no contacto de una muestra solarmente irradiada. Así, la metodología propuesta consiste en utilizar una pantalla de PDLC como un obturador colocado entre el sol y el sistema de concentración que, mediante la estimulación eléctrica adecuada, permita modular la irradiación solar sobre la muestra en pulsos de escalón los suficientemente breves respecto de su respuesta térmica como para permitir efectuar las mediciones de la potencia emisiva de la superficie con el sensor óptico de no contacto sin influenciar de manera perceptible su temperatura. Las particularidades experimentales de esta metodología se detallan a continuación.

### PROPUESTA EXPERIMENTAL

En la Fig. 1 se presenta el esquema experimental propuesto para la implementación de la metodología descrita en la sección anterior. La muestra será irradiada por radiación solar concentrada proveniente de un heliostato en haces paralelos al eje óptico del sistema de concentración, que pasarán previamente a través de una ventana PDLC, colocada en el camino óptico entre el heliostato y el concentrador, mientras ésta se encuentra en su estado de máxima transmisividad óptica, o estado "ON", conseguido mediante la presencia de estimulación eléctrica a través de una diferencia de potencial (Fig.1). El flujo radiativo concentrado  $G$  incidirá en la zona focal del sistema, donde se encontrará colocada la cámara de reacción, que en su interior alojará la muestra, que ganará una cantidad de energía  $\alpha G$  y aumentará su temperatura, emitiendo en consecuencia la radiación térmica correspondiente  $E_m$ , que será detectada por el pirómetro junto con la irradiación solar reflejada  $\rho G$ , siendo  $\alpha$  y  $\rho$  la absorptividad y la reflectividad respectivas de la muestra. Cuando el estímulo eléctrico sobre la ventana PDLC es detenido, su estado óptico cambiará al valor de mínima transmisividad, o estado "OFF", bloqueando momentáneamente el paso de la radiación proveniente del heliostato, permitiéndole al pirómetro la detección de la potencia emisiva  $E_m$  de la muestra sin el efecto de la irradiación reflejada, registrando así la temperatura correcta.

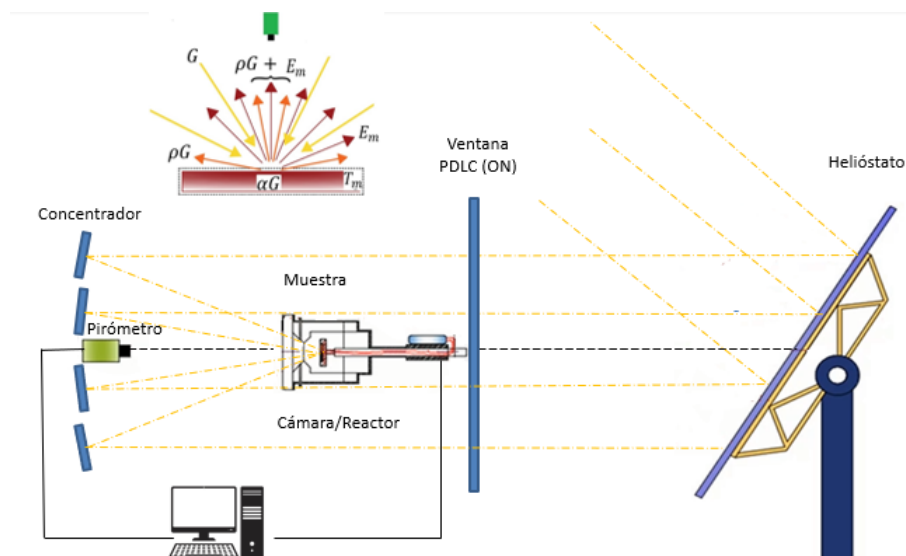


Fig. 1. Propuesta del diseño experimental: con ventana PDLC que puede estar estados ON y OFF.

Para conseguir una implementación exitosa de esta propuesta experimental, se requiere efectuar una serie de calibraciones de los instrumentos de medición y de caracterizaciones previas de los distintos elementos del arreglo experimental, como la determinación de la transmisividad de la película PDLC, y su efecto en el perfil del flujo radiativo del sistema de concentración, así como de los tiempos de respuesta térmicos característicos de la muestra. La descripción de estas caracterizaciones y calibraciones se hará en las secciones siguientes.

### PELÍCULA PDLC

Existen materiales a base de polímeros o vidrio, que pueden cambiar su nivel de transparencia cuando son estimulados con una señal eléctrica. El cristal líquido (LC) es uno de estos materiales que permiten conmutar su transmitancia cuando se le suministra corriente alterna (AC). Una película PDLC es un material que contiene al cristal líquido disperso en una matriz de polímero, la cual se encuentra en medio de dos capas que también pueden ser de otro polímero o un cristal. Cuando se estimula la película PDLC, los cristales líquidos que contiene, se orientan internamente de modo que permiten el paso de la luz y en este estado se comporta como un material transparente. Cuando se suspende el suministro de CA, la orientación del cristal se vuelve aleatoria y la luz que intenta cruzar por dicha película se dispersa de manera difusa, lo que ofrece un estado translúcido o de baja transmitancia, (Ghosh & Mallick 2018).

Para determinar el nivel de transmitancia de la película PDLC en sus dos estados de operación, estado excitado (ON) y no excitado (OFF), se realizó una caracterización de su espectro de transmitancia. Para ello se utilizó un espectrofotómetro con rango de operación de 300-2000 nm. En la Fig. 2 se presenta el espectro de radiación solar estándar y las curvas de transmitancia de la película en estado ON y OFF. Una vez conocidos los espectros de transmitancia nos interesa conocer su comportamiento al paso del espectro de la radiación solar. En la misma Fig. 2 se muestra el espectro de radiación solar estándar en una línea negra. Se delimita entre líneas rojas verticales la zona correspondiente al espectro de radiación visible (400-700 nm) en la cual se puede apreciar que el comportamiento de la película tiene la mayor transparencia en estado ON y la más baja transmitancia en estado OFF, con lo cual se espera conseguir un bloqueo de la radiación solar. Con los espectros de transmitancia de la película PDLC, se calculó la transmitancia espectral respecto al espectro de radiación solar estándar con la ecuación 1 (Duffie and Beckman, 1991). De los resultados obtenidos se tiene un valor para  $\tau_{ON} = 76.2 \%$  y un valor de  $\tau_{OFF} = 7.9 \%$ .

$$\tau = \frac{\int_{300}^{2000} \tau_{\lambda} G_b d\lambda}{\int_{300}^{2000} G_b d\lambda} \quad (1)$$

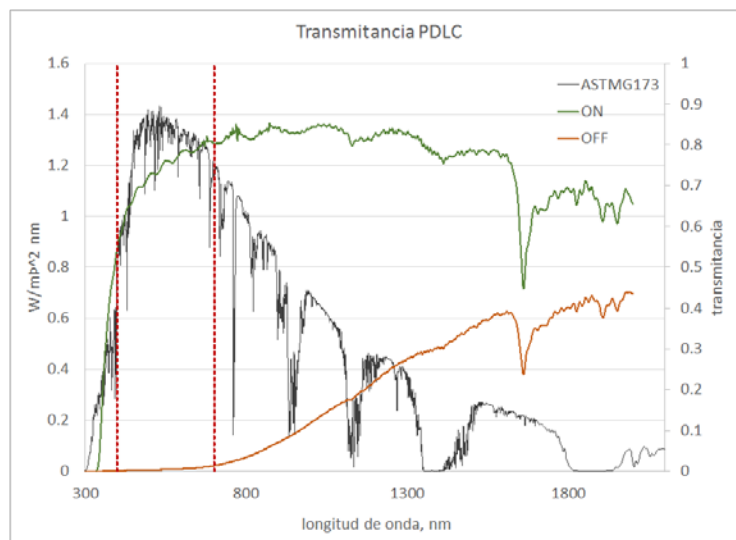


Fig. 2 Espectro de transmitancia para película PDLC

### SISTEMA DE CONCENTRACIÓN

El horno solar utilizado es el mini horno solar (MHS) del IER-UNAM que su óptica de concentración se compone de 18 espejos esféricos de primera superficie montados en una estructura plana, los cuales tienen 30 cm de diámetro y está hecho de vidrio aluminizado con una reflectividad media de 0.95 sobre el espectro solar. Se agrupan en tres conjuntos de seis espejos cada uno, denominados A, B y C. La diferencia entre los tres conjuntos de espejos es la distancia focal con valores cercanos a los 2 m. La superficie total de los reflectores es de 1.27 m<sup>2</sup>. El MHS también consta de un heliostato de 5.6 m<sup>2</sup> formado por 4 facetas (1.2 m x 1.2 m) montadas sobre una estructura planar que a su vez está montada sobre un cabezal que le permite tener un movimiento azimutal y de elevación. Con este sistema, se consigue que la radiación solar sea reflejada paralelamente al eje óptico de conjunto de espejos.

La Figura 3 muestra: a) una representación esquemática del MHS y b) los tres conjuntos de espejos. La imagen de la radiación solar concentrada por el MHS en su zona focal, es de aproximadamente 2.8 cm de diámetro con una concentración media cercana a los 3000X, y un pico de concentración solar por encima de 4600X como se describe en el trabajo de (Jaramillo et al. 2008).



Fig 3. a) Fotografía esquemática del MHS, b) Configuración de los tres grupos de espejos,

### CÁMARA DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA

Para implementar esta metodología de medición de temperaturas en el interior de receptores/reactores, se utiliza una cámara diseñada exprofeso para tener mediciones de temperatura fijas similar al de reactores termoquímicos, con la variante de que, en el fondo de la cavidad, se ubica la muestra (50 mm de diámetro) como se puede ver en la Fig. 4.

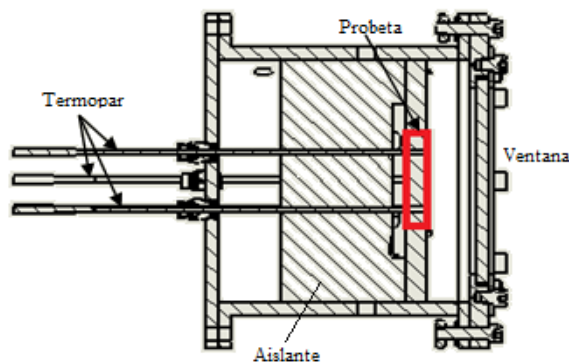


Fig. 4. Esquema de la cámara de medición de temperaturas.

Al colocar la película PDLC en la trayectoria óptica de los rayos solares que van del heliostato al concentrador del MHS, aún en su estado ON, se verá disminuida la cantidad de energía solar concentrada en la zona focal donde se ubica la muestra debido a la transmitancia de la película. Para determinar la disminución de esta energía, se realizó una simulación por trazado de rayos, utilizando el Software Tonatiuh (Ref..), donde se obtuvo la distribución de flujo incidente en la muestra ubicada dentro de la cámara. Se consideraron tres configuraciones distintas: a) el MHS sin la ventana PDLC, b) el MHS con una ventana PDLC enfrente del heliostato en modo ON ( $\tau_{ON} = 76.2\%$ ), y c), el MHS con una ventana PDLC enfrente del heliostato en modo OFF ( $\tau_{OFF} = 7.9\%$ ). En la figura 5 se muestra la distribución de flujo radiativo en la muestra en los tres casos propuestos y en la Tabla 1 se presentan los valores críticos obtenidos de esta modelación.

Como se puede ver en la Tabla 1, hay una penalización en el uso de la ventana PDLC del 23.8% de la potencia concentrada.

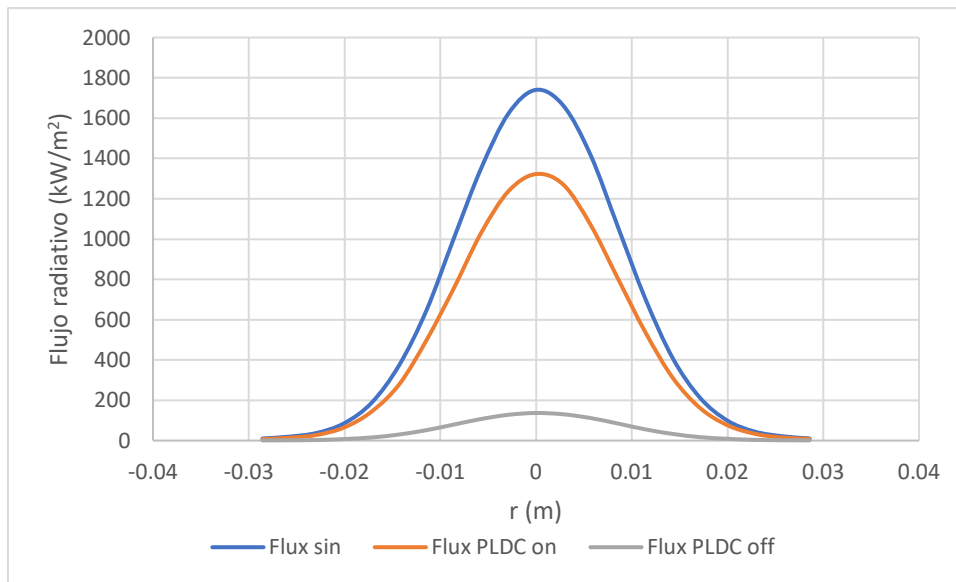


Fig. 5. Distribución de flujo radiativo en el MHS sin PLDC, con PLDC on y off.

Tabla 1. Valores críticos de la potencia concentrada.

Heliostato	Sin PDLC	Ventana PDLC ON	Ventana PDLC ON
t	100 %	76.2 %	7.9 %
Potencia concentrada (W)	854.6	649.3	61.5
Flujo radiativo pico (kW/m <sup>2</sup> )	1740.03	1315.4	123.8
Flujo radiativo promedio (kW/m <sup>2</sup> )	237.4	180.36	17.1

## CALIBRACIÓN DEL PIRÓMETRO Y CARACTERIZACIÓN TÉRMICA DE LA MUESTRA

Dentro de los experimentos previos destinados a calibrar los instrumentos de medición y a caracterizar los materiales de interés, la calibración más importante corresponde al pirómetro que se utilizará como sensor de temperatura de no contacto. El pirómetro en uso es un pirómetro Omega OS3750 monocromático, con detector de Si/InGaAs para una longitud de onda de 0.9  $\mu\text{m}$ , en un rango de medición de 400 a 3000  $^{\circ}\text{C}$ , teniendo una precisión nominal de  $\pm 6$   $^{\circ}\text{C}$  para  $T < 1000$   $^{\circ}\text{C}$  y de  $\pm 0.6$  % para  $1000$   $^{\circ}\text{C} < T < 1500$   $^{\circ}\text{C}$ , que es el rango de operación de interés en las aplicaciones de la metodología.

A partir de la ley de Planck se puede obtener una expresión para la emisividad efectiva del pirómetro empleando en el cálculo su longitud de onda de operación, su temperatura medida y la temperatura del cuerpo negro. Esta expresión debería coincidir con el valor de la emisividad del cuerpo negro, que es el valor de 1 ingresado manualmente en el instrumento, si y sólo si la temperatura medida por el pirómetro es igual a la temperatura del cuerpo negro, de manera que una desviación en este parámetro es equivalente a una desviación en la lectura de la temperatura registrada por el pirómetro. Se realizó la calibración y se encontró un offset en la emisividad seleccionada de  $-4\% \pm 1.9$  %.

El tiempo de respuesta térmica  $\tau$  de la muestra de referencia a utilizar (un disco de grafito de 7.9 mm de diámetro, 3.2 mm de espesor y 0.12555 Kg de masa), se determinó mediante el análisis de las curvas de temperatura contra tiempo del conjunto de termopares dispuestos a través de su geometría. En la Fig. 6 Izq. se muestra el arreglo experimental para la caracterización de este tiempo de respuesta térmica. El disco queda expuesto en su cara anterior, mientras la lateral y la posterior se encuentran aisladas por un dispositivo cerámico de alúmina de baja densidad, ver Fig. 6 Centro. La cara posterior del disco es calentada de manera uniforme –como puede deducirse de la conducta térmica de los termopares radialmente simétricos (25 mm de separación) al interior del disco y en las dos caras sometidas a intercambio térmico– a través de una resistencia eléctrica de 13.6  $\Omega$  sometida a una diferencia de potencial de 71 V-CA, considerando la potencia ( $V^2/R = 368\text{W}$ ) disipada por la resistencia como la medida del calor entregado al sistema por unidad de tiempo, ver Fig. 6 Der.



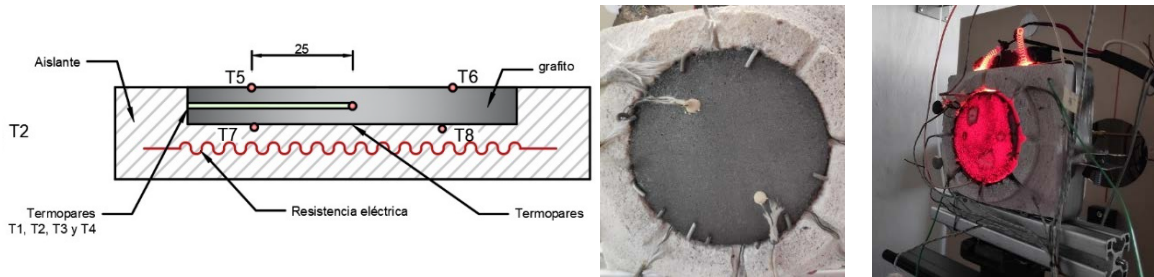


Fig. 6. (Izquierda) Arreglo experimental para la caracterización del tiempo de respuesta térmico del disco de grafito utilizado como material de referencia. (Centro) Disco montado en el dispositivo de aislante cerámico. (Derecha) Fotografía del dispositivo térmico durante el proceso de calentamiento eléctrico.

Las curvas de historia térmica de los termopares representativos de la superficie anterior (T5) y posterior (T7), ambos dispuestos a ~1mm de profundidad, así como del interior del disco (T1, a 3 mm de la cara anterior) durante el calentamiento y el enfriamiento de la muestra, conseguido al abrir el circuito eléctrico de la resistencia, se muestran en la Fig. 7.

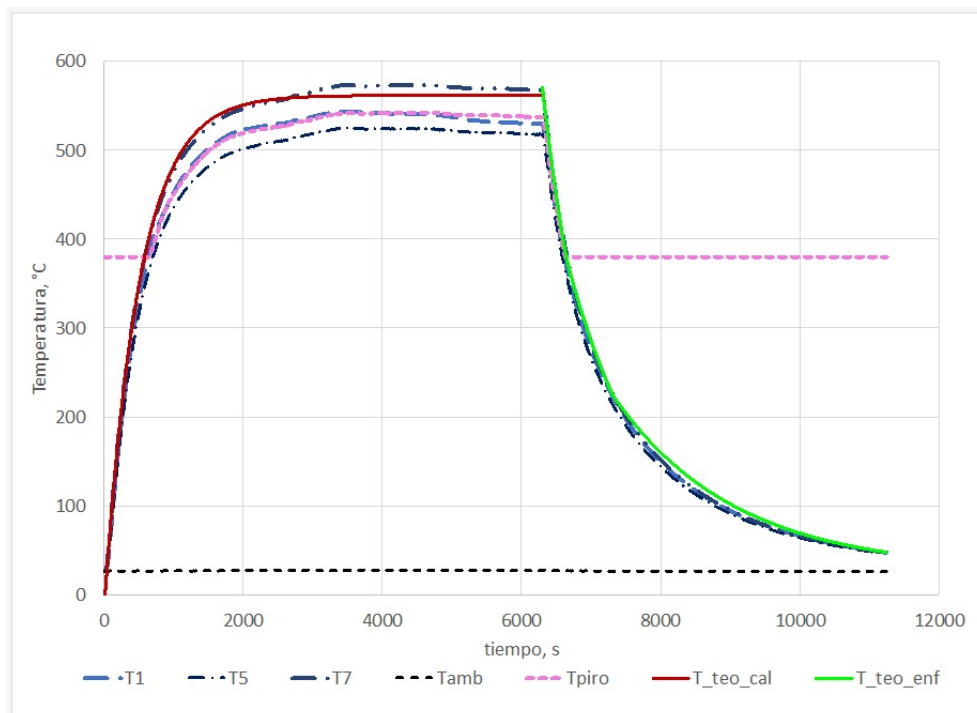


Fig. 7. Curvas de historia térmica de las caras anterior (T5) y posterior (T7), así como del interior (T1) del disco de grafito durante el proceso de enfriamiento/calentamiento.

Las ecuaciones de las curvas teóricas para la temperatura de la cara posterior del disco durante el calentamiento y el enfriamiento, obtenidas mediante un análisis de transferencia de calor propuesto recientemente por uno de los coautores (Moreno 2019), basado en un modelo de resistencias y capacitancias térmicas (Leinhard 2016) son respectivamente:

$$T_{\text{teo,cal}} = T_{\text{amb}} + (T_{\infty} - T_{\text{amb}}) (1 - \text{Exp}[-(t - t_{\text{off}})/\tau]) \quad (2)$$

$$T_{\text{teo,enf}} = T_{\text{amb}} + (T_0 - T_{\text{amb}}) \text{Exp}[-(t - t_{\text{off}})/\tau] \quad (3)$$

Los tiempos de respuesta utilizados para modelar estas curvas, graficadas también en la figura 7, aparecen en la Tabla 2.

Tabla 2. Tiempos de respuesta térmicos y valores iniciales de temperatura del disco de grafito

Proceso	$\tau$ / s	$\delta\tau$ / s	$T_0$ / °C
Calentamiento	502.6	1.4	26.83
Enfriamiento 1 ( $t < 343$ s)	792.8	1.0	570.81
Enfriamiento 2 ( $343$ s $< t < 1012$ s)	1159.7	1.9	376.66
Enfriamiento 3 ( $1012$ s $< t$ )	1747.8	1.1	233.32

El comportamiento temporal de la temperatura medida con el pirómetro, con una emisividad seleccionada como 1, coincide muy bien con la medición de la temperatura interna del disco ( $T_1$ ); sin embargo, aún falta por considerarse el efecto del offset de calibración de la emisividad en dicha temperatura, que idealmente debería coincidir con el valor de la temperatura de la superficie anterior ( $T_7$ ). Investigaciones en progreso sugieren que esta discrepancia puede deberse al cambio en la emisividad del material con la temperatura, y los resultados de éstas, así como el modelo de transferencia de calor mencionado, serán reportados en otras publicaciones posteriores.

## CONCLUSIONES

Se presentó una nueva metodología de obturación de la radiación solar para superficies sólidas expuestas a radiación solar concentrada, mediante el uso de una película PDLC, que permitirá separar el espectro de radiación emitido por la muestra, del espectro de radiación reflejado, y permitirá leer solo la temperatura referente a la potencia emisiva de la muestra, utilizando un pirómetro monocromático.

Se presento el avance de la implementación de esta metodología describiendo el arreglo experimental consistente de un horno solar (MHS IER-UNAM), de la ventana de película PDLC y de una cámara de medición de temperatura. Se presentaron las transmitancias de la película PDLC mostrando la pertinencia para esta aplicación solar. Y se presentaron la calibración del pirómetro monocromático y la determinación del tiempo de respuesta térmico de la muestra a utilizar.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se llevó a cabo en el Instituto de Energías Renovables de la UNAM, con el financiamiento del proyecto PAPIIT IG100919. Javier Licurgo agradece al Fondo CONACYT-SENER por la beca de posgrado. Claudio A. Estrada agradece a DGAPA la beca PAPIIT para estancia sabática en la Universidad de Arizona.

## REFERENCIAS

Alonso, E. et al., 2015. First experimental studies of solar redox reactions of copper oxides for thermochemical energy storage. *Solar Energy*, 115, pp.297–305. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X15001206>.

Alonso, E. et al., 2017. Use of rotary kilns for solar thermal applications : Review of developed studies and analysis of their potential. *Solar Energy*, 144, pp.90–104.

Alxneit, I., 2011. Measuring temperatures in a high concentration solar simulator - Demonstration of the principle. *Solar Energy*, 85(3), pp.516–522. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2010.12.016>.

Ballestrín, J. et al., 2009. A solar-blind IR camera prototype. *SolarPaces Conference*, pp.1–8.

Brenden, B.B., Newkirk, H.W. & Woodcock, S.H., 1958. A study of temperature measurement in a solar furnace. *Solar Energy*, 2(1), pp.13–17. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X58900033>.

- Carvajal-Campos, Y. et al., 2019. Synthesis and characterization of tantalum carbide nanoparticles using concentrated solar energy. *Advanced Powder Technology*, 30(11), pp.2574–2579.
- Ceballos-Mendivil, L.G. et al., 2015. Synthesis of silicon carbide using concentrated solar energy. *Solar Energy*, 116, pp.238–246.
- Conn, W.M., 1951. A Solar Furnace of 120 Inches Diameter for Studying Highly Refractory Substances. *Review of Scientific Instruments*, 22(12), pp.945–951. Available at: <http://aip.scitation.org/doi/10.1063/1.1745835>.
- CONN, W.M. & BRAUGHT, G., 1954. Separation of Incident and Emitted Radiations in a Solar Furnace by Means of Rotating Sectors. *Journal of the Optical Society of America*, 44(1), p.45. Available at: <http://www.opticsinfobase.org/abstract.cfm?URI=josa-44-1-45>.
- Gallo, A. et al., 2019. A lab-scale rotary kiln for thermal treatment of particulate materials under high concentrated solar radiation: Experimental assessment and transient numerical modeling. *Solar Energy*, 188, pp.1013–1030.
- Gueymard, C.A., Myers, D. & Emery, K., 2002. Proposed reference irradiance spectra for solar energy systems testing. *Solar Energy*, 73(6), pp.443–467.
- Hernandez, D. et al., 2004. Analysis and Experimental Results of Solar-Blind Temperature Measurements in Solar Furnaces. *Journal of Solar Energy Engineering*, 126(1), p.645.
- Hernandez, D. et al., 1995. Bicolor pyroreflectometer using an optical fiber probe. *Review of Scientific Instruments*, 66(12), pp.5548–5551.
- Herne, H., 1953. The theoretical characteristics of bichromatic pyrometers. *Applied Physics*.
- Jaramillo, O. a. et al., 2008. A flat-plate calorimeter for concentrated solar flux evaluation. *Renewable Energy*, 33(10), pp.2322–2328.
- Kodama, T., 2003. High-temperature solar chemistry for converting solar heat to chemical fuels,
- Marzo, A. et al., 2014. Solar blind pyrometry not relying on atmospheric absorption bands. *Solar Energy*, 107, pp.415–422.
- Potamias, D., Alxneit, I. & Wokaun, A., 2017. Double modulation pyrometry: A radiometric method to measure surface temperatures of directly irradiated samples. *Review of Scientific Instruments*, 88(9).
- Schubnell, M. & Tschudi, H.R., 1995. Simultaneous measurement of irradiation, temperature and reflectivity on hot irradiated surfaces. *Applied Physics A Materials Science & Processing*, 60(6), pp.581–587.
- Tschudi, H.R. & Morian, G., 2001. Pyrometric Temperature Measurements in Solar Furnaces. *Journal of Solar Energy Engineering*, 123(2), p.164. Available at: <http://solarenergyengineering.asmedigitalcollection.asme.org/article.aspx?articleid=1456201>.
- Tschudi, H.R. & Schubnell, M., 1999. Measuring temperatures in the presence of external radiation by flash assisted multiwavelength pyrometry. *Review of Scientific Instruments*, 70(6), pp.2719–2727. Available at: <http://aip.scitation.org/doi/10.1063/1.1149835>.



## CORRECCIÓN DE LA DERIVA EN SISTEMAS DE SEGUIMIENTO SOLAR A TRAVÉS DE CONTROL DE LAZO CERRADO

**González-Camarillo H.\***, **Calleja R.\*\***, **Pérez-Enciso R.A.\*\***, **Pérez-Rábago C.A.\***, **Estrada-Gasca C.A.\***

\*Instituto de Energías Renovables, UNAM, Priv. Xochicalco, Temixco, 62580, (Morelos), México,  
[hgoca@ier.unam.mx](mailto:hgoca@ier.unam.mx)

\*\* Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Sonora, Blvd. Encinas y Rosales, Hermosillo, 83000, (Sonora), México, [ramiro.calleja@unison.mx](mailto:ramiro.calleja@unison.mx)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2071>

### RESUMEN

Los sistemas de seguimiento solar de dos ejes en aplicaciones de concentración solar requieren una mayor precisión en el seguimiento automático de la posición aparente del Sol, esto con el fin de mantener la radiación solar concentrada en una posición fija en el receptor del sistema, ya que una mínima variación se traduce en un desplazamiento (deriva) del spot de concentración de la zona de interés. Este trabajo se centra en la discusión de los métodos implementados para la solución de los problemas de deriva y corrección de los ángulos de elevación y acimut en los dispositivos de seguimiento solar. Para llevar a cabo la evaluación de la corrección de la deriva, se emplearon dos dispositivos de seguimiento solar de dos ejes de movimiento. Un Helióstato de 36 m<sup>2</sup> (E3) ubicado en la Plataforma Solar de Hermosillo, Sonora, México. El segundo es un concentrador solar reflectivo de no imagen tipo Fresnel para la caracterización de celdas fotovoltaicas ubicado en el IER-UNAM en Temixco, Morelos, México. El análisis planteado en este documento se basa principalmente en la comparativa de los resultados obtenidos a partir de implementar una estrategia de control de lazo abierto y cerrado. El control de lazo abierto consiste en un código de programación que realiza el cálculo de la posición del Sol mediante algoritmos propuestos por distintos autores, y que permiten enviar señales de comando a los actuadores de los ejes de acimut y elevación en ambos dispositivos de seguimiento. Para la metodología de lazo cerrado se utiliza un sistema óptico de retroalimentación que trata de un dispositivo de visión (CCD) que permite observar la posición del Sol en tiempo real.

**PALABRAS CLAVE:** Seguimiento Solar, Lazo Abierto y Cerrado, Corrección Posición, Procesamiento Imágenes.

### ABSTRACT

Two axis solar tracking systems require high precision regarding automatic tracking of apparent sun position for solar concentration applications. This, with the aim of maintaining the concentrated solar radiation in a fixed position in the system's receiver. This is so, because a minimum variation results in a deviation (drift) of the solar image concentrated in the area of interest. This work focuses on a discussion of implemented methods for solving drift problems and a correction of elevation and azimuth angles in solar tracking devices.

Two sun tracking devices of two axes movement were used in order to evaluate drift correction. The first one was a 36 m<sup>2</sup> heliostat (named E3), located in the Solar Platform in Hermosillo, Sonora, México. The second tracking device was a solar concentrator Fresnel type for characterizing photovoltaic cells (FRESNEL) located at IER-UNAM, Temixco, Morelos, México. The analysis of this document is mainly based on the comparison of obtained results from implementing an open-loop and close-loop control strategy. Open-loop control consists of a program code that calculates the Sun's position using algorithms suggested by different authors, it allows send command signals to elevation and azimuth axis actuators on both tracking devices. Closed-loop methodology uses an optical feedback system, which refers to a vision device (webcam) that allows observing in real time the Sun's position.

**KEYWORDS:** Tracking Sun, Open Loop Control, Close Loop Control, Correct Position, Image Processing.

### INTRODUCCIÓN

El seguimiento solar es un método para mantener el colector solar, ya sea fotovoltaico (PV) o fototérmico, en una posición perpendicular a la radiación solar, para aumentar la energía colectada y recibir la máxima radiación solar en todo momento (Sidek et al., 2017). En general, existen dos tipos fundamentales de sistemas de seguimiento solar clasificados según sus grados de libertad y que pueden implementarse como estructuras de un solo eje y estructuras de doble eje para sistemas que requieren mayor precisión. El sistema seguimiento de eje único con un grado de

libertad rastrea el movimiento del Sol en una orientación Este – Oeste a lo largo del día, mientras que un sistema de seguimiento de doble eje también rastrea el ángulo de elevación (Kumar, 2011), por lo que tendrá una mayor eficiencia en comparativa con el de un solo eje debido a que sus dos ejes de rotación permiten mantener la superficie del colector perpendicular a los rayos de luz y así obtener la máxima energía del Sol, como se muestra en la Fig. 1. La detección de la posición del Sol y la construcción de dispositivos capaces de guiar las estructuras de seguimiento para que se capture la mayor cantidad de luz solar desempeña un papel fundamental en el uso de la energía solar (Melo, Filho, De Oliveira Júnior, Zolnier, & Ribeiro, 2017). El dispositivo utilizado para llevar a cabo esta tarea se denomina sistema de control, el cual permite rastrear la posición del sol y seguirla mediante una metodología de control.

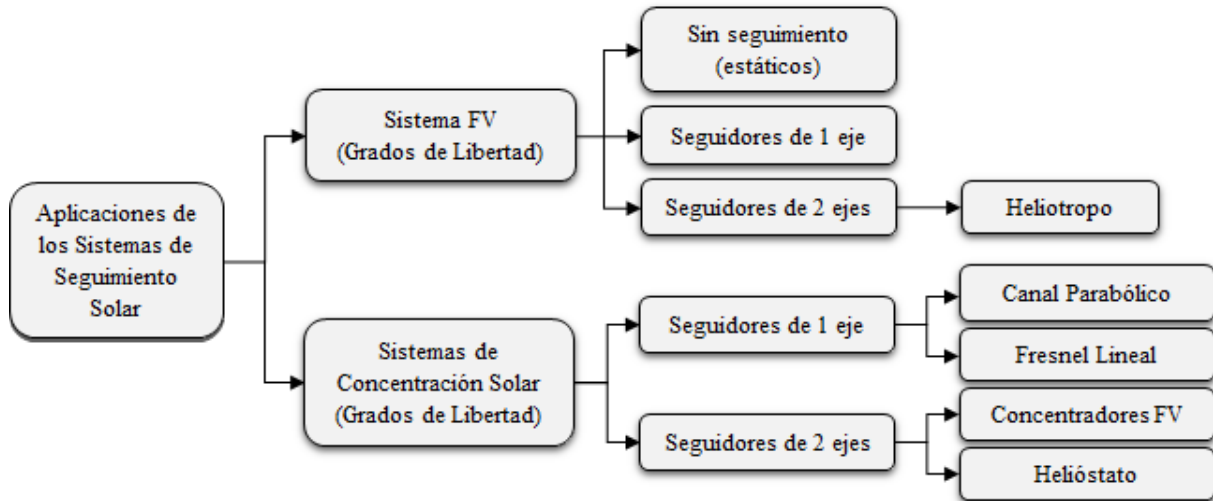


Fig. 1. Clasificación de sistemas de seguimiento solar.

Referente a la metodología de control, existen tres tipos principales: sistemas pasivos, sistemas de lazo abierto y sistemas de lazo cerrado, como se observa en el diagrama de la Fig. 2. Los sistemas de control pasivos realizan la predicción de la posición solar mediante distintas propiedades de las materias (control de presión, disposiciones mecánicas o expansión térmica) por lo que no utilizan sensores electrónicos ni actuadores. El sistema pasivo no mide la posición solar con precisión, aunque son confiables y de diseño simple debido a la exclusión de cualquier dispositivo electrónico de control o motores, y son casi libres de mantenimiento (Foundation et al., 2015). No obstante, el sistema puede conducir a movimientos impredecibles debido a la mecánica, por lo que tal movimiento, ocurre especialmente en días nublados, cuando el Sol es visible e invisible por estar cubierto aleatoriamente por nubes (Chowdhury, Khandakar, Hossain, & Abouhasera, 2019).

En los sistemas de control de lazo abierto una computadora o microprocesador realiza el cálculo de posición del movimiento aparente del Sol por medio de algoritmos o fórmulas matemáticas para enviar comandos a los actuadores para posicionar el seguidor solar. Estos sistemas dependen de la ubicación geográfica y el tiempo estándar. En esta estrategia de control realizará el cálculo de la posición del Sol independientemente de las condiciones de nubosidad y posicionarán el generador en función de los valores calculados (Melo et al., 2017). El método de seguimiento solar por lazo abierto no requiere como base sensores de seguimiento solar puesto que no observa la salida de los procesos que está controlando. Por consiguiente, un sistema de control de lazo abierto no puede corregir ningún error y por lo tanto no puede compensar las perturbaciones en el sistema (Azizi & Ghaffari, 2013).

La metodología de control en los sistemas de lazo cerrado tiene una mayor precisión en la ubicación del punto de máximo rendimiento y se basa principalmente en obtener la información de sensores electroópticos que estiman la posición real del Sol. Esta información se transfiere a un controlador desde estos sensores que detectan parámetros relevantes inducidos por el Sol, se manipulan en el controlador y producen una salida. Esta salida se produce mediante la iluminación diferencial de los sensores electroópticos que a su vez envía una señal de control diferencial que se encarga de comandar la estructura del seguidor y orientarlo en una determinada dirección a tal modo que la iluminación de los sensores electroópticos se equilibra. La implementación de estos sistemas es muy popular, ya que tienen un efecto positivo en el aumento de la eficiencia en días soleados, sin embargo, estos sistemas tienen el inconveniente de no poder detectar la posición del Sol en un día nublado o un día soleado intermitente.

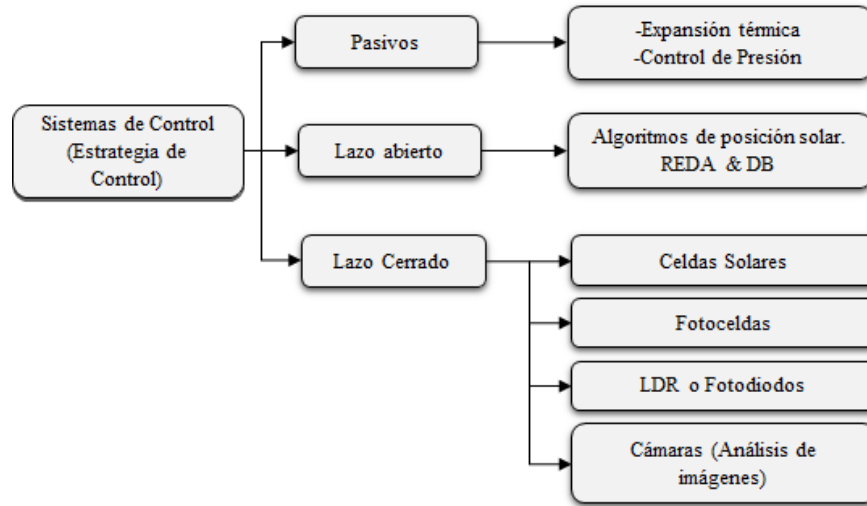


Fig. 2. Tipos de sistemas de control de seguimiento solar.

Los sistemas de control de lazo cerrado son complejos debido al uso de diferentes y/o numerosos sensores. Además, requiere una instalación muy precisa en la estructura (Chowdhury et al., 2019). En estos sistemas de control se pueden implementar distintos dispositivos con sensores activos, como cámaras con dispositivos de carga acoplada (CCD: Charge-Couple Device, por sus siglas en inglés), fotoceldas, fotodiodos y/o resistencias dependientes de la luz (LDR), entre otros, tal y como se menciona en la clasificación de la Fig. 2. Estos sensores presentan diseños entre los cuales se encuentran los fotodiodos de efecto lateral, los cuales están hechos de un área de fotodiodo único con múltiples puntos de conexión, así como los detectores de cuadrante, hechos de cuatro fotodiodos de área igual (Mäkynen, 2000). Ambos diseños determinan la posición tomando una medición diferencial. Los fotodiodos de efecto lateral utilizan el efecto fotoeléctrico lateral para producir una fotocorriente diferencial dependiente de la posición; los sensores de cuadrante dependen de la distribución espacial de cuatro fotodiodos o resistencias LDR para permitir la resta de áreas opuestas. Ambos diseños de dispositivos poseen aplicaciones que detectan de movimiento, la vibración, y alineación de los sistemas de seguimiento solar (Welch & Christen, 2015).

Este trabajo, propone el desarrollo de un sistema de control de lazo cerrado implementado en dos sistemas de concentración solar de doble eje, el primero se refiere a un helióstato de 36 m<sup>2</sup> ubicado en la plataforma solar de Hermosillo, Sonora. Mientras que el segundo se trata de un sistema de concentración solar fotovoltaica (CPV) tipo Fresnel para la caracterización de celdas de alta eficiencia, ubicado en la plataforma solar del IER-UNAM, en Temixco, Morelos (ver Fig. 3).



Fig. 3. Helióstato de 36 m<sup>2</sup> (a) y Concentrador tipo FRESNEL (b).

La configuración del sistema de control se basa en un controlador principal que realiza el cálculo de la posición solar mediante algoritmos que envían señales de comando a los actuadores de los ejes de acimut y elevación de ambos sistemas de seguimiento. Se utiliza un dispositivo de visión (CCD) para llevar a cabo el monitoreo del error de seguimiento a través del análisis de imágenes tomadas de manera continua en la proyección del sistema óptico en ambos sistemas. Un segundo dispositivo de visión también se configura como un sensor de retroalimentación que

permite corregir la deriva de seguimiento en ambos ejes de los seguidores solares y configurar el sistema de control como un sistema de lazo cerrado.

La estrategia de control de lazo abierto de esta propuesta se basa en algoritmos de posición solar para los cuales se desarrolló un código programado en un dispositivo embebido de tiempo real (NI myRIO de National Instruments) con E/S configurables para comandar los actuadores de los sistemas de seguimiento solar. Se tomó en cuenta el análisis comparativo desarrollado (Pérez-Enciso et al., 2015) para dos códigos propuestos por diferentes autores. El primer algoritmo se basa en las ecuaciones de Benford J. E. Bock (Duffie & Beckman, 2013), el segundo fue propuesto por Reda (Reda & Andreas, 2004) también conocido como Algoritmo de Posicionamiento Solar del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL's SPA, por sus siglas en inglés). Con la comparativa de los resultados obtenidos al realizar las pruebas de seguimiento con ambos algoritmos, se optó por utilizar el código propuesto por Reda, ya que la deriva que presenta es significativamente menor, por lo que resulta necesario aplicar una estrategia de circuito cerrado que permita corregir la deriva residual.

### METODOLOGÍA

El sistema de control en lazo abierto consiste en un código de programación desarrollado en LabVIEW que realiza el cálculo de los ángulos del vector solar mediante un algoritmo de posición solar, que, para este caso, se utilizó como referencia el algoritmo de Duffie & Beckman, sin embargo, se propone de igual manera utilizar el algoritmo de REDA también conocido como Sun Position Algorithm, de NREL. Este código envía los comandos correspondientes a los actuadores para tener a lo largo del día un seguimiento de la posición aparente del Sol.

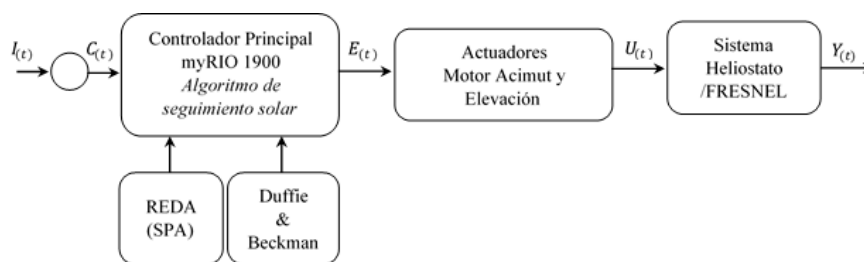


Fig. 4. Esquema del sistema de control en lazo abierto.

Puesto que el sistema en sí, es un sistema de control en lazo abierto, no existe retroalimentación alguna de la posición del heliostato, para implementar esta retroalimentación se desarrolló una estrategia de control de lazo cerrado (ver Fig. 5) la cual permite obtener señales de control que retroalimentan la posición de los dos ejes del concentrador FRESNEL con el fin de contener la deriva presentada a lo largo del tiempo y con ello corregir la posición objetivo de la proyección de la radiación concentrada sobre un blanco lambertiano.

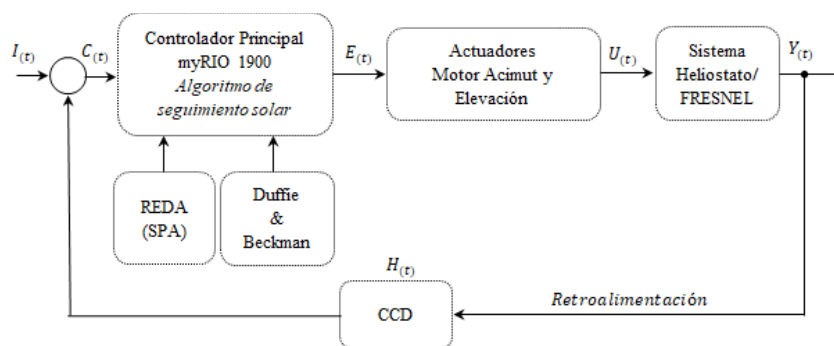


Fig. 5. Esquema del sistema de control en lazo cerrado.

Para la metodología de lazo cerrado se utiliza un sistema óptico de retroalimentación que trata de un dispositivo de visión (cámara CCD1) que permite observar la posición del Sol en tiempo real. Mediante un algoritmo de procesamiento de imágenes se establece una coordenada XY como referencia fija en la imagen de la cámara CCD1, posteriormente se obtiene la referencia dada por el centroide de la imagen formada por el Sol y se calcula el error generado por la desviación entre la posición actual del centroide y el punto de referencia fijo. Con este error se obtiene la señal de retroalimentación que proporciona los ángulos de corrección, los cuales se agregan a los ya calculados por el algoritmo de posición solar, esto con el fin de contener la deriva del dispositivo de seguimiento.



En la evaluación de la deriva de ambos sistemas de concentración, (Heliostato de 36 m<sup>2</sup> y concentrador FRESNEL), se llevó a cabo el planteamiento de dos diseños experimentales, ya que, para llevar a cabo las campañas de experimentación, se tiene que seguir dos principios de funcionamiento distintos. El heliostato de 36 m<sup>2</sup> debe captar la radiación solar y proyectarla hacia un blanco lambertiano en lo alto de una torre, por lo que es necesario que el vector normal al plano del espejo biseque el ángulo formado entre el vector de incidencia solar en función del tiempo  $\widehat{R}_i(t)$  y el vector de proyección ( $\widehat{R}_r(t)$ ), este último parte desde el centro del plano de espejo del heliostato hacia un punto objetivo de incidencia en el blanco lambertiano en lo alto de la torre. Es importante considerar que en este modo de operación el vector de proyección debe de apuntar siempre a la posición objetivo en el blanco lambertiano sin importar el ángulo de incidencia en este.

$$\widehat{n}(t) = \frac{\widehat{R}_r(t) + \widehat{R}_i(t)}{\|\widehat{R}_r(t) + \widehat{R}_i(t)\|}$$

Ec. (1)

El diseño experimental para el caso del heliostato de 36 m<sup>2</sup> (ver Fig. 6) consiste en colocar de manera estratégica el dispositivo óptico (cámara CCD1) sobre un pedestal fijo y en una posición que permita observar al Sol a través de una faceta del heliostato sin importar la posición que este vaya tomando en sus dos ejes de libertad. Esta posición del dispositivo permite mantener siempre el sensor de la cámara CCD1 y su campo de visión, sobre el vector de proyección ( $\widehat{R}_r$ ) y observar la posición del Sol en todo momento. Con este principio se realiza el cálculo del error de posición el cual permite enviar la señal de retroalimentación a los actuadores para hacer la corrección en los ángulos de seguimiento del heliostato. También, se colocó un dispositivo de visión adicional (cámara CCD2) para monitorear en todo momento la posición de la proyección de la mancha solar en el blanco lambertiano en lo alto de la torre.

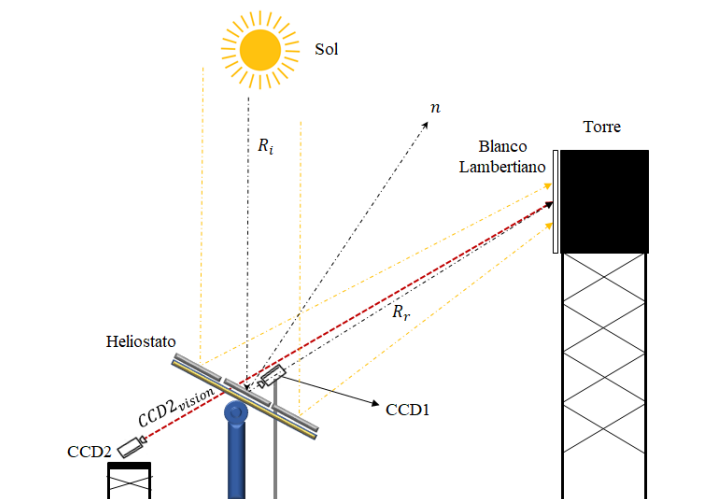


Fig. 6. Esquema experimental para la retroalimentación en el heliostato

El modo de funcionamiento del concentrador FRESNEL consiste en mantener el plano formado por el primer elemento óptico perpendicular al vector de incidencia de la radiación solar. Es decir, que la posición del eje óptico del concentrador estará siempre observando la posición del Sol a lo largo del día. Para el diseño experimental del concentrador FRESNEL (ver Fig. 7) se posicionó el dispositivo óptico (cámara CCD1) perpendicular al plano del concentrador, es decir se colocó en una posición paralela al eje óptico del concentrador a fin de mantener el vector de visión normal a la posición del Sol. La cámara CCD2 colocada sobre el eje óptico permite observar la proyección de la mancha solar sobre un blanco lambertiano a lo largo del tiempo de experimentación.

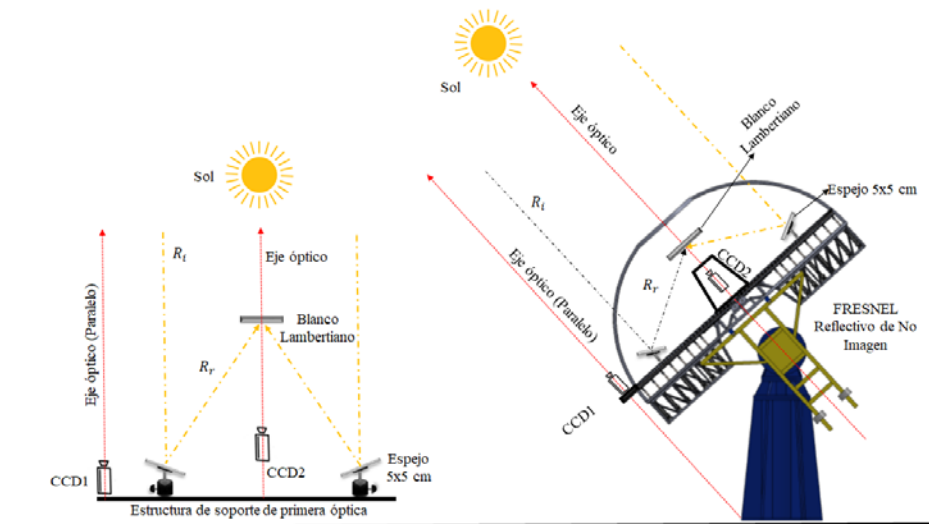


Fig. 7. Esquema experimental para la retroalimentación en el concentrador FRESNEL.

## RESULTADOS

A partir de los experimentos diseñados, se realizaron pruebas de seguimiento en los dos sistemas de concentración. Para ambos casos las pruebas de seguimiento se realizaron durante tres ensayos, el primer ensayo corresponde a la prueba de seguimiento solar en lazo abierto controlada por el algoritmo de Duffie & Beckman, la segunda prueba de seguimiento corresponde a el sistema de control de lazo abierto controlado por el algoritmo de REDA, y como tercera prueba se llevó a cabo el seguimiento solar en modalidad de lazo cerrado con el algoritmo de REDA. Esta última prueba resulta de la decisión tomada a partir de observar que con el algoritmo de REDA, el seguimiento presenta una deriva menor en comparativa con el Duffie & Beckman.

### Resultados Experimentales Helioestado 36 m<sup>2</sup>

El desplazamiento del centroide del spot en el blanco Lambertiano, fue captado con la CCD2 (ver Fig.6) en un periodo aproximado de 4hrs. En la figura 8 se aprecia la deriva del helioestado E3 controlado en lazo abierto por el algoritmo REDA, donde el error de desplazamiento, con respecto a su posición inicial, estuvo en el rango de 0 a 25 mrad en acimut y de -10 a 25 mrad en elevación. Por otro lado, con el modo en lazo cerrado, se observa una disminución significativa en la deriva puesto que el centroide del spot, en el blanco Lambertiano, se contuvo en el rango de 0 a 15 mrad en acimut y de -4 a 4 mrad.

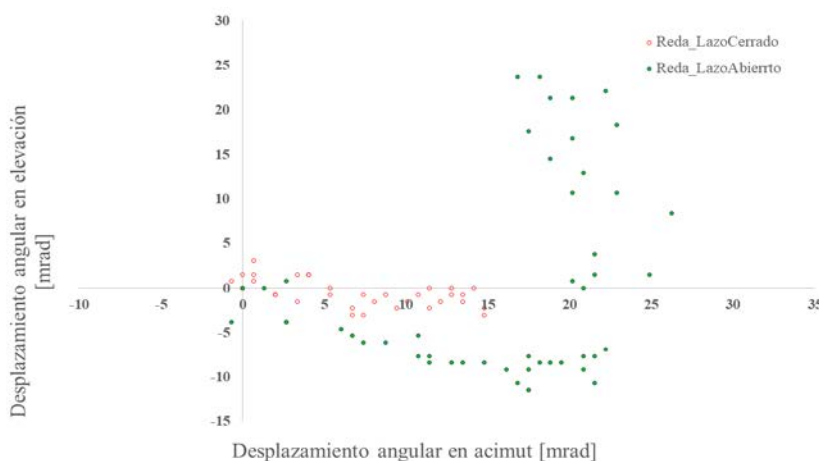


Fig. 8. Desplazamiento angular del centroide de la mancha solar reflejada en el blanco Lambertiano de la torre por el Helioestado de 36 m<sup>2</sup>.

Con la CCD1 (ver Fig.6) se obtuvo desplazamiento de angular del centroide de la imagen del sol, reflejada por una faceta, en un periodo de 4hrs. Cuando el Helioestado E3 es controlado solamente por el Algoritmo de REDA el CCD1 muestra el desplazamiento del centroide del sol (ver Fig.9), el cual estuvo dentro del rango de 0 a 23 mrad en acimut

y de -6 a 27mrad en elevación. Cuando el CCD1 se utilizó como retroalimentación, en el control del heliostato E3, mantuvo el desplazamiento del centroide dentro del rango de 0 a 0.5 mrad en ambos ejes.

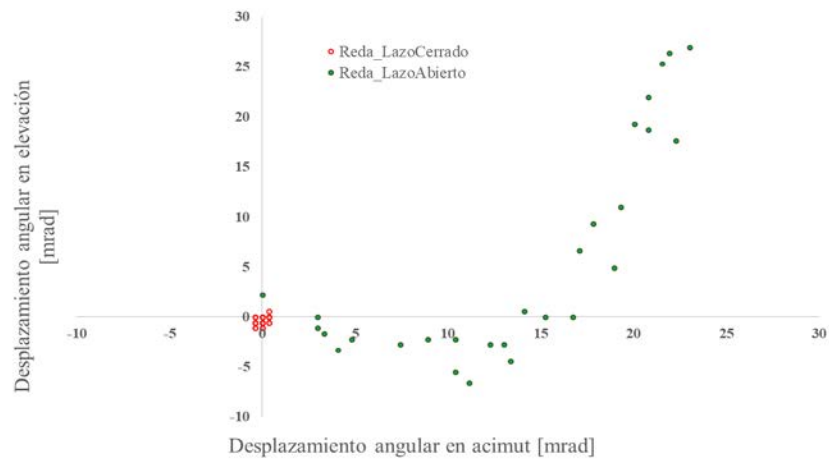


Fig. 9. Desplazamiento angular del centroide del Sol observado desde la cámara CCD1 a través de una faceta del Heliostato de 36 m<sup>2</sup>

Resultados Experimentales Concentrador FRESNEL

En la Figura 10 se muestran los desplazamientos angulares de la proyección del spot de concentración del FRESNEL sobre el blanco lambertiano. En esta figura se puede apreciar la comparativa de los tres ensayos, en color verde se muestra la deriva de la mancha solar con el algoritmo de Duffie & Beckman, para este caso se presentó un desplazamiento angular máximo de aproximadamente 40 miliradianes en el ángulo acimut, y aproximadamente 23 miliradianes en el ángulo de elevación, correspondientes a 2.39° y 1.31° respectivamente. El desplazamiento de la mancha solar sobre el blanco lambertiano desde el punto de referencia para este algoritmo, correspondió a 4.6 cm en la coordenada X (acimut) y de 2.5 cm en la coordenada Y (Elevación).

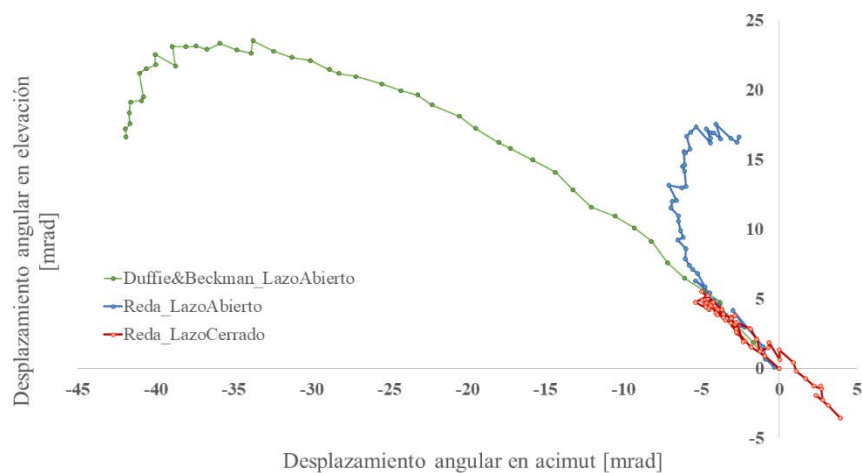


Fig. 10. Desplazamiento del centroide de la mancha solar reflejada en el blanco lambertiano en el concentrador FRESNEL (Cámara CCD 2).

En la Figura 11 se representa de igual manera la deriva del Sol observada desde la cámara CCD1 colocada sobre la estructura del concentrador FRESNEL; se realiza seguimiento solar para los algoritmos de Duffie & Beckman y Reda en lazo abierto y para el algoritmo de Reda con retroalimentación, es decir en lazo cerrado. Es importante señalar que el muestreo que realiza la cámara en la toma de imágenes en cada experimento corresponde a un periodo de 5 horas de operación del sistema en intervalos de 1 segundo, comenzando desde las 10:00 h hasta las 15:00 h.

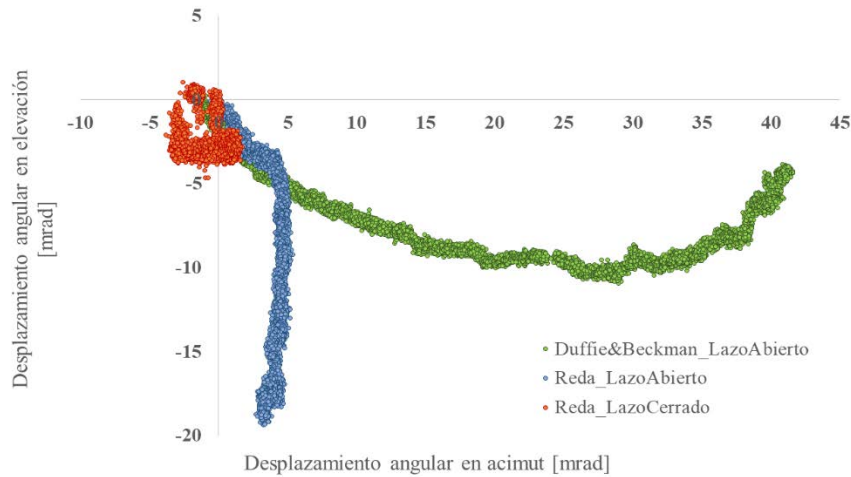


Fig. 11. Desplazamiento de la imagen del sol observada desde la cámara CCD1 en el concentrador FRESNEL.

En la Tabla 2. se muestra el comparativo de los desplazamientos de la mancha solar para los dos algoritmos en lazo abierto y en lazo cerrado de la proyección de la mancha solar sobre el blanco lambertiano del concentrador FRESNEL observado a partir de la cámara CCD1.

Tabla 2. Comparativo del desplazamiento de la mancha solar proyectada sobre el blanco lambertiano en el concentrador FRESNEL.

Grado de libertad	Desplazamiento [ mrad ]	Desplazamiento [ ° ]	Desplazamiento [ m ]
<i>a) Algoritmo Duffie &amp; Beckman en Lazo Abierto</i>			
Acimut	42	2.4	0.046
Elevación	23	1.31	0.025
<i>b) Algoritmo Reda en Lazo Abierto</i>			
Acimut	7	0.40	0.0076
Elevación	18	1.03	0.0197
<i>c) Algoritmo Reda en Lazo Cerrado</i>			
Acimut	5	0.28	0.0054
Elevación	6	0.34	0.0065

### CONCLUSIONES

La estrategia de control de lazo cerrado propuesta en este trabajo permitió contener la deriva de la mancha solar que se proyecta en el blanco lambertiano para ambos sistemas de seguimiento. Para el caso del sistema FRESNEL la contención de la deriva presentó una mejora de aproximadamente el 89.3% en el ángulo de acimut y aproximadamente 74% en el ángulo de elevación respecto al mayor desplazamiento presentado aplicando la estrategia de control de seguimiento solar en lazo abierto. Así, el sistema de control de seguimiento solar permite realizar el seguimiento de la posición aparente del sol con una precisión tal que se tenga la certidumbre de que la proyección de la mancha solar se mantendrá fija en un rango permisible sobre la zona de interés en el blanco lambertiano.

En el caso del heliostato E3, tomando como base los resultados del desplazamiento de la mancha solar en el blanco lambertiano, la contención de la deriva en acimut mejoró un 40% y un 77% en elevación, sin embargo, al ser el heliostato un sistema “off axis” se deben considerar los efectos de la distancia al blanco lambertiano, la proyección de los rayos reflejados en el periodo de prueba y que los ejes de giro (acimut, elevación) están desplazados de sus ejes de origen. Estos efectos provocan que el sistema presente un mayor desplazamiento del vector de proyección de la mancha solar sobre el blanco lambertiano a lo largo del tiempo, por lo que es prescindible considerar obtener una mayor precisión en los ángulos de corrección de la posición solar.

### AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se llevó a cabo en la plataforma Solar de Hermosillo de la Universidad de Sonora y en el Instituto de Energías Renovables de la UNAM. Hector González-Camarillo agradece al Fondo CONACYT-SENER por la beca de posgrado. Claudio A. Estrada agradece a DGAPA la beca PAPIIT para estancia sabática en la Universidad de Arizona.

## REFERENCIAS

- Azizi, K., & Ghaffari, A. (2013). Design and manufacturing of a high-precision sun tracking system based on image processing. *International Journal of Photoenergy*, 2013. <https://doi.org/10.1155/2013/754549>
- Chowdhury, M. E. H., Khandakar, A., Hossain, B., & Abouhasera, R. (2019). A low-cost closed-loop solar tracking system based on the sun position algorithm. *Journal of Sensors*, 2019. <https://doi.org/10.1155/2019/3681031>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. Retrieved from <http://eu.wiley.com/WileyCDA/WileyTitle/productCd-0470873663.html>
- Foundation, C., Lee, S. K., Han, Y. H., Lee, W., Ryu, W., & Foundation, C. (2015). *Passive solar tracking system to enhance solar cell output*.
- Kumar, V. S. S. (2011). Automatic Dual Axis Sun Tracking System using LDR Sensor. *International Journal of Current Engineering and Technogy*, 4(5), 3214–3217. <https://doi.org/10.14741/ijcet/4/5/2014/22>
- Mäkynen, A. (2000). Position-sensitive devices and sensor systems for optical tracking and displacement sensing applications (University of Oulu). Retrieved from <http://jultika.oulu.fi/files/isbn9514257804.pdf>
- Melo, A. G., Filho, D. O., De Oliveira Júnior, M. M., Zolnier, S., & Ribeiro, A. (2017). Development of a closed and open loop solar tracker technology. *Acta Scientiarum - Technology*, 39(2), 177–183. <https://doi.org/10.4025/actascitechnol.v39i2.29306>
- Pérez-Enciso, R., Brito-Bazan, E., Pérez-Rábago, C. A., Arancibia-Bulnes, C. A., Riveros-Rosas, D., & Estrada, C. A. (2015). Correction of the concentrated sunlight spot's drift of the IER-UNAM's solar furnace. *Applied Thermal Engineering*, 75, 1187–1191. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.05.045>
- Reda, I., & Andreas, A. (2004). Solar position algorithm for solar radiation applications. *Solar Energy*, 76(5), 577–589. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.12.003>
- Sidek, M. H. M., Azis, N., Hasan, W. Z. W., Ab Kadir, M. Z. A., Shafie, S., & Radzi, M. A. M. (2017). Automated positioning dual-axis solar tracking system with precision elevation and azimuth angle control. *Energy*, 124, 160–170. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.001>



## CARACTERIZACIÓN ÓPTICA DE UN REFLECTOR FRESNEL LINEAL MEDIANTE LA APLICACIÓN OTSunWebApp

**Gómez D.\*, Cardona G.\*\*, Pujol-Nadal R.\*\*\***

\* Estudiante del Grado de Ingeniería Electrónica y Automática, Universitat de les Illes Balears, Ctra. Valldemossa, km. 7.5, Palma, 07122, España, [d.gomezsos@hotmail.com](mailto:d.gomezsos@hotmail.com)

\*\*Departament de Matemàtiques i Informàtica, Universitat de les Illes Balears, Ctra. Valldemossa, km. 7.5, Palma, 07122, España, [gabriel.cardona@uib.es](mailto:gabriel.cardona@uib.es)

\*\*\*Departament d'Enginyeria i Construcció, Universitat de les Illes Balears, Ctra. Valldemossa, km. 7.5, Palma, 07122, España, [ramon.pujol@uib.es](mailto:ramon.pujol@uib.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2072>

### RESUMEN

En este artículo se presenta el diseño de un reflector lineal Fresnel (LFR) y su caracterización mediante el software libre OTSun, un programa de trazado de rayos basado en el método de Monte Carlo que permite obtener la eficiencia óptica de captadores solares. OTSun utiliza la librería de código abierto FreeCAD para generar la geometría del captador solar. A su vez, OTSun viene acompañado de la aplicación OTSunWebApp, con la cual el usuario puede hacer uso de algunas de las prestaciones más relevantes de OTSun sin la necesidad de instalar el código fuente de manera local. En cuanto al diseño del LFR, se compone de una serie de elementos que a partir de ciertos parámetros de entrada quedan definidos. Así pues, el objetivo de este artículo es diseñar la geometría de un concentrador solar con partes móviles en FreeCAD para ser simulado con OTSunWebApp. El LFR diseñado también ha sido simulado con Tonatiuh para comparar ambos resultados, y validar así los algoritmos implementados en OTSun. El artículo expone de manera precisa cómo realizar una simulación del LFR con la aplicación de libre acceso OTSunWebApp.

**PALABRAS CLAVE:** Captador Solar Térmico, Reflector Lineal Fresnel, Trazado de Rayos

### ABSTRACT

In this paper, a design of the geometry of a Linear Fresnel Reflector (LFR), and its characterization, is discussed using the free software OTSun, a ray tracing program based on the Monte Carlo approach which allows to obtain the optical efficiency of a solar collector. OTSun enables the importation of geometries created from the open source software FreeCAD. In addition, OTSun is accompanied by an online web-App, the OTSunWebApp, in which the user can use some of the most significant OTSun features without the need to install anything locally. As for the design of the LFR shown here, it is composed of a set of elements such that, from certain input parameters, they are defined. Thus, the aim of this paper is to design the geometry of a solar concentrator with moving parts in FreeCAD in order to be simulated in OTSun. The LFR design has been also simulated with Tonatiuh software in order to compare both results, and thus to validate the algorithm implemented in OTSun. The paper presents a step-by-step description on how to carry out a simulation of the LFR with the freely available OTSunWebApp.

**KEYWORDS:** Solar Thermal Collector, Linear Fresnel Reflector, Ray-Tracing

## INTRODUCCIÓN

Tanto por la estabilidad en la generación de la demanda energética, como por el agotamiento progresivo de los combustibles fósiles, es inevitable que las energías renovables estén ganando de cada vez más terreno en el sector eléctrico. Una de las tecnologías que está teniendo más importancia de cada vez más es la energía solar por concentración (*Concentrating Solar Power*, CSP), por las prestaciones que presenta en cuanto a estabilidad y almacenaje. Las tecnologías CSP concentran la luz del sol en un receptor con la finalidad de transferir energía a un fluido, que después puede ser transformada en electricidad. De esta manera se puede generar vapor que alimenta una turbina y generar electricidad. Entre las tecnologías de concentración solar más habituales nos encontramos con: el Concentrador Cilindro Parabólico, el Reflector Lineal Fresnel (LFR) y la Torre Central de Heliostatos.

Para simular el comportamiento óptico de un concentrador solar suelen utilizarse programas de trazado de rayos. Estos programas, haciendo uso de la óptica geométrica, generan rayos de manera aleatoria que interceptan con el captador solar, para así poder obtener la eficiencia del sistema. Los programas de trazado de rayos se basan, habitualmente, en métodos de Monte Carlo, donde se aplican las ecuaciones de óptica geométrica para determinar la interacción de la luz con el sistema. Existen varios softwares de trazado de rayos, algunos de ellos de código abierto (como OTSun y Tonatiuh), y otros licenciados comercialmente. Los autores de este artículo son desarrolladores del software OTSun (Cardona and Pujol-Nadal, 2017). OTSun utiliza la librería FreeCAD (Riegel et al., 2020), también de código abierto, para generar la geometría del captador. FreeCAD es un modelador 3D paramétrico desarrollado principalmente para diseñar objetos de la vida real de cualquier tamaño.

Durante el proyecto marco de OTSun se ha desarrollado también la aplicación web OTSunWebApp (Cardona G. and Pujol-Nadal R., 2018) que permite ejecutar algunas de las prestaciones de OTSun sin la necesidad de tener que instalar la librería de manera local. Se destacan aquí las siguientes prestaciones que ofrece la aplicación OTSunWebApp: obtención de la eficiencia óptica espectral, eficiencia óptica ponderada según el espectro solar, y una visualización del camino óptico de los rayos simulados en la escena. En la librería OTSun se han implementado gran diversidad de materiales para poder crear un sistema afín a la realidad, permitiendo considerar fenómenos tales como: longitud de onda de la luz, polarización de la luz, ángulo de incidencia, fenómenos de interferencia, atenuación de la luz en medios homogéneos (ley de Beer-Lambert), tamaño angular del sol según el modelo de Buie (Buie et al., 2003), movimiento de objetos para el seguimiento solar, dispersión en los espejos (mediante probabilidad bi-gaussiana), implementación de materiales reflectantes metálicos, refractivos (índice de refracción complejo), semiconductores (para aplicaciones PV) y selectivos (absorbedores térmicos), dispersión total difusa (materiales lambertianos), ... Para poder tener en cuenta todos estos fenómenos ha sido necesario implementar las ecuaciones de óptica de EM Fresnel en su sentido más amplio (sin aproximaciones), e implementar (de manera externa) el Método de la Matriz Transferencia (TMM) para poder considerar fenómenos de interferencia en películas delgadas (*thinfilms*) y materiales selectivos.

El paquete de la librería OTSun se encuentra en continuo desarrollo, y recientemente se han implementado los métodos para considerar partes móviles con la finalidad de realizar un seguimiento solar, a saber: movimiento de espejos con la finalidad de focalizar la radiación solar en un *Target* (ya sea lineal o puntual) y movimientos de partes móviles con la finalidad de rastrear el sol. Ambos tipos de movimientos permiten rotaciones tanto axiales como puntuales, en función de la aplicación que se desee (i.e. concentradores axiales / campo de heliostatos). Por otra parte, y tomando como referencia otro software de código abierto para su comparación, cabe mencionar el software Tonatiuh. Tonatiuh también ha sido diseñado para el análisis del comportamiento óptico y la distribución de energía de la radiación de sistemas CSP. En cuanto a la óptica de los materiales, Tonatiuh considera materiales refractivos, definidos por su transmitancia e índice de refracción (ambos parámetros constantes), la dispersión especular (mediante probabilidad gaussiana, ...), y materiales especulares (con reflectancia constante). Cabe señalar que las ecuaciones ópticas electromagnéticas de Fresnel no están implementadas en Tonatiuh, a diferencia de OTSun donde sí han sido implementadas rigurosamente en su forma más general.

Por todo lo expuesto, y con la finalidad de demostrar las prestaciones que presenta OTSun, en el presente documento se propone caracterizar un captador solar con partes móviles, de tipo LFR, mediante la aplicación web OTSunWebApp. A su vez, y mediante la comparación de los resultados obtenidos con Tonatiuh, se ha validado la herramienta desarrollada OTSun, y por consiguiente los algoritmos implementados durante el desarrollo del mismo.

## DISEÑO DEL CONCENTRADOR SOLAR LFR

En este apartado se describe el diseño en FreeCAD de cada uno de los elementos que componen el LFR, el cual se divide principalmente en los espejos primarios y el receptor. Este apartado consta de dos partes, la primera muestra el diseño de cada una de las partes del LFR, y la segunda una justificación del diseño adoptado.



Espejos primarios

El LFR está formado por once espejos parabólicos de 0,5 m de ancho y 32 m de largo, con una separación de 0,2 m entre sí. Queda por tanto definida la posición del eje de rotación (longitudinal) de cada uno de ellos, que por conveniencia van posicionados según el eje X tomando valores  $x_i$  siendo  $i$  el indicador de cada uno de los espejos ( $i=-5, -4, \dots, 0, \dots, 5$ ). Los pasos a seguir para crear cada uno de los espejos en FreeCAD consiste, en primer lugar, en generar la curva parabólica correspondiente centrada en  $x_i$  y truncadas 0,5 m. En cuanto a la distancia focal de cada espejo primario,  $F_i$ , corresponde a la distancia entre el punto focal del receptor (denominado *Target*) y la posición central de cada uno de los espejos  $x_i$ , ver Ec. (1). Seguidamente, y con la finalidad de mostrar la orientación que deben adoptar los espejos en incidencia normal, cada uno de los espejos se rota un ángulo  $\theta_i$  definido por la Ec. (2), de tal manera que se reflejen los rayos al punto focal (*Target*). Por último, se realiza una extrusión de 32 m a cada una de las parábolas. El resultado final puede verse en la Fig. 1.

$$F_i = \sqrt{h^2 + x_i^2} \tag{1}$$

$$\theta_i = -\frac{1}{2} \arctan \left( \frac{x_i}{F} \right) \tag{2}$$

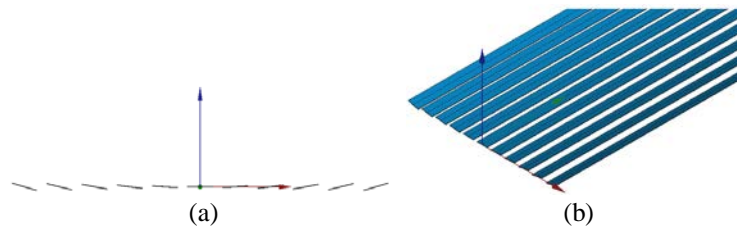


Fig. 1. Vista (a) en alzado y (b) axonométrica de los espejos primarios

Receptor

El receptor está formado por tres elementos: reflector secundario, el absorbedor situado a una distancia  $h$  respecto a la apertura y una cubierta de vidrio transparente en la apertura del receptor. Las dimensiones de los dos últimos elementos dependen del reflector secundario, por lo que una vez diseñado este, las dimensiones de los otros dos quedan definidas. El tipo de reflector secundario utilizado es un concentrador parabólico compuesto (CPC) con receptor lineal, ver Fig. 2. Este tipo de concentrador solar concentra los rayos incidentes pertenecientes a un rango definido por el ángulo de aceptación  $\theta_c$ . Está formado por dos parábolas, cada una de ellas con una distancia focal en el extremo más bajo de la parábola opuesta. Todos los rayos con ángulo de incidencia menor o igual a  $\theta_c$  son reflejados en el receptor (idealmente). En cuanto a la formulación matemática, se ha tomado como referencia el libro (Winston et al., 2005). La Ecuación (3) muestra la relación entre la apertura ( $2a$ ) y el tamaño del receptor ( $2a'$ ). También se pueden definir otras relaciones en función del ángulo de aceptación, como son la distancia focal de ambas parábolas y la altura del CPC, ver Ecs. (4) y (5) respectivamente.

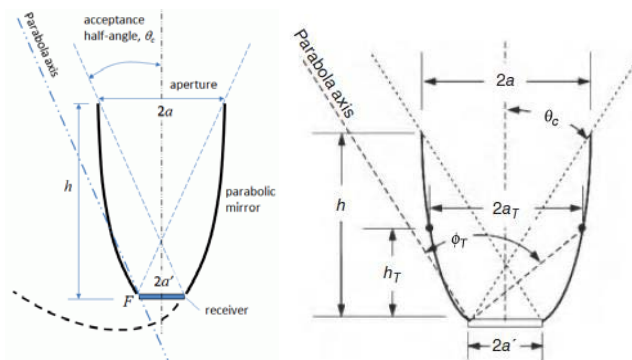


Fig. 2. Vista transversal de un CPC.

$$2a' = 2a \cdot \sin(\theta_c) \tag{3}$$

$$f = a'(1 + \sin(\theta_c)) \tag{4}$$

$$h_{CPC} = \frac{f \cdot \cos(\theta_c)}{\sin^2(\theta_c)} \quad (5)$$

La altura del CPC,  $h_{CPC}$ , tiene un papel crucial en el comportamiento óptico del CPC. En este sentido, el CPC puede ser truncado de una altura  $h_{CPC}$  a una  $h_{T,CPC}$  definida. Así, la nueva apertura del concentrador es  $a_T$ . Las Ecuaciones (6) y (7) relacionan los parámetros  $h_{T,CPC}$  y  $a_T$  con el ángulo de aceptación  $\theta_c$ .

$$h_{T,CPC} = \frac{f \cdot \cos(\phi_T - \theta_c)}{\sin^2(\phi_T/2)} \quad (6)$$

$$a_T = \frac{f \cdot \sin(\phi_T - \theta_c)}{\sin^2(\phi_T/2)} - a' \quad (7)$$

El ángulo de truncamiento  $\phi_T$ , ver Fig. 2, corresponde al ángulo entre el eje de una de las parábolas y la recta que une el extremo inferior de la parábola contraria con el extremo superior de la parábola de la cual se ha considerado el eje. Nótese que cuando el CPC no está truncado  $\phi_T = 2\theta_c$ . Con todo lo expuesto, se puede apreciar cómo el CPC depende de tres parámetros:  $a'$ ,  $\theta_c$  y  $\phi_T$ . Una vez fijados estos tres parámetros el CPC (truncado o no) queda definido. Tal como se ha expuesto anteriormente, para definir parábolas en FreeCAD es preciso definir el foco de la parábola sobre el eje X y su truncamiento en el eje Y. Por consiguiente, el objetivo, en primer lugar, es encontrar una ecuación que relacione estas distancias de truncamiento de las parábolas en función de los parámetros del CPC. La Figura 3 muestra el esquema de una parábola de un CPC con todos sus parámetros donde las letras  $m$  y  $n$  son los valores de truncamiento necesarios para crear la parábola en FreeCAD. Trigonómicamente se pueden obtener estos valores en función de  $a'$ ,  $\theta_c$  y  $\phi_T$ , ver las Ecs. (8) y (9). El resultado de crear dos parábolas tomando como ejemplo  $a' = 0,035$  y  $\theta_c = 30^\circ$  aparece en la Fig. 4a, Seguidamente se deben trasladar horizontalmente y verticalmente para su adecuada posición (Fig. 4b). Los vectores de traslación también se pueden deducir trigonómicamente a partir de la Fig. 3. Finalmente, se hace una extrusión a cada una de las parábolas una distancia de 32 m (Fig. 4c).

$$m = \frac{a' + a_T}{\sin(\phi_T - \theta_c)} \cdot \sin(\phi_T) \quad (8)$$

$$n = 2a' \cdot \cos(\theta_c) \quad (9)$$

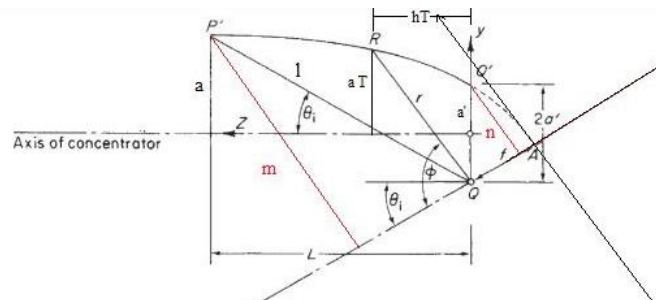


Fig. 3. Esquema de una parábola de un CPC.

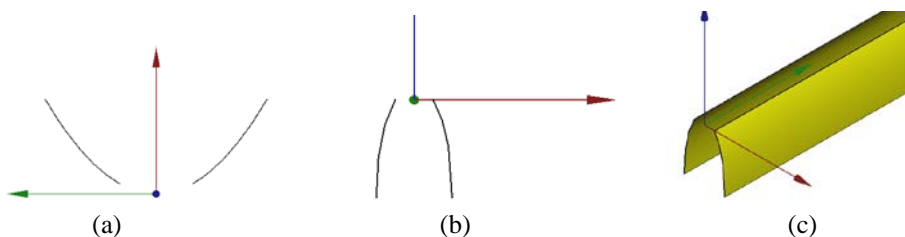


Fig. 4. Parábolas creadas en FreeCAD: (a) posición original, (b) posición y orientación adecuadas y (c) extruidas

#### Diseño adoptado

Una vez definida la geometría de un CPC de manera genérica, el objetivo es modificar el CPC variando sus parámetros para conseguir una eficiencia aproximadamente del 70% en condiciones realistas (Hack et al., 2017). Para ello se ha hecho uso de OTSUnWebApp, en concreto la utilidad *Plot of Rays*, para visualizar cómo evolucionan los

rayos interceptando con el CPC cuando son reflejados por los espejos primarios. Se ha hecho uso también de la utilidad *Total Analysis* para determinar la eficiencia óptica de cada uno de los casos analizados. Para más información sobre cómo realizar simulaciones en OTSunWebApp y hacer uso de las prestaciones, se recomienda realizar los tutoriales ubicados en <https://github.com/bielcardona/OTSun/tree/master/OTSunWebApp>.

Los parámetros variables que definen el LFR, y por consiguiente, afectan a la eficiencia óptica, son:  $h$ ,  $a'$ ,  $\theta_c$ ,  $\phi_T$  y posición del foco  $F$  de los espejos primarios (*Target*). Se ha decidido fijar el tamaño del receptor a 0,07 m, por lo que  $a'=0,035$ . Ahora, el procedimiento consiste en ir modificando los diferentes parámetros variables para ver cómo varía la eficiencia global del LFR. En las sucesivas pruebas realizadas se ha tomado un valor de *Circum Solar Ratio* (CSR) igual a 0,05 según el modelo de Buie (Buie et al., 2003). Una vez realizadas las sucesivas simulaciones se aprecia que, por una parte, cuanto más alto se ubica el receptor más rayos llegan al receptor, por lo que se han hecho pruebas con  $h=4$ , 6 y 8 m de altura. Pese a que con 8 m se consiguen mejores resultados, se ha decidido considerar una altura de 6 m en consonancia con otros diseños LFR comerciales (Kincaid et al., 2019). En la Fig. 5 se muestra una visualización mediante la utilidad *Plot of Rays* de OTSunWebApp, comparando con un mismo CPC a  $h=4$  m y  $h=6$  m de altura. A modo de ejemplo se ha tomado un valor de  $\theta_c = 30^\circ$  para generar el CPC sin truncamiento y el foco de los espejos primarios (*Target*) ubicado en la parte media del receptor.

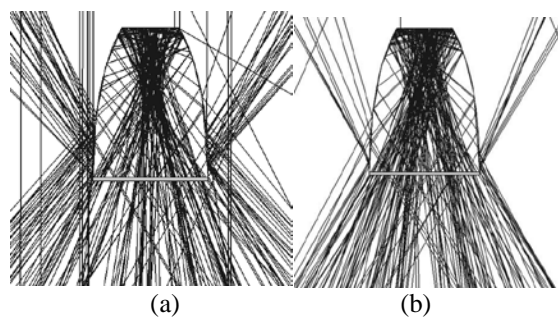


Fig. 5. Rayos entrando en un CPC situado a (a) 4 m y (b) 6 m de altura

La posición del foco de los espejos primarios juega un papel fundamental. Se ha experimentado en colocarlo en tres puntos diferentes sobre la vertical central del CPC (ver Fig. 6d, posiciones A, B y C): en el receptor (Fig. 6a, posición A), en el punto donde interseccionan las líneas con un ángulo de incidencia igual a  $\theta_c$  (Fig. 6b, posición B) y en la entrada del CPC (Fig. 6c, posición C). Con la altura fijada a 6 m, en la Fig. 6a se aprecia que una mayoría de rayos impactan en la parte externa del CPC, por lo que habría que aumentar el ángulo de aceptación y por consiguiente el CPC dispondría de un bajo nivel de concentración. En la Fig. 6b se observa que la mayoría de rayos son dirigidos hacia el receptor, pero aun así algunos de ellos impactan en la parte exterior del CPC. En la Fig. 6c todos los rayos entran en el CPC, pero como una cantidad considerable de ellos incide con un ángulo mayor a  $\theta_c$  salen reflejados del CPC. En la posición B, los rayos que se pierden representan un 1% de los rayos totales generados, mientras que en la posición C representan un 6% (en el caso analizado). De esta manera se ha elegido el punto B como el óptimo para ubicar el foco  $F$  (*Target*) de los espejos primarios. Sin embargo, aún hay rayos reflejados que no entran en el CPC, por lo que modificando los parámetros  $\theta_c$  y  $h_{T,CPC}$  podría mejorarse el comportamiento óptico del LFR.

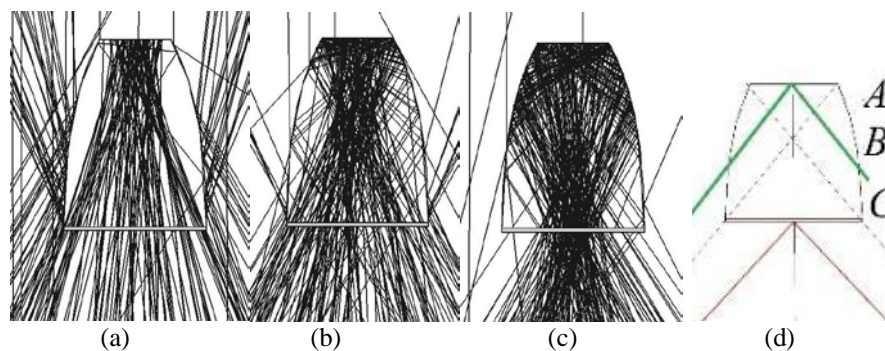


Fig. 6. Rayos entrando en el CPC en los tres puntos de foco propuestos

Para acabar de definir la forma del receptor, se ha observado cómo evoluciona la eficiencia óptica mediante simulaciones *Total Analysis* en OTSunWebApp modificando  $\theta_c$  y  $h_{T,cpc}$  (este último sustituye a  $\phi_T$  por ser más intuitivo, siendo la Ec. (6) la que relaciona ambos). Mediante el método de ensayo y error, los resultados han mostrado que con  $\theta_c=37^\circ$  y truncando el CPC a la mitad se consigue una eficiencia aproximadamente de un 73% con una incidencia normal de los rayos. Cabe mencionar que en estas simulaciones se han considerado materiales ópticos realistas (mismos parámetros que aparecen en la Tabla 1 pero considerando además la dispersión angular en los

espejos, tanto primarios como secundarios, con una desviación estándar de 4 y 2 mrad respectivamente). La Fig. 7 muestra el diseño final del CPC adoptado.

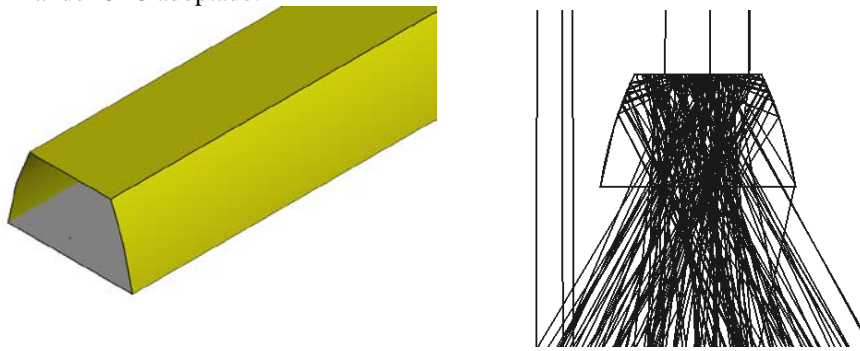


Fig. 7. Diseño final adoptado del CPC

### VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA OTSUN

Una vez construida la geometría en FreeCAD del LFR para poder hacer simulaciones con OTSUN, se procede a validar los resultados obtenidos mediante la aplicación OTSUNWebApp. Para ello es necesario disponer de otra herramienta de trazado de rayos y reproducir así el mismo diseño del LFR con los mismos materiales. De esta manera se obtienen dos modelos iguales y se puede comparar la eficiencia óptica de ambos programas. Para dicha validación, se ha recurrido al software de simulación de trazado de rayos Tonatiuh (Blanco et al., 2005). En la Tabla 1 se describen los materiales considerados. Se han obtenido dos curvas de eficiencia con cada uno de los softwares: eficiencia óptica transversal y longitudinal. Los resultados pueden observarse en la Fig. 8, en ambos casos se han simulado  $10^5$  rayos para cada posición del sol, y se ha considerado el tamaño angular del sol según el modelo de Buie con  $CSR=0.05$ .

Tabla 1. Materiales utilizados en OTSUNWebApp y Tonatiuh para el LFR

Componente	Etiqueta	Descripción material	Propiedades ópticas
Espejos Primarios	Mir1	Material especular de reflectancia constante	Reflectancia = 0,95 Dispersión = 0 mrad
CPC	Mir2	Material especular de reflectancia constante	Reflectancia = 0,91 Dispersión = 0 mrad
Cubierta	Trans	Material transparente de transmitancia constante	Transmitancia = 0,965
Absorbedor	Abs	Material absorbedor de absortancia constante	Absortancia = 0,95

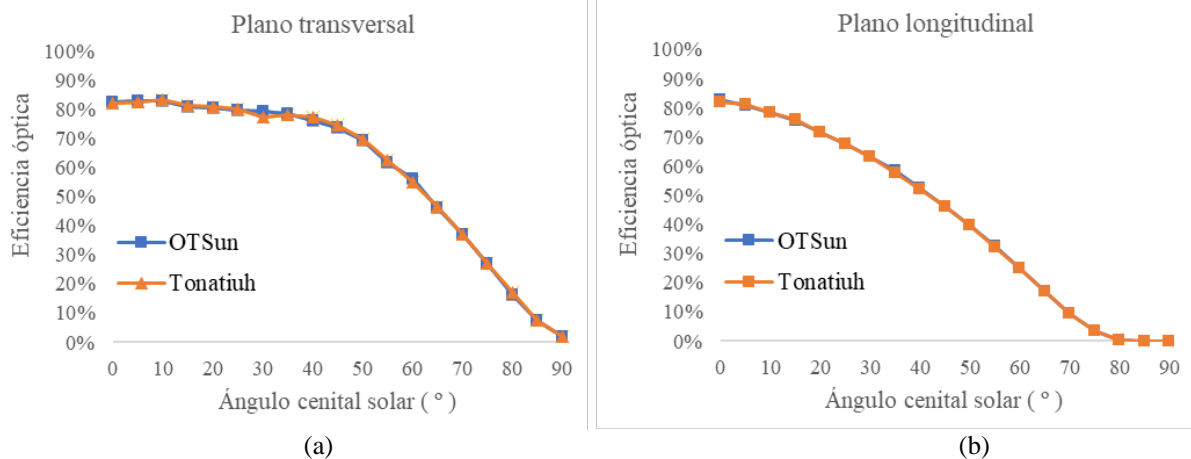


Fig. 8. Análisis (a) transversal y (b) longitudinal de las eficiencias.

Con la finalidad de comparar los resultados de ambos programas, se ha calculado el error medio (ME) y la desviación mediante la raíz cuadrada del error cuadrático medio (RMSE), esto es:

$$ME = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{Eficiencia\ OTSUN - Eficiencia\ Tonatiuh}{Eficiencia\ Tonatiuh} \quad (10)$$

$$RMSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left( \frac{Eficiencia\ OTSun - Eficiencia\ Tonatiuh}{Eficiencia\ Tonatiuh} \right)^2 \quad (11)$$

El ME sirve para discernir si OTSun sobrevalora (o subvalora) la eficiencia óptica respecto a Tonatiuh. En cambio, el RMSE proporciona información sobre desviaciones de los valores obtenidos mediante un software respecto al otro. En la Tabla 2 se muestran los valores del ME y RMSE en los casos analizados. En la curva de la eficiencia óptica longitudinal no se han tenido en cuenta las eficiencias con un cénit igual a 85° y 90° para evitar divergencias, ya que su valor es prácticamente nulo. Se puede observar como el ME sobrepasa apenas el 0,15% sin presentar ninguna tendencia de sobrevaloración por parte de alguno de los dos softwares. Por otro lado, el RMSE presenta un valor inferior al 0,3% en ambos casos. Visto los valores que toman los indicadores del error, se concluye que ambos programas caracterizan ópticamente de manera análoga el LFR diseñado junto con los materiales considerados (Tabla 1). Estos resultados sirven de validación para los métodos implementados en OTSun.

Tabla 2. ME y RMSE del análisis transversal y longitudinal

Tipo de análisis	ME	RMSE
Transversal	-0.1535%	0.2905%
Longitudinal	0.1503%	0.1671%

### SIMULACIÓN DEL LFR MEDIANTE OTsunWebApp

En este apartado se describen los pasos necesarios para llevar a cabo una simulación del LFR definido en apartados anteriores mediante OTSunWebApp. En primer lugar se recomienda visualizar la geometría del LFR en FreeCAD accediendo al siguiente fichero: [test\\_LFR.FCStd](#). En la Fig. 9 se muestran los elementos que forman el LFR. Puede apreciarse el nombre de cada uno de los elementos, donde en paréntesis aparece el nombre del material óptico seguido de (si fuera el caso para objetos móviles): el eje de rotación, la normal del espejo, y el punto focal. Para más detalles ver el Tutorial 4 en <https://github.com/bielcardona/OTSun/tree/master/OTSunWebApp>, donde se especifica paso a paso cómo realizar dicha simulación en OTSunWebApp.

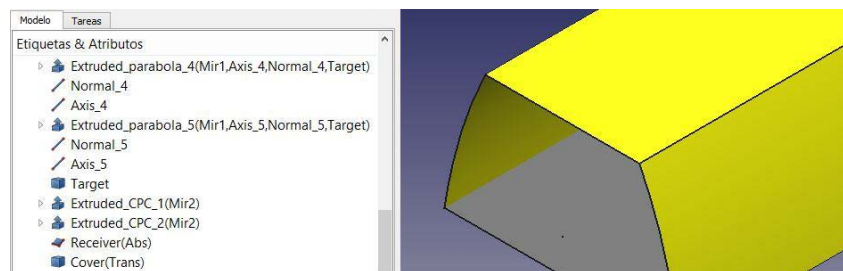


Fig. 9. Visualización de la geometría en FreeCAD

Una vez familiarizado con la geometría, se accede a la aplicación OTSunWebApp en el siguiente link: <http://otsun.uib.es/otsunwebapp/node/start>. El primer paso es introducir un email donde se enviarán los resultados obtenidos. Seguidamente, la aplicación web solicita un archivo FreeCAD, entonces cabe seleccionar el archivo [test\\_LFR.FCStd](#). En la siguiente pantalla (Fig. 10a) debe cargarse una carpeta .zip con cada uno de los materiales ópticos que componen el LFR. Para ello, en primer lugar, se deben crear los materiales mediante el link que se proporciona, redirigiendo al usuario a la página *Creator of Materials* (Fig 10b). En esta página se introduce el nombre que aparece en primer lugar dentro del paréntesis en los objetos del archivo [test\\_LFR.FCStd](#), y seguidamente se elige el tipo de material: superficie o volumen. Seguidamente, se selecciona la clase de material pertinente junto a los parámetros que lo definen. En este ejemplo se tomarán los valores indicados en la Tabla 3 (para más detalles ver tutorial el Tutorial 4 indicado anteriormente). Para cada uno de los materiales se genera un archivo \*.otmaterial, los cuales deben ser guardados de forma local en una carpeta .zip para ser subidos posteriormente. Antes de continuar, marcar 'Yes' para especificar que los espejos rastreen el sol, ya que se trata de una geometría con partes móviles. En la siguiente página se selecciona el tipo de experimento para la simulación. En este caso se elige *Total Analysis*, con la finalidad de obtener la eficiencia óptica (según el espectro solar) para diferentes posiciones del sol. Seguidamente se introducen los parámetros de entrada, que para obtener la eficiencia óptica transversal son: posición del sol ( $\phi_i = \phi_f = 0^\circ$ ,  $\theta_i = 0^\circ$ ,  $\theta_f = 90^\circ$  y  $\Delta\theta = 5^\circ$ ), número de rayos (100000), apertura del captador (176000000 mm<sup>2</sup>) y distribución angular del sol según el modelo de Buie ( $CSR=0,05$ ). Entonces la aplicación muestra la evolución de la simulación al refrescar la página. Una vez finalizada la simulación, se recibe un archivo .zip con los resultados obtenidos al email proporcionado anteriormente. Los resultados de este ejemplo pueden verse en la Fig. 8a.

## OTSunWebApp

You must upload a zip file with the .otmaterial files of the following materials:

Solids:

Faces:

- Trans
- Mir2
- Abs
- Mir1

You can create these files following this [link](#)

## Creator of Materials

Identifier of material to create

Name

Kind of material

Choose one

Fig. 10. (a) Página donde cargar la carpeta con los materiales y (b) página para crear los materiales

Tabla 3. Propiedades de los materiales del LFR a utilizar

Material	Name	Type – subtype of material	Optical properties
Primary Mirror	Mir1	Surface – Reflector Specular layer	R = 0.95
CPC Mirror	Mir2	Surface – Reflector Specular layer	R = 0.91
Transparent material	Trans	Surface – Transparent Simple layer	T = 0.965
Absorber material	Abs	Surface – Absorber simple layer	$\alpha = 0.95$

## CONCLUSIONES

OTSun es un software de código abierto para la simulación óptica de captadores solares tanto térmicos como fotovoltaicos. El software hace uso de la librería de acceso libre FreeCAD para generar la geometría del captador solar. OTSun viene acompañado de la herramienta web OTSunWebApp que permite hacer uso de las prestaciones más relevantes de OTSun sin la necesidad de tener que instalar el código fuente de manera local. En el presente documento se ha expuesto el diseño de un LFR con una eficiencia aceptable, y se ha descrito el procedimiento para su construcción en FreeCAD. Posteriormente se han obtenido las curvas de eficiencia óptica en los planos transversal y longitudinal mediante OTSunWebApp y Tonatiuh. Se han validado los algoritmos implementados en OTSun comparando las curvas obtenidas mediante ambos softwares. Finalmente, se ha expuesto de manera concisa, facilitando el archivo FreeCAD del LFR, el procedimiento para realizar dichas simulaciones en OTSunWebApp.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido posible gracias a la financiación del Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO) español, Agencia Estatal de Investigación (AEI) y Fondos Europeos para el Desarrollo Regional (FEDER) [ENE2015-68339-R].

## REFERENCIAS

- Blanco, M.J., Amieva, J.M., Mancilla, A., 2005. The Tonatiuh Software Development Project: An open source approach to the simulation of solar concentrating systems, in: Proceedings of the ASME Computers and Information in Engineering Division. ASME, pp. 157–164. <https://doi.org/10.1115/IMECE2005-81859>
- Buie, D., Dey, C.J., Bosi, S., 2003. The effective size of the solar cone for solar concentrating systems. Sol. Energy 74, 417–427. [https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X\(03\)00156-7](https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X(03)00156-7)
- Cardona G. and Pujol-Nadal R., 2018. WebAppOTSun [WWW Document]. URL <http://otsun.uib.es/otsunwebapp> (accessed 10.9.20).
- Cardona, G. and Pujol-Nadal, R., 2017. OTSun [WWW Document]. URL <https://github.com/bielcardona/OTSun> (accessed 10.9.20).
- Hack, M., Zhu, G., Wendelin, T., 2017. Evaluation and comparison of an adaptive method technique for improved performance of linear Fresnel secondary designs. Appl. Energy 208, 1441–1451. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.009>

Kincaid, N., Mungas, G., Kramer, N., Zhu, G., 2019. Sensitivity analysis on optical performance of a novel linear Fresnel concentrating solar power collector. *Sol. Energy* 180, 383–390. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.01.054>

Riegel, J., Mayer, W., van Havre, Y., 2020. FreeCAD.

Winston, R., Miñano, J.C., Benitez, P., Shatz, N., Bortz, J.C., 2005. *Nonimaging Optics*, Nonimaging Optics. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-759751-5.X5000-3>





## SÍNTESIS Y CARACTERIZACIÓN ESTRUCTURAL DE PIGMENTOS ABSORBEDORES BASADOS EN ÓXIDOS MIXTOS PARA USO EN RECUBRIMIENTOS SELECTIVOS

**Sánchez C.E.\*, Ríos U.E.\*, Sánchez L.D.\*, Constantino V.S.\*, Saavedra L.C.\***

\* Ingeniería en Energías Renovables, Tecnológico Nacional de México Campus Chicoloapan, Camino al Monte s/n, esquina con Camino a Tlalmimilolpan, Loma de Guadalupe, Chicoloapan, México. C.P. 56380, [elisa.sanchez@teschic.edu.mx](mailto:elisa.sanchez@teschic.edu.mx)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2073>

### RESUMEN

En este artículo se describe la síntesis mediante el método de coprecipitación química, caracterización óptica y estructural de diferentes óxidos mixtos basados en hierro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , hematita) y manganeso ( $\text{Mn}_2\text{O}_3$ , bixbita) como pigmentos con alta absorción solar y baja emittancia térmica. En total 6 muestras fueron sintetizadas en diferentes proporciones molares y analizadas por medio de difracción de rayos X (DRX). Para identificar las fases presentes en cada muestra, se realizó un refinamiento por el método de Rietveld usando el software FullProf. Los resultados del análisis de refinamiento indican que la adición de pequeñas proporciones de manganeso en el óxido puro  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  provoca la formación de una solución sólida hasta la relación molar 85:15 en donde se observa una segregación de fases. La fase cristalina  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  tiene un grupo espacial R3-ch y la fase  $\text{Mn}_2\text{O}_3$  un grupo espacial Ia-3. Los difractogramas de las muestras confirman la presencia de estas dos fases indicados por los picos de difracción e índices de Miller característicos para estas fases. Los picos correspondientes a los índices  $(h\ k\ l) = (1\ 0\ 4)$  y  $(2\ 2\ 2)$  en la fase hematita y bixbita respectivamente fueron claves en el análisis de la evolución de fases en cada muestra de acuerdo a la incorporación de manganeso en el sistema. En la muestra M1 (%Fe:%Mn; 85:15) se obtuvo una solución sólida y en las muestras  $x = 0.85, 0.80, 0.50$  y  $0.35$  se tienen las dos fases coexistiendo. La caracterización estructural es una actividad indispensable para especificar la composición óptima de los óxidos sintetizados, el valor de absorción y emittancia de los óxidos tienen una relación estrecha con la concentración cuantitativa de Fe y Mn.

### PALABRAS CLAVE

Hematita, Bixbita, superficies selectivas, absorción solar, emittancia térmica

### ABSTRACT

This article describes the synthesis through the chemical coprecipitation method, optical and structural characterization of different mixed oxides based on iron ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , hematite) and manganese ( $\text{Mn}_2\text{O}_3$ , bixbite) as pigments with high solar absorbency and low thermal emittance. In total six samples were synthesized in different molar ratios and analyzed by means of X-ray diffraction (XRD). To identify the phases present in each sample, a refinement was carried out by the Rietveld method using the FullProf software. The results of the refinement analysis indicate that the addition of small proportions of manganese in the pure oxide  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  causes the formation of a solid solution up to the 85:15 molar ratio, where a phase segregation is observed. The  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  crystalline phase has a space group R3-ch and the  $\text{Mn}_2\text{O}_3$  phase a space group Ia-3. The diffractograms of the samples confirm the presence of these two phases indicated by the diffraction peaks and Miller indices characteristic for these phases. The peaks corresponding to the indices  $(hkl) = (1\ 0\ 4)$  and  $(2\ 2\ 2)$  in the hematite and bixbite phase respectively were key in the analysis of the evolution of phases in each sample according to the incorporation of manganese in the system. In sample M1 (% Fe:% Mn; 85:15) a solid solution was obtained and in samples  $x = 0.85, 0.80, 0.50$  and  $0.35$  the two phases coexist. The structural characterization is an essential activity to specify the optimal composition of the synthesized oxides, the absorptivity and emittance value of the oxides have a close relationship with the quantitative concentration of Fe and Mn.

### KEY WORDS

Hematite, bixbite, selective coating, solar absorbance, thermal emittance

## INTRODUCCION

El absorbedor de un colector solar es uno de los componentes más importantes para conseguir la conversión eficiente de la energía solar en energía térmica (Tiwari et al., 2016). Diversos autores se han enfocado en investigar nuevos materiales en cada uno de los componentes del colector solar (Belessiotis, V., Delyannis, n.d.), así como métodos y técnicas para lograr aumentar la absorptancia solar y disminuir la emittancia térmica. El primer absorbedor usado para un calentador solar fue una pintura negra aplicada en un sustrato (Mall et al., 2017). Desde la decada de los 80's, se reportó un absorbedor basado en pintura negra llamado TSSS (Thickness Sensitive Spectrally Selective) que por sus constituyentes tales como pigmentos y resinas diferentes, representaba una opción apropiada para la producción de absorbedores solares (Orel et al., 1988). Desde entonces, se han realizado multiples investigaciones en diferentes aspectos como: tamaño de partícula (pigmento), concentración y dispersión del pigmento (Perera, 2004), entre otros Existen métodos para obtener óxidos que puedan usarse como pigmentos. Por ejemplo, a través de síntesis mediante sol-gel, se han sintetizado películas de óxidos mixtos de Co (Barrera et al., 1999), de  $\text{CoCuMnO}_x$  (Vince et al., 2003) y a base de titanio (Japelj et al., 2008). Además de obtener los pigmentos, algunos autores han desarrollado pinturas selectivas a partir de pigmentos de  $\text{FeCuMnO}_x$  (Crnjak Orel et al., 2001) y  $\text{Co}_3\text{O}_4$  (OR Van Buskirk - US Patent 4 & 1982, n.d.). En el presente trabajo de investigación se sintetizan pigmentos para usarlos en recubrimiento para absorbedores que le otorguen la selectividad espectral óptima al recubrimiento.

El hierro y manganeso son dos de los metales de transición más abundantes en la tierra. Cuando se forman compuestos basados en ellos, ambos se ubican en diferentes posiciones cristalográficas de acuerdo con su estabilidad energética. De esta forma se crean compuestos con propiedades ópticas, magnéticas y eléctricas particulares que los hacen funcionales para diferentes aplicaciones. Entre los óxidos más comunes se encuentran el  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  y el  $\text{Mn}_2\text{O}_3$ . Estructuralmente, la hematita ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), cristaliza en el grupo espacial R-3c (Fig. 1) (Böhland et al., 2005), tienen un sistema romboédrico que representado en una base romboédrica posee parámetros aproximados de red  $a=b=5.0342 \text{ \AA}$  y  $c=13.7483 \text{ \AA}$  y físicamente presenta un característico color rojo. El  $\text{Mn}_2\text{O}_3$  cristaliza en dos fases y aunque ambas fases son de color negro en este trabajo se utiliza la fase  $\alpha$  con estructura una tipo bixbita como se presenta en la Fig. 2.

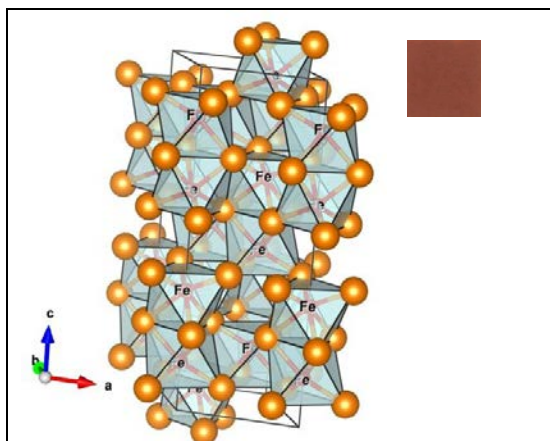


Fig. 1 Celda unidad de la fase hematita, los iones de hierro (azul) están rodeados de seis oxígenos (rojo), formando un octaedro.

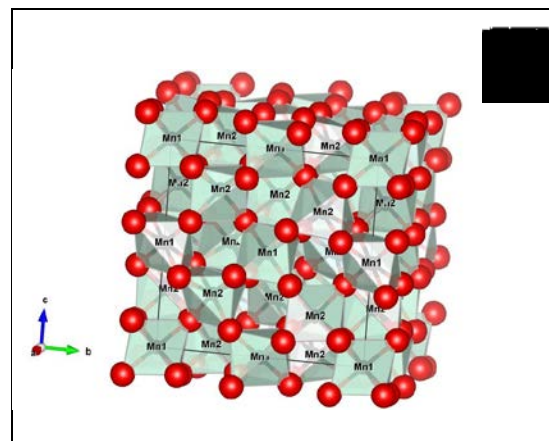


Figura 2. Esquema de la estructura cristalina de la fase bixbita, los átomos de manganeso (azul) están rodeados de 6 oxígenos (rojo), formando un octaedro, con orientación a, b y c.

En consecuencia, en este trabajo se estudia el efecto de la estructura cristalina en las propiedades ópticas de pigmentos basados en óxidos, para obtener la solución sólida  $(\text{Fe}_x\text{Mn}_{1-x})_2\text{O}_3$ . La caracterización óptica es fundamental para asegurar su potencial uso como un pigmento absorbedor que permita obtener una captación eficiente de la radiación solar.

## METODOLOGÍA

### Síntesis mediante coprecipitación

Los óxidos fueron sintetizados utilizando el método de coprecipitación química (Gonzalez-Sandoval et al., 2004). En esta investigación se usaron como sales precursoras  $MnCl_2 \cdot 4H_2O$ , (97%, Sigma Aldrich), cloruro de hierro hexahidratado  $FeCl_3 \cdot 6H_2O$ , (97%, Sigma Aldrich) y como solución básica  $NH_4OH$ , (28%, Sigma Aldrich). Las muestras fueron sintetizadas con soluciones 0.5 M de los cloruros que mezclaron en diferentes proporciones a 60°C, las muestras se obtuvieron variando la relación molar de Mn-Fe. Después, 50 mL de una solución 1 M de  $NH_4OH$ , se adicionó gota a gota, obteniéndose una solución café. Después, la solución resultante fue lavada tres veces con agua destilada **Error! Reference source not found.** y calcinada a 800°C por 1 h. Un total de nueve muestras del sistema  $(Fe_xMn_{1-x})_2O_3$  fueron sintetizadas.

### Difracción de Rayos X (DRX) y Refinamiento Rietveld

La caracterización estructural de diferentes pigmentos sintetizados a base de óxidos de hierro-manganeso se realizó con mediciones de un difractor Bruker-D8 Advance X-ray ubicado en el Laboratorio de Análisis de la UAM-I. Se registraron difractogramas en un intervalo de  $10^\circ < 2\theta < 70^\circ$ , con pasos de  $0.02^\circ$ . Los patrones de difracción de las muestras sintetizadas en esta investigación se analizaron por el método Rietveld usando el software Fullprof (Rodríguez-Carvajal, 1990). con este método fue posible identificar cualitativamente y analizar cuantitativamente las fases presentes en las muestras investigadas y los parámetros de celda.

### Propiedades ópticas

En la interacción de la radiación con el colector solar se considera que no existe transmisión de radiación sobre el absorbedor y solo los otros dos parámetros son los que caracterizan el desempeño del absorbedor dentro del colector que este expuesto directamente a los rayos solares. La absorptancia solar  $\alpha_s$  y emitancia  $\epsilon_t$ , están definidos como:

$$\alpha_s = \frac{\int_0^\infty \alpha_\lambda I_{\lambda i} d\lambda}{\int_0^\infty I_{\lambda i} d\lambda} \quad (1)$$

$$\epsilon_t = \frac{\int_0^\infty \epsilon_\lambda E_{\lambda B} d\lambda}{\int_0^\infty E_B} \quad (2)$$

Donde  $I_{\lambda i}$  es la intensidad incidente,  $\alpha_\lambda$  es la absorptancia espectral,  $E_B$  es la intensidad total emitida por un cuerpo negro. La absorptancia solar queda definida cuando  $I_{\lambda i}$  es considerada como la radiación de Sol. Por otro lado, en la ecuación 2 se considera que la emitancia térmica tiene como parámetro la intensidad  $E_B$ , mismo que puede ser calculado si se conoce la temperatura de la superficie (absorbedor) por la ley de Stephan-Boltzmann. Para esta aplicación es posible obtener a partir del parámetro de reflectancias espectral los valores de absorptancia solar y emitancia térmica mediante la ecuación 3.

$$\epsilon_\lambda = \alpha_\lambda = 1 - \rho_\lambda \quad (3)$$

Las características de una superficie selectiva quedan especificada en la Ec. (3), en donde se expresan las condiciones del material expuesto a la radiación solar, la cual implica que los pigmentos para ser utilizados en recubrimientos selectivos deberán tener una baja reflectancia ( $\rho \approx 0$ ) para longitudes de onda  $\lambda \leq 3\mu m$  y una alta reflectancia ( $\rho \approx 1$ ) para  $\lambda > 3\mu m$ . A través de un método desarrollado por Duffie, que implica la integración de reflectancias (Duffie y Beckman, 1991) se obtiene la emitancia térmica de los pigmentos. La reflectancia espectral de los pigmentos fue medida en el intervalo de 0.3  $\mu m$  a 20  $\mu m$ . Un espectrofotómetro UV/VIS/NIR equipado con una esfera integradora fue usado para registrar la reflectancia de longitudes de onda de 0.3  $\mu m$  a 2.5  $\mu m$ . Para el siguiente intervalo registrado en el rango de 2.5  $\mu m$  a 25  $\mu m$  fue utilizado un espectrofotómetro Thermo Scientific Nicolet IS50 FTIR equipado, también, con esfera integradora.

El desempeño del colector solar está estrechamente relacionado con las características de la superficie absorbadora. Considerando que la superficie de la placa es uniforme, de temperatura constante y que la energía útil solo es extraída mediante el fluido en circulación (agua o aire), se puede realizar un balance de energía por unidad de área de un colector solar, resultando en la siguiente ecuación

$$I_c A_c \tau_s \alpha_s = q_u + q_p \tag{4}$$

En dónde  $q_u$  es la energía transferida desde el colector hacia los alrededores, considerada como pérdida. Las pérdidas de calor que deberán ser minimizadas se deben a conducción, convección y radiación, y están expresadas en el coeficiente global de pérdidas de calor del colector  $U_L$  (ec. 5)

$$U_L = U_t + U_b + U_e \tag{5}$$

Se pierde energía hacia el ambiente a través del efecto combinado de los coeficientes de convección y radiación  $U_t$ . En el cálculo de éste coeficiente se consideran parámetros característicos de funcionamiento del colector solar como: Temperatura media de la placa, temperatura media del fluido, temperatura ambiente, emitancia de la cubierta, emitancia de la placa absorbadora, coeficiente de transferencia de calor por convección del aire que fluye por encima de la superficie exterior de la cubierta de vidrio, número de cubiertas, ángulo de inclinación del colector, espesor del aislamiento y área del colector. El rendimiento del colector en operación está determinado por su eficiencia, definida como la relación entre el calor útil y la energía solar incidente en un área determinada en un período y se representa por la expresión:

$$\eta_c = \frac{Q_U}{I_c A_c} \tag{6}$$

En donde

$$Q_U = A_c [I_c (\tau \alpha) - U_L (T_{pm} - T_a)] \tag{7}$$

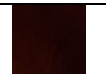
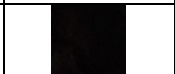
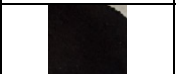
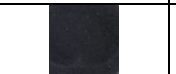


Entre los parámetros para evaluar la eficiencia de un colector, en las ecuaciones 5, 6 y 7 se hace evidente la influencia de las propiedades ópticas de la placa absorbadora de los dispositivos expuestos a radiación solar. Existe un complemento entre el diseño y los materiales usados en la fabricación de los colectores solares que permiten en conjunto, aumentar la eficiencia del colector. Por lo tanto, se considera indispensable obtener superficies selectivas que contribuyan a aumentar la eficiencia del colector.

## RESULTADOS

### Síntesis y Análisis de DRX

En la Tabla 1 se presentan los resultados de la síntesis de los pigmentos obtenidos al final del proceso. Para establecer las características estructurales de cada uno de los óxidos (calcinaados a 800°C durante 1 h) se realizaron las mediciones de DRX, los resultados se interpretaron a través de un análisis minucioso para identificar las fases presentes en la muestra. La Figura 3 presenta los patrones de DRX para las seis muestras sintetizadas. Los espectros de difracción de las muestras  $x=1.00$ ,  $x=0.93$  presentan picos de reflexión en ángulos asociados a los planos (0 1 2), (1 1 0), (1 1 3), (0 2 4), (1 1 6), (2 1 6), (3 0 0) de la hematita, (PDF 01-087-1165). En el otro extremo se presenta la muestra M6, en la cual se observan reflexiones asociadas a los planos (2 1 1), (4 0 0), (3 3 2) y (0 4 4) correspondientes a la bixbita,  $Mn_2O_3$  (PDF 00-041-1442). Además, también se observó que en tres de las muestras (M3, M4 Y M5) existe la presencia de ambas fases cristalinas.

Tabla 1. Característica estructural de la fase Hematita y Bixbita

Muestra	M1	M2	M5	M7	M9	M10
%Fe:%Mn %mol	100:0	93:7	85:15	50:50	35:65	0:100
Resultado						

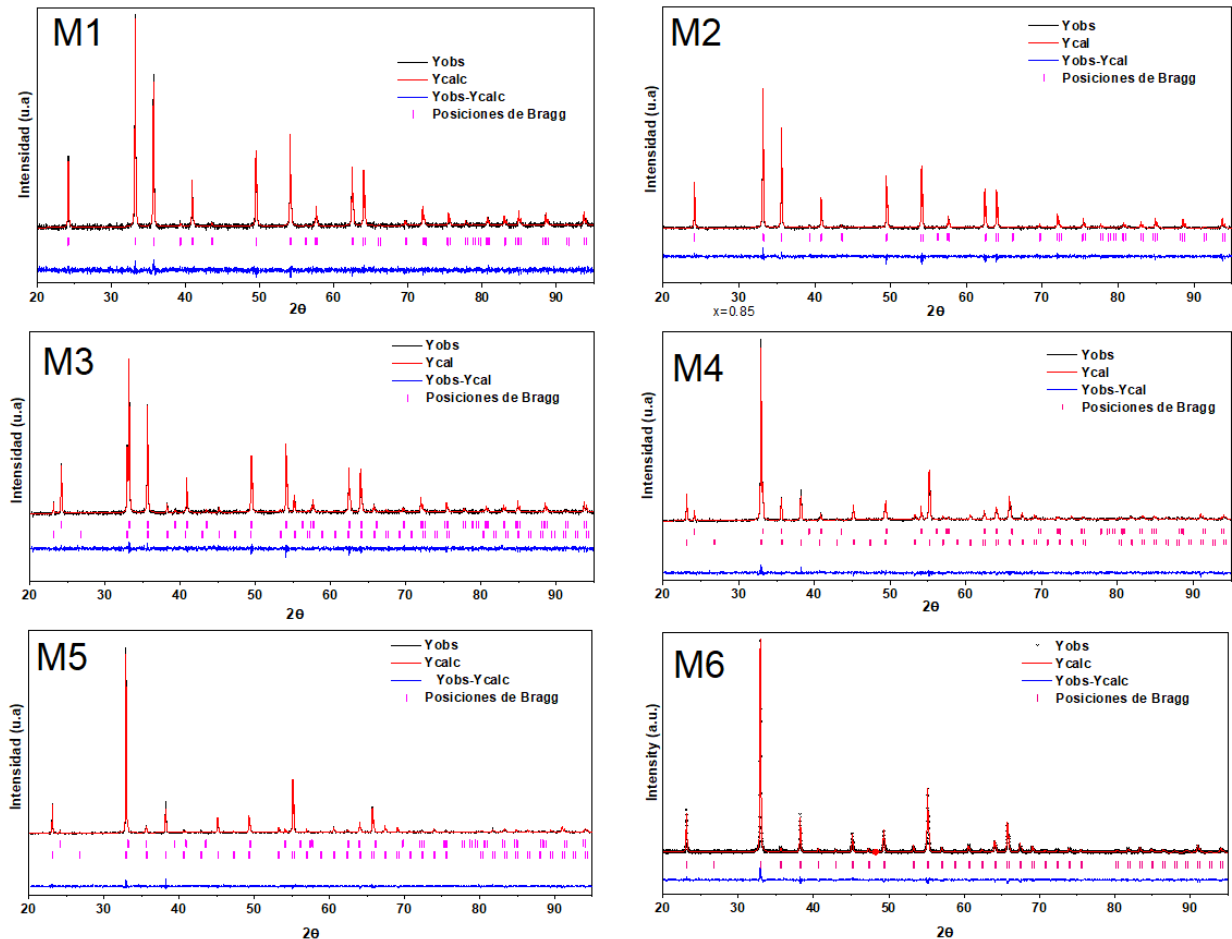


Figura 3. Patrón de difracción de rayos X de las seis muestras y el resultado del refinamiento mediante el método Rietveld

Refinamiento

Para establecer los parámetros de red y porcentaje de concentración de cada fase presente en cada una de las muestras se usó el método Rietveld de ajuste del patrón completo de DRX. Para ello, se dispuso de un modelo cristalológico inicial, en él que se especifica el grupo espacial, los parámetros de celda, el número de fases presentes en la muestra, así como el factor de ocupación y las coordenadas atómicas para cada elemento. Se considera que la fase  $Fe_2O_3$ , Grupos espacial R- $\bar{c}/167$  tiene un átomo de Fe y uno de oxígeno con coordenadas (0,0,z) y (x,0, 0.25) respectivamente. En la fase  $Mn_2O_3$  con grupo espacial Ia- $\bar{3}/206$ , se tienen 2 átomos de Mn con coordenadas (0,0,0) y (x,0, 0.25) y uno de oxígeno (x,y,z). Los datos anteriores son necesarios para iniciar el refinamiento. Los resultados gráficos del análisis de Rietveld correspondientes a todas las muestras se encuentran en la **Error! Reference source not found.**, en tanto que los parámetros estructurales se presentan en la **Error! Reference source not found.** y **Error! Reference source not found.** como comparación entre los datos de referencia y los obtenidos a partir del refinamiento para las muestras de óxidos puros.

Tabla 2. Valores de parámetro de red y posiciones atómicas de la referencia y resultados Rietveld de la muestra M1.

$Fe_2O_3$	Parámetro de red Å	Fe			O		
		x	y	z	x	y	z
Referencia	a=b=5.0355; c=13.7471	0	0	0.3552	0.6939	0	0.25
Sintetizado	a=b=5.03566(4); c=13.74760(14)	0	0	0.3554	0.6935	0	0.25

Tabla 3. Valores de parámetro de red de la referencia y resultados Rietveld de la muestra M6

$Mn_2O_3$	Parámetro de red Å	Mn1			Mn2			O		
		x	y	z	x	y	z	x	y	z
Referencia	a=9.41	0	0	0	0.28	0	0.25	0.405	0.365	0.13
Sintetizado	a=9.41238(6)	0	0	0	0.28653	0	0.25	0.08758	0.36388	0.15172

En la tabla 4, se hace evidente que en dos de las muestras presentan una solución sólida, la cual posible porque los iones de radio iónico similar generalmente pueden ser sustituidos uno por el otro, y una condición para que se presente una solubilidad total y una menor distorsión de red es que la diferencia entre los radios iónicos sea menor al 15%. En las muestras M3, M4 Y M5 se reafirma la segregación de fases en donde la proporción de la fase cúbica de tipo bixbita aumenta conforme la concentración de Mn se incrementa.

Tabla 4. Parámetros de red obtenidos del refinamiento Rietveld de los resultados de DRX para la solución sólida sustitucional  $(Fe_xMn_{(1-x)})_2O_3$  para todas las muestras analizadas.

Muestra	wt% de Fases		$\chi^2$
	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Mn <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	
M1	100	-	1.28
M2	100	-	1.37
M3	85.0(2)	14.5(2)	1.33
M4	21.3(6)	78.7(3)	1.46
M5	6.9(3)	93.1(3)	1.43
M6	-	100	1.74

#### Propiedades ópticas

Se realizaron mediciones de reflectancia de los pigmentos calcinados a 800°C en las regiones UV-vis e infrarroja. En los espectros de reflectancia de la región 0.3 -2.5  $\mu\text{m}$ , (Fig. 4) se observan valores de reflectancia relativamente bajos, considerando que en esta región la reflectancia idealmente deberá ser cercana a cero se considera que los pigmentos que se sintetizaron tienen un valor aceptable de reflectancia, a excepción de la muestra M1 que corresponde a Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, en donde claramente se observa que aumenta la reflectancia en la región visible, lo que explica el color característico de este óxido. Se comprueba que con una pequeña adición de manganeso en la fase hematita se origina un cambio en las propiedades ópticas del óxido y puede ser utilizado como absorbedor. Los valores más altos de absorbancia solar se presentan en los pigmentos que reflejan menormente la región NIR, como en M5 en donde se obtuvo 0.925. Para las mediciones de infrarrojo medio (Fig.6) se utilizó un espectrofotómetro FTIR, modelo Nicolet IS50, los registros se realizaron de 4000  $\text{cm}^{-1}$  a 400  $\text{cm}^{-1}$  en modo de reflectancia (%R). Los valores de la reflectancia de los pigmentos en la región infrarroja, decrece en la región de 13  $\mu\text{m}$  a 25  $\mu\text{m}$  en la cual la reflectancia debe aproximarse a 100%. Aunque, los resultados indican que existe un aumento en la reflectancia, éste no es suficiente para obtener de emitancia térmica aceptable. En este caso tanto la absorbancia solar como la emitancia térmica presentan una notable variación de acuerdo a las diferentes composiciones, la menor emitancia es de 0.185 en la muestra M3 y el mayor valor fue de 0.31 para M5.

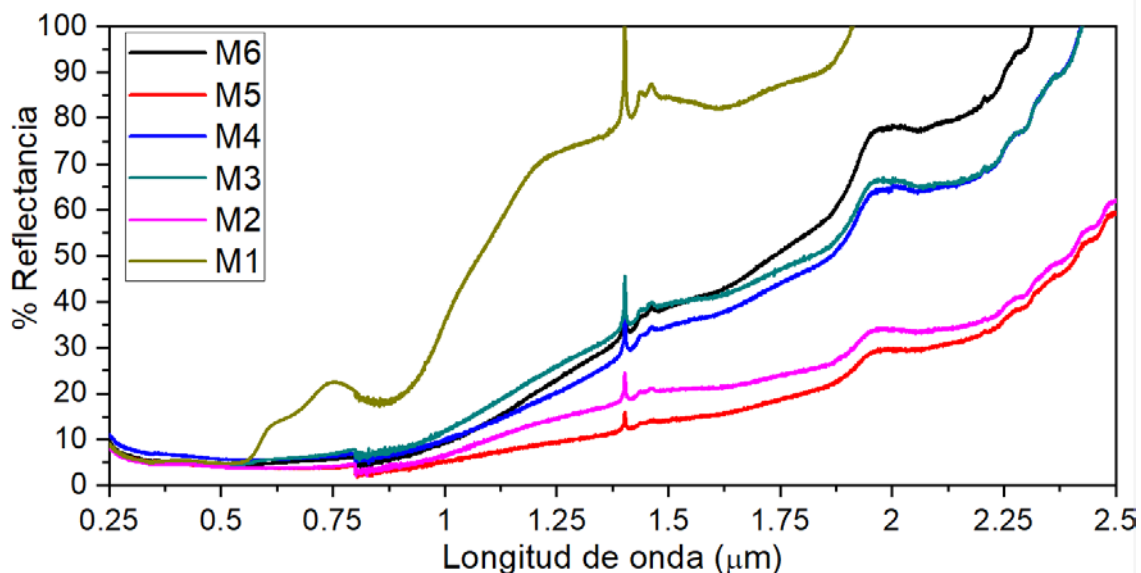


Fig. 4. Espectros de Reflectancia Uv-Vis de pigmentos de Fe-Mn con diferentes concentraciones

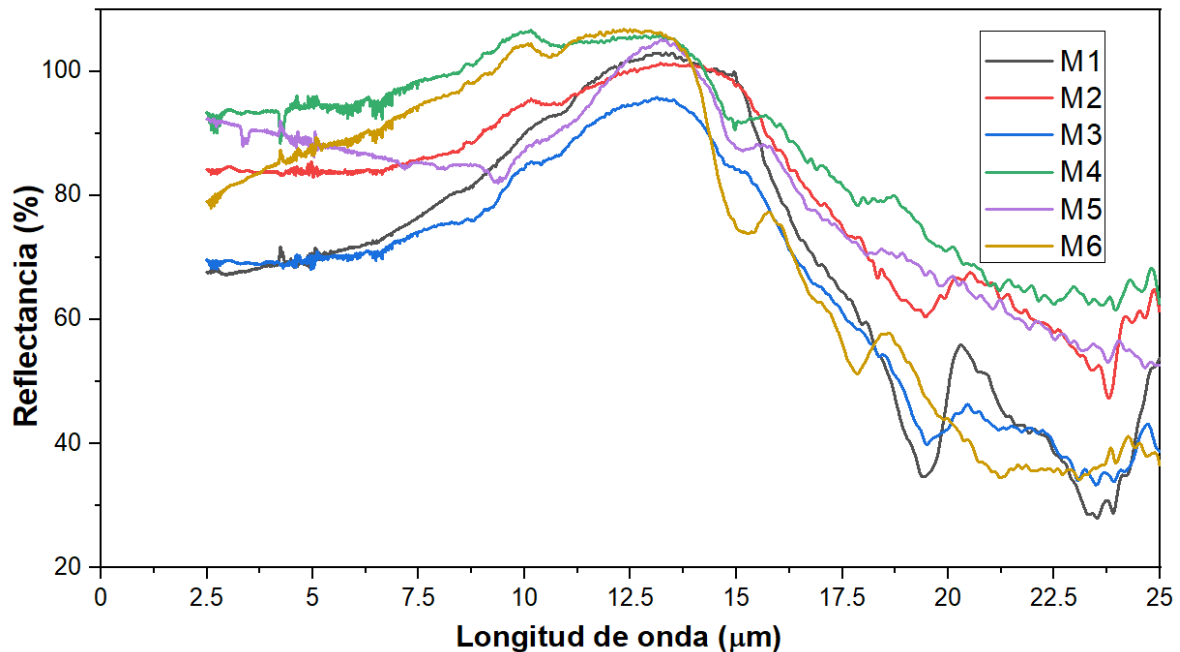


Fig. 5. Espectros FT-IR de óxidos de Fe-Mn con diferentes concentraciones.

#### CONCLUSIONES

En este trabajo mediante el método de coprecipitación se sintetizaron óxidos de hierro y manganeso, con la finalidad de usarse como pigmentos absorbentes en una superficie selectiva. Los resultados muestran que 2 de las muestras presentaron la fase cristalina  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  (M1 Y M2), de acuerdo al análisis la síntesis de M2 se llevó a cabo agregando pequeñas cantidades de manganeso, lo que significa que se obtuvo una solución sólida, además, se obtuvo 1 pigmento correspondiente al óxido puro de la fase  $\text{MnO}_3$  y, finalmente se sintetizaron tres muestras que presentaron ambas fases. Se realizó un análisis de DRX, Se cuantificó, mediante el método Rietveld la concentración de fases. Los resultados muestran que el cambio de cantidad de manganeso agregada a la muestra resulta en un cambio en los porcentajes de cada fase presente en la solución, es decir, a mayor cantidad de Mn aumentó la fase cúbica de  $\text{Mn}_2\text{O}_3$  dentro de la solución. Además, mediante la espectroscopia uV-Vis-NIR, fue posible cuantificar la absorbancia y emitancia térmica. El mejor valor de selectividad se obtuvo en la muestra M5, con valores de absorbancia solar y emitancia térmica de 0.925 y 0.25 respectivamente. El material preparado, muestra propiedades foto térmicas aceptables para la conversión de la energía solar en diferentes aplicaciones en pequeña escala a bajas temperaturas.

#### REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- Barrera, E., Viveros, T., Avila, A., Quintana, P., Morales, M., & Batina, N. (1999). Cobalt oxide films grown by a dipping sol-gel process. *Thin Solid Films*, 346(1–2), 138–144. [https://doi.org/10.1016/S0040-6090\(98\)01503-X](https://doi.org/10.1016/S0040-6090(98)01503-X)
- Belessiotis, V., Delyannis, E. (n.d.). Solar Collectors. Available Online: <http://www.Desware.Net/Sample-Chapters/D06/D10-005.Pdf>.
- Böhland, T., Brandt, K., Brussaard, H., Calvert, D., Etzrodt, G., Rieck, H., Seeger, O., Wienand, H., Wiese, J., & Buxbaum, G. (2005). Colored Pigments. In *Industrial Inorganic Pigments* (pp. 99–162). Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. <https://doi.org/10.1002/3527603735.ch3>
- Crnjak Orel, Z., Klanjšek Gunde, M., Lenček, A., & Benz, N. (2001). The preparation and testing of spectrally selective paints on different substrates for solar absorbers. In *Solar Energy*. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(01\)00059-7](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(01)00059-7)
- Gonzalez-Sandoval, M. P., Beesley, A. M., Miki-Yoshida, M., Fuentes-Cobas, L., & Matutes-Aquino, J. A. (2004). Comparative study of the microstructural and magnetic properties of spinel ferrites obtained by co-precipitation. In *Journal of Alloys and Compounds*. <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2003.09.101>
- Japelj, B., Vuk, A. Š., Orel, B., Perše, L. S., Jerman, I., & Kovač, J. (2008). Preparation of a TiMEMO nanocomposite

by the sol-gel method and its application in coloured thickness insensitive spectrally selective (TISS) coatings. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 92(9), 1149–1161. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2008.04.003>

Mall, R. K., Gupta, A., & Sonkar, G. (2017). Effect of Climate Change on Agricultural Crops. *Current Developments in Biotechnology and Bioengineering*, 23–46. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63661-4.00002-5>

OR Van Buskirk - US Patent 4, 310,596, & 1982, undefined. (n.d.). Solar selective surfaces. *Google Patents*. Retrieved November 20, 2018, from <https://patents.google.com/patent/US4310596A/en>

Orel, B., Crnjak Orel, Z., & Radoczy, I. (1988). Thickness sensitive spectrally selective (TSSS) paint for solar collectors: optical properties, surface characterization and application properties. In *Solar Energy Materials*. [https://doi.org/10.1016/0165-1633\(88\)90050-0](https://doi.org/10.1016/0165-1633(88)90050-0)

Perera, D. Y. (2004). Effect of pigmentation on organic coating characteristics. *Progress in Organic Coatings*, 50(4), 247–262. <https://doi.org/10.1016/J.PORGCOAT.2004.03.002>

Rodríguez-Carvajal, J. (1990). FullProf: A Program for Rietveld Refinement and Pattern Matching Analysis. In *Satellite Meeting on Powder Diffraction of the XV Congress of the IUCr, Toulouse, France*.

Tiwari, G. N., Tiwari, A., & Shyam. (2016). *Flat-Plate Collectors*. [https://doi.org/10.1007/978-981-10-0807-8\\_5](https://doi.org/10.1007/978-981-10-0807-8_5)

Vince, J., Šurca Vuk, A., Opara Krašovec, U., Orel, B., Köhl, M., & Heck, M. (2003). Solar absorber coatings based on CoCuMnOx spinels prepared via the sol-gel process: Structural and optical properties. In *Solar Energy Materials and Solar Cells*. [https://doi.org/10.1016/S0927-0248\(02\)00457-9](https://doi.org/10.1016/S0927-0248(02)00457-9)



## 1.3 Energía Eólica e Oceanos



**ESCALONAMENTO ESPACIOTEMPORAL OTIMIZADO DA EXPLORAÇÃO DAS ENERGIAS  
MARINHAS OFFSHORE EM PORTUGAL****Duque J.\*, Couto A.\***

\* Unidade de Energias Renováveis e Eficiência Energética, Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG),  
I.P., Estrada do Paço do Lumiar nº22, Lisboa, 1649-038 Portugal,  
[joaquim.duque@lneg.pt](mailto:joaquim.duque@lneg.pt), [antonio.couto@lneg.pt](mailto:antonio.couto@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.3074>

**RESUMEN/RESUMO**

Para contribuir para um planeamento otimizado da exploração das energias marinhas *offshore* em Portugal, no horizonte temporal 2020-2050, desenvolveu-se um modelo matemático que visa o escalonamento (temporal e espacial) da instalação das tecnologias eólica *offshore* (flutuantes e fixas) e ondas na costa portuguesa atendendo a diferentes aspetos técnicos e económicos. O recurso a um ficheiro de parametrização externo permite otimizar diferentes cenários segundo diversas perspetivas mediante a otimização da função objetivo adequada. Os resultados obtidos respeitam as metas de capacidade nacional instalada para as próximas décadas e podem auxiliar i) as autoridades competentes na identificação dos locais de maior benefício para a economia nacional, e ii) os investidores através da identificação das regiões e tecnologias que permitem recuperar com rapidez e segurança o seu investimento.

**PALABRAS CLAVE:** Renováveis *Offshore*, Energia eólica *offshore*, Energia das ondas, Exploração otimizada, Escalonamento da capacidade renovável instalada

**ABSTRACT**

To help optimize the exploration planning for the offshore marine energies in Portugal, over the time horizon 2020-2050, a mathematical model was developed aiming to optimally locate and schedule the install offshore technologies on the Portuguese coast for wind (floating and fixed) and waves, complying to the pertinent technical and economic aspects. The use of an external parameterization file makes it possible to optimize different scenarios for diverse perspectives by using the appropriate objective function. The results comply to the national capacity installation goals for the next decades and can assist i) the competent authorities identifying the most valuable places for the national economy, and ii) the investors on identifying the regions and technologies granting the fastest and safer recovering of the investment.

**KEYWORDS:** Renewable Offshore Energy, Offshore wind energy, Wave energy, Optimal exploitation scheduling of renewable capacity deployment

INTRODUÇÃO

A exploração eficiente das energias marinhas *offshore* é um fator chave para cumprir, de forma sustentável, com as diretrizes definidas pela União Europeia (UE) que visam a descarbonização das sociedades enquanto permite o crescimento da designada “economia azul”. Para auxiliar neste processo, vários autores têm proposto o desenvolvimento de ferramenta de planeamento de energias renováveis (eólica *offshore* e ondas), através da identificação de áreas adequadas de instalação destas tecnologias recorrendo a ferramentas de sistema de informação geográfica (SIG) (Castro-Santos, Prado, Simões, & Estanqueiro, 2019; Díaz & Guedes Soares, 2020; Peters, Remmers, Wheeler, Murphy, & Cummins, 2020; Vasileiou, Loukogeorgaki, & Vagiona, 2017).

Pese embora os benefícios do uso das ferramentas SIG, estas apenas permitem identificar as zonas mais adequadas para instalação das tecnologias através do cruzamento de diferentes informações relevantes (e.g., restrições técnicas e ambientais) auxiliando na mitigação dos problemas associados a gestão do espaço marinho sem negligenciar a sustentabilidade dos projetos (Díaz & Guedes Soares, 2020). Contudo, estas ferramentas não permitem um planeamento otimizado da exploração das energias marinhas *offshore* atendendo a aspetos como por exemplo, diferentes horizontes temporais para instalação das tecnologias e funções objetivos. Neste trabalho é apresentado um modelo matemático, complementar as ferramentas SIG, que visa a programação (temporal) otimizada da instalação de tecnologias *offshore*, em especial, os aproveitamentos de tecnologias de produção de energia eólica *offshore* e das ondas tendo em consideração aspetos como: i) adequabilidade técnica (e.g., profundidade passível de instalação) de cada tecnologia e respetivos potenciais; ii) caracterizações técnicas e económicas das diferentes tecnologias; iii) pontos de interligação à rede elétrica nacional, e potências de ligação disponíveis; e iv) cenários de crescimento da capacidade instalada no horizonte temporal considerado.

O modelo foi desenvolvido no âmbito do projeto *OFFSHORE-Plan: Planeamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal* (<http://offshoreplan.lneg.pt/>) e permite um planeamento otimizado da exploração das energias marinhas *offshore* em Portugal que evoluiu em diversas etapas para melhor representar as restrições técnicas, de planeamento e de operação e a exequibilidade das soluções encontradas.

O fluxograma dos principais dados e passos do modelo matemático de otimização técnico-económica de cenários de evolução da instalação do setor renovável *offshore* é apresentado na Fig. 1. O modelo implementado permite a otimização de diversos casos de estudo sem necessitar de alterar o núcleo do modelo matemático, sendo apenas necessário modificar as parametrizações de entrada.

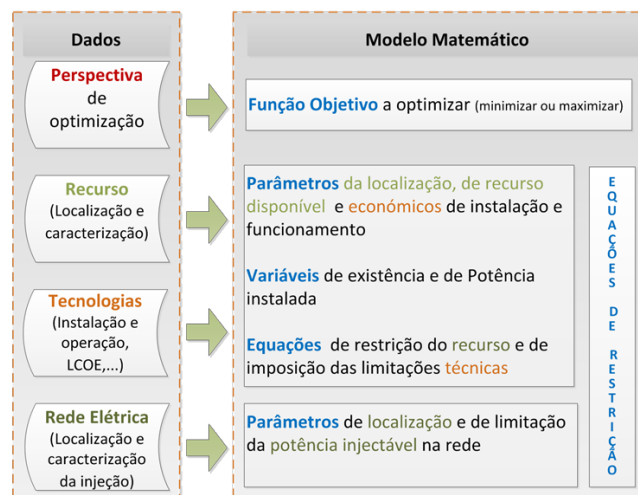


Fig. 1. Fluxograma dos principais dados e passos do modelo matemático de otimização técnico-económica de cenários de evolução da instalação do setor renovável *offshore*.

MODELO PARA LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DA GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL *OFFSHORE* - OREOL

Conceptualmente, o modelo matemático usa uma representação discreta no tempo, com intervalos anuais ao longo do horizonte temporal imposto. O modelo de base inicial foi adaptado aos requisitos resultantes do trabalho desenvolvido nas outras atividades do projeto que permitiram, entre outros, mapear o recurso existente, identificar o tipo de instalação possível de instalar ao longo da costa Portuguesa, selecionar as zonas para exploração da geração *offshore*, identificar os possíveis pontos de injeção na rede elétrica nacional e a respetiva capacidade (Duque, Couto, & Santos, 2019; Garcia, Simões, Santos, Rybchynska, & Estanqueiro, 2018), além de definir todo o conjunto de valores necessários à parametrização do modelo, i.e., definição do caso de estudo. De seguida apresentam-se algumas das premissas consideradas no modelo:

- Definição *a priori* das localizações para instalação de unidades de produção renovável (eólica *offshore* e ondas). Para cada localização é identificada a viabilidade técnica da instalação de cada tecnologia e os custos associados (incluído CAPEX, OPEX, DECEX em função da distância à costa e profundidade) e ligações elétricas;
- Definição de zonas para instalação das tecnologias em análise. Para cada zona é usada uma configuração de nove localizações para instalação de unidades de produção renovável, conectadas por cabos elétricos a uma localização central (o centroide da zona);
- A localização central liga toda a zona a um ou mais pontos de injeção vizinhos que se encontram ligados a uma subestação da rede nacional de transporte (RNT);
- A energia gerada pode ser injetada em onze pontos ao longo da costa tendo em consideração as respetivas potências de receção previamente identificadas através da informação disponibilizada pelo operador da RNT;
- Assume-se que, independentemente do tipo de recurso a explorar, a capacidade *offshore* a instalar em cada local disponível é de 50 MW com todos os  $n$  elementos necessários para atingir essa capacidade a serem instalados em simultâneo, perfazendo um valor máximo de 450 MW de capacidade instalada por cada zona;
- A capacidade de instalação anual das unidades *offshore* é limitada a 15 unidades;
- O modelo permite a escolha entre uma conexão em corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC) para transportar a energia gerada de um conjunto predeterminado de locais *offshore* até pontos de injeção predefinidos da rede elétrica de transporte/distribuição em território continental;
- Dado não se dispor da projeção futura do conjunto de valores de instalação e manutenção ou dos fatores de evolução tecnológica, os valores do LCOE (acrónimo inglês para “*Levelized Cost Of Energy*”) são mantidos constantes ao longo de todo o horizonte temporal;
- A ligação elétrica à rede nacional de transporte de energia é considerada da responsabilidade do operador do sistema e, como tal, os custos não são suportados diretamente pelos investidores.

O modelo permite com base em diferentes funções objetivo (e.g., a minimização dos custos globais dos diversos elementos instalados) definir o escalonamento ótimo da instalação da geração renovável offshore para os diversos cenários considerados. Além das equações que definem as possíveis funções objetivo (OF), as limitações técnicas (e.g., capacidade de transporte nos cabos de conexão) são impostas como um conjunto de restrições (desigualdades). Na Fig. 2 apresenta-se a localização de alguns elementos conceptuais para o planeamento otimizado da instalação da geração *offshore*.

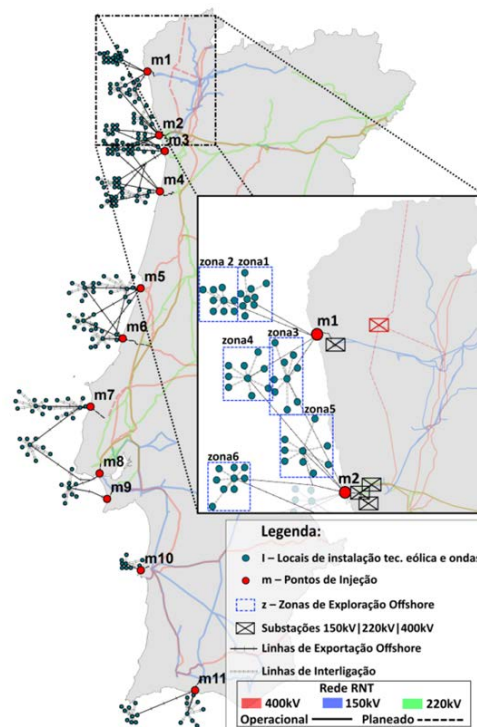


Fig. 2. Mapa ilustrativo da localização e de alguns elementos conceptuais adotadas neste projeto

Assim, de acordo com a informação apresentada anteriormente o modelo permite identificar anualmente as localizações dos parques de 50 MW,  $l$  (pontos verde), inseridos na zona de exploração  $z$  (região englobada pelos retângulos azuis que é composta por nove parques –  $l1, \dots, l9$ ), que são ligados, através de  $l1$  (ponto central de cada  $z$ ), ao ponto de injeção  $m$  localizado perto da costa. Estes pontos de injeção encontram-se conectados a uma subestação da rede nacional de transporte (RNT). Cada  $z$  é conectado no máximo a dois  $m$  através de um cabo de corrente alterna (AC) ou corrente contínua (DC) - linha preta contínua, sendo as possíveis ligações *impostas a priori*.

Para cada  $l$  são identificados os parâmetros técnico-económicos de cada uma das tecnologias analisadas neste projeto (e.g., LCOE, viabilidade técnica para exploração). O modelo apresentado não contabiliza diretamente os custos das conexões entre o continente e cada zona de exploração sendo usada, em alternativa, uma taxa de transporte de energia, correspondente a 25% do custo total desses cabos. Este valor é integrado no cálculo do custo total, contudo, não entra para o cálculo dos custos do LCOE. Assim, as soluções do problema de otimização permitem selecionar os locais que apresentam maior benefício para a economia nacional, definindo as regiões, e o escalonamento da instalação integrada das diversas tecnologias que permitam uma rápida e segura recuperação do investimento.

A capacidade de receção disponível na RNT para escoamento da energia elétrica produzida pelos sistemas de energia renovável *offshore* é crucial para o planeamento otimizado das futuras instalações. Nesse sentido, em (Garcia et al., 2018), procedeu-se a um levantamento exaustivo da informação sobre *i*) a RNT e *ii*) a distribuição espacial do consumo de energia elétrica em Portugal. Assim, procedeu-se a seleção de locais perto da costa, após a definição das zonas de interesse, através dos seguintes critérios:

- ✓ Potencial energético renovável disponível para as diferentes tecnologias.
- ✓ Distância entre subestações da RNT à costa inferior a 25 km.
- ✓ Proximidade a zonas de consumo em Portugal Continental.

O traçado dos cabos submarinos de transporte da geração *offshore* para a RNT, respeita as condicionantes:

- ✓ Os cabos submarinos, junto à costa, até uma profundidade de 50 metros têm de estar enterrados;
- ✓ A localização dos cabos evita zonas rochosas e áreas protegidas.

Os traçados dos cabos *onshore* de conexão dos pontos de interligação na costa às subestações da RNT foram conjecturados, recorrendo a imagens de satélite através dos seguintes critérios:

- ✓ Evitar zonas urbanas.
- ✓ Seguir estradas de terra, municipais, nacionais e/ou autoestradas.
- ✓ Traçado com menor comprimento possível.

Para fins computacionais, são adotadas as unidades monetárias de um milhão de euros (M€) para todos os custos e lucros, o megawatt (MW) para todas as capacidades de energia e o megawatt hora (MWh) para a energia produzida. O modelo matemático final, que conduz a um problema do tipo MILP (*Mixed-integer linear programming*), foi implementado no *software* GAMS num computador, equipado com um processador Intel CoreI7-3820 a 3.6GHz e 16GB de memória RAM, no sistema operativo Windows 7 Professional. As soluções obtidas resultam da otimização, com um critério de paragem a menos de 1% do ótimo global, do modelo matemático final. A apresentação detalhada do modelo matemático final pode ser consultada no anexo A de (Duque et al., 2019).

## MODELO OREOL – DADOS

As tecnologias consideradas para a exploração do recurso *offshore* são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1. Tecnologias analisadas neste trabalho.

Tipo de recurso	Tipo de tecnologia	Abreviatura
Eólica <i>offshore</i>	WindFloat	WF <sub>·Eol.</sub>
	Hywind	Hyw <sub>·Eol.</sub>
	Monopile	Mono <sub>·Eol.</sub>
	Jacket	Jack <sub>·Eol.</sub>
Ondas	Conversor de energia das ondas com dois corpos oscilando em arfagem ( <i>Floating two-body heaving converter</i> )	F2HB <sub>·Ond.</sub>
	Conversor de energia das ondas tipo “pala oscilante” fixo ao fundo ( <i>Bottom-fixed oscillating flap converter</i> )	BOF <sub>·Ond.</sub>
	Coluna de água oscilante do tipo BBDB ( <i>Floating oscillation water column converter</i> )	FOWC <sub>·Ond.</sub>

Os potenciais renováveis *offshore* para as diferentes tecnologias foram calculados durante o projeto *OffshorePlan* e apresentados detalhadamente em (A. Couto et al., 2019; António Couto et al., 2019; Santos et al., 2017).

Os valores do escalonamento anual imposto à instalação das unidades de geração de energia renovável *offshore*, usados na otimização do modelo matemático, para os recursos eólicos e das ondas ao longo da costa portuguesa para o horizonte temporal de 2020 a 2050 foram estimados tendo em consideração os indicadores apresentados no PNEC 2030 cenário “42% RES”. Uma vez que estes indicadores são apenas disponibilizados até 2040, o restante período foi estimado com base no crescimento linear identificado no período compreendido entre 2020 e 2040.

## DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS

Os cenários são definidos pelos valores usados na parametrização do modelo matemático e pela escolha da função objetivo usada para otimização da perspetiva pretendida. Nesse sentido, os seguintes cenários foram analisados:

- Cenário A – Minimização do custo total da geração
- Cenário B – Reforço do abastecimento das zonas de grande consumo, nomeadamente na região de Lisboa (LxD)
- Cenário C – Minimização do custo *versus* maximização da geração *offshore*
- Cenário D – Minimização do custo da geração *offshore* com aumento significativo da capacidade de injeção na RNT

Os cenários B e o cenário C exigiram, para a respetiva análise, uma subdivisão em diversos subcenários. Na Tabela 2 são apresentados os detalhes usados na definição dos diversos cenários usados.

Tabela 2. Definição dos cenários usados.

Cenário	Minimização		Maximização	Potência Instalada na Vizinhança de Lisboa [MW]			Passo da Iteração [MW]		
	Custo Total	Nº de Cabos	Geração	1000	de 0	de 600	a 1200	100	50
A	x								
B	B.I	x			x		x	x	
	B.II	x				x	x		x
	B.III		x		x		x	x	
	B.IV		x			x	x		x
C	C.I	x		x					
	C.II		x	x					
D	x				x		x	x	

## RESULTADOS

Os resultados obtidos permitem identificar o escalonamento espacial e temporal da instalação das diferentes tecnologias, o tipo de conexão, a capacidade de injeção nos pontos da rede elétrica e respetiva percentagem de ocupação, energia anual produzida, entre outros, como apresentado detalhadamente em (Duque et al., 2019). A título de exemplo, apresentam-se de seguida alguns resultados ilustrativos para os diversos cenários.

Cenário A - Na Fig. 3 são apresentados resultados da produção renovável *offshore*, valor cumulativo da capacidade instalada por tipo de tecnologia, da energia produzida anualmente

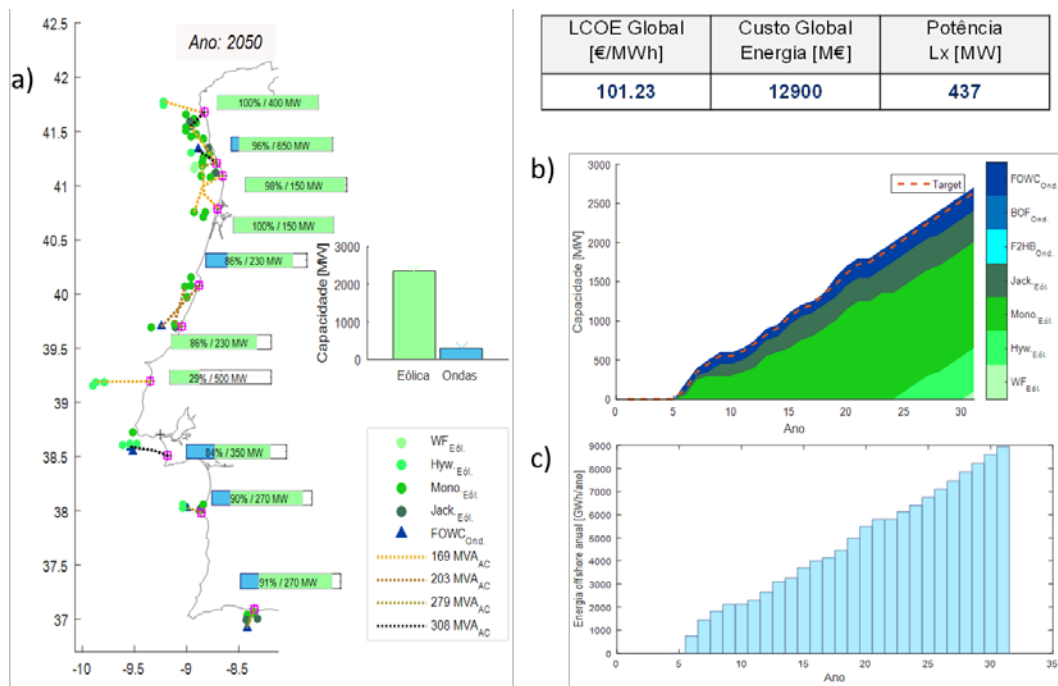


Fig. 3. Cenário A: a) Instalação da produção renovável *offshore* no final do horizonte temporal - 2050, b) Capacidade cumulativa por tipo de tecnologia; c) Energia *offshore* produzida anualmente.

Cenário B.I - na Tabela 3 apresentam-se os resultados do estudo da sensibilidade à imposição dum mínimo da potência *offshore* instalada na proximidade de Lisboa.

Tabela 3. Sensibilidade à imposição do mínimo da potência instalada na proximidade de Lisboa (de 0 a 1200 MW).

Valor instalado em $LxD$ (MW)	Nr. cabos instalados	Custo dos cabos (M€)	LCOE (€MWh)	Energia Produzida (MWh)	Custo da Energia (M€)		Lucro (M€)
					S/ Transmissão	C/ Transmissão	
437	13	904	101.23	1.25E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.63E+03
485	13	895	103.01	1.23E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.33E+03
483	12	855	102.66	1.24E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.40E+03
437	13	887	103.37	1.23E+08	1.28E+04	1.30E+04	4.30E+03
437	13	888	102.88	1.24E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.36E+03
581	13	884	103.20	1.23E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.30E+03
631	12	850	99.88	1.27E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.89E+03
727	12	841	99.38	1.28E+08	1.27E+04	1.29E+04	5.00E+03
823	13	1069	102.99	1.24E+08	1.27E+04	1.30E+04	4.31E+03
919	13	911	102.05	1.25E+08	1.28E+04	1.30E+04	4.52E+03
1015	13	941	102.30	1.25E+08	1.28E+04	1.30E+04	4.48E+03
1113	13	942	102.15	1.26E+08	1.28E+04	1.31E+04	4.52E+03
1214	13	1510	101.18	1.26E+08	1.28E+04	1.32E+04	4.53E+03

\*Os valores da linha acentuada a verde correspondem aos do cenário A.

Cenário C - na Tabela 4 apresenta-se um resumo dos principais indicadores obtidos para as soluções otimizadas relativamente à minimização do custo total de investimento e à maximização energética da geração *offshore*, com a imposição duma potência mínima a instalar na proximidade de Lisboa de 1000 MW.

 Tabela 4. Minimização do custo vs. maximização da geração *offshore*.

Função Objetivo	Valor instalado em $LxD$ (MW)	Nº de cabos	Custo dos cabos (M€)	LCOE (€MWh)	Energia Produzida (MWh)	Custo da Energia (M€)		Lucro (M€)
						Sem custos Transmissão	Com custos Transmissão	
Mín. do custo	1015	12	8.76E+02	99.22	1.29E+08	1.28E+04	1.30E+04	5.05E+03
Max. da geração	1107	15	3.28E+03	113.71	1.69E+08	1.92E+04	2.00E+04	3.61E+03

Cenários C.I e C.II - A Fig. 4 apresenta a evolução dos valores da capacidade instalada anualmente pela otimização das respetivas funções objetivo considerando uma imposição da potência mínima instalada na proximidade de Lisboa de 1000 MW.

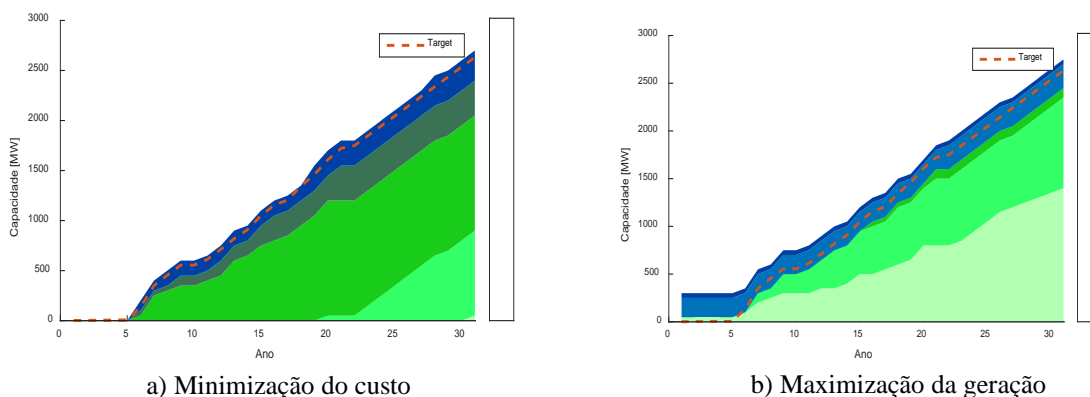


Fig. 4. Cenário C - Evolução da capacidade instalada no horizonte temporal analisado para os cenários C.I e C.II.

A análise comparativa dos resultados obtidos para a minimização do custo face aos da maximização da geração *offshore*, da Tabela 4 e da Fig. 4, permite concluir que as respetivas otimizações conduzem a soluções



significativamente diferentes. Assim, a segunda aumenta em 15% a quantidade de energia produzida com degradações de 11.5% do valor do LCOE (aumento de 99.22 €/MW para 113.71 €/MW) e de 7.1% do lucro (de 5.05E+03 para 3.61E+03 M€).

Com efeito, a maximização da produção pretere a instalação da tecnologia a) eólica *Monopile* a favor da geração *WindFloat* e b) diminui a capacidade *FOWC* a favor da *BOF*. Aumenta o número de cabos instalados de 12 para 15 devido, em parte, à necessidade de abrir zonas energeticamente mais favoráveis aliado ao facto de, e para perfazer os objetivos impostos, ter de abrir novos pontos de injeção com menor capacidade de receção. Assim, esta solução apresenta um aumento de 37.4% no custo dos cabos de ligação à RNT.

Cenário D - com o aumento da capacidade de injeção na rede da REN para 1000 MW verifica-se que a não imposição de capacidade instalada na vizinhança de Lisboa conduz à instalação de capacidades muito reduzidas (150 MW) enquanto que com a imposição da instalação de 1000 MW se verifica uma diminuição acentuada da produção a sul. Esta imposição não obsta a que a capacidade instalada na região Norte se mantenha praticamente inalterada. Tal deve-se às condições mais favoráveis nesta região. Verifica-se ainda na Fig. 4 que esta imposição também conduz, tecnologicamente, a um maior investimento em estruturas flutuantes, designadamente do tipo *HyWind*.

### Resultados – ANÁLISE Comparativa

Na Fig. 5 é apresentada uma comparação dos valores do LCOE, Energia produzida, Custo de produção e Lucro obtidos no final do horizonte temporal para a produção renovável *offshore*, com a otimização dos diferentes cenários.

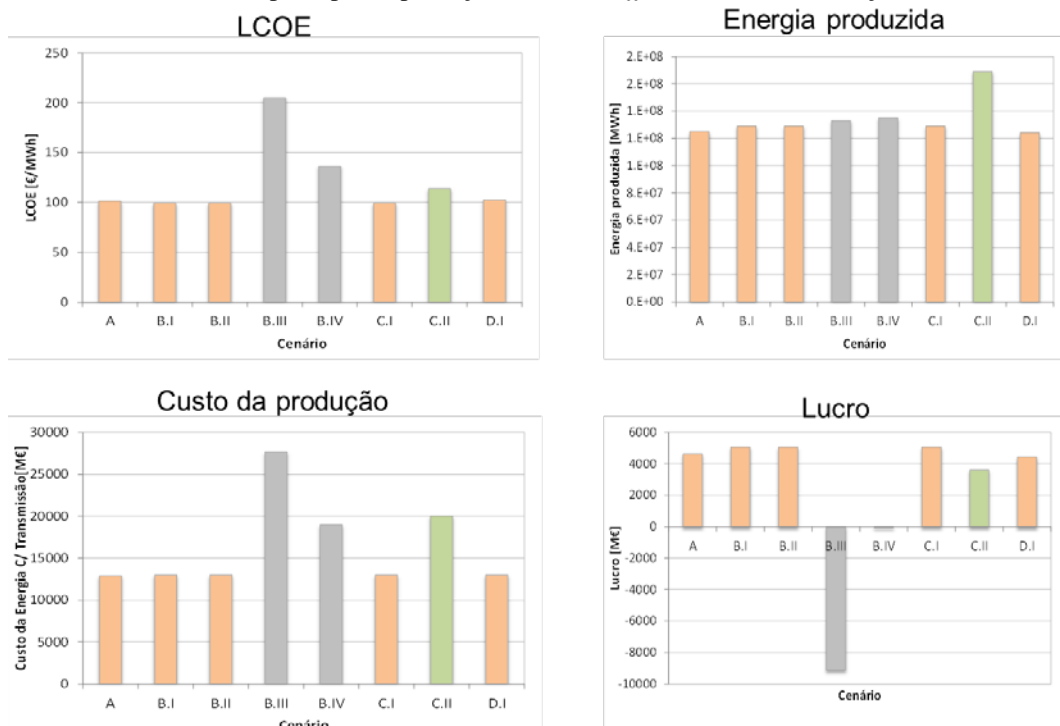


Fig. 5. Comparação dos valores obtidos para a produção renovável *offshore* no final do horizonte temporal com a otimização dos diferentes cenários.

Conclui-se que os valores de LCOE são muito próximos para as diversas soluções com exceção dos cenários com minimização do número de cabos. Note-se que mesmo para a maximização da energia o valor do LCOE é muito próximo (desvios de 11.5%) dado que o aumento dos custos de produção é quase compensado com o significativo aumento da produção de energia, verifica-se ainda uma diminuição de 7.5% do valor do lucro. Nos cenários com minimização do número de cabos verificam-se valores negativos do lucro e uma degradação dos valores de LCOE, em particular no cenário B.III devido à instalação da tecnologia do tipo *F2HB*. Este mesmo fator, leva ao aumento dos custos de produção. Na Fig. 5c) destaca-se a similitude dos valores da produção de energia com destaque favorável para o cenário C.II de maximização da produção. Neste cenário consta-se o valor dos custos dos cabos mais elevado com a abertura de zonas energeticamente mais favoráveis, agravada pela abertura de novos pontos de injeção de menor capacidade, para cumprir os objetivos impostos. Assim, esta solução apresenta um aumento de 37.4% no custo dos cabos de ligação à RNT.

## NOTAS FINAIS

Nos últimos anos, e com o desenvolvimento das tecnologias eólica *offshore* e ondas, tem existido uma grande preocupação na implementação de medidas de ordenamento do espaço marítimo originado um grande esforço no estabelecimento de políticas de ordenamento. Para auxiliar na definição destas políticas várias ferramentas baseadas em sistema de informação geográfica têm sido desenvolvidas. Contudo, estas não permitem a exploração de cenários otimizados de exploração eficiente das energias marinhas *offshore*. Para suprimir esta lacuna neste trabalho é apresentado um modelo matemático com o objetivo de auxiliar no escalonamento (temporal e espacial) da instalação das tecnologias eólica *offshore* e ondas na costa portuguesa atendendo a diferentes aspetos técnicos e económicos.

O modelo matemático apresentado neste trabalho permite, mediante parametrização adequada, a análise de diversos cenários sob diversas perspetivas de otimização, sendo que as cenarizações permitem abranger um espectro alargado de opções técnicas e económicas.

A análise dos resultados obtidos evidencia o elevado potencial *offshore* da zona norte. Contudo, verifica-se a possibilidade de instalar uma parte significativa da potência prevista nas proximidades de Lisboa, sem grande alteração nos valores globais das soluções. Em geral, os valores de LCOE das diversas soluções são muito próximos, com a exceção dos cenários com minimização do número de cabos. A diferença nos valores da produção do cenário C.II (maximização da produção) face aos restantes sugere recorrer futuramente a uma otimização biobjetivo, e.g., maximização da produção e da minimização do custo total que corresponde a uma solução do *trade-off* do custo de instalação e operação das centrais *offshore* (eólica ou ondas) *versus* produção de energia mais adequado.

Os resultados obtidos para 2050 permitem respeitar as metas de capacidade nacional instalada previstas e podem fornecer indicadores relevantes aos decisores políticos para o desenvolvimento de políticas de apoio ao investimento nestas tecnologias instrumentais para atingir os objetivos de descarbonização do sistema elétrico nacional. Através do modelo é igualmente possível aos investidores identificar as regiões e tecnologias que permitem recuperar com rapidez e segurança o seu investimento. Importa ainda referir que a génese do modelo implementado permite a otimização de diversos cenários sem necessitar de alterar o núcleo do modelo matemático, sendo apenas necessário modificar as parametrizações de entrada.

## REFERENCIAS

Castro-santos, L., Prado, G., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2019). Planning of the installation of offshore renewable energies: A GIS approach of the Portuguese roadmap. *Renewable Energy*, 132, 1251–1262. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.031>

Couto, A., Costa, P., Silva, J., Santos, D., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2019). *Planeamento das energias renováveis offshore em Portugal: D2.2 - Validação do potencial energético offshore*. LNEG - relatório técnico projeto OFFSHOREPlan. Obtido de <http://offshoreplan.lneg.pt/wp-content/uploads/2020/06/D2.2-Validacao-potencial-energetico-offshore.pdf>

Couto, António, Silva, J., Costa, P., Santos, D., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2019). Towards a high-resolution offshore wind Atlas - The Portuguese Case. *IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series*, 1356(012029), 14. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1356/1/012029>

Díaz, H., & Guedes Soares, C. (2020). An integrated GIS approach for site selection of floating offshore wind farms in the Atlantic continental European coastline. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 134, 110328. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110328>

Duque, J., Couto, A., & Santos, D. (2019). *Planeamento das energias renováveis offshore em Portugal: D4.2 – Cenarização do escoamento de energia produzida pelos sistemas de conversão de energia renovável offshore*. LNEG - relatório técnico projeto OFFSHOREPlan. Obtido de <http://offshoreplan.lneg.pt/wp-content/uploads/2020/06/D4.2-Cenarizacao-escoamento-energia-sistemas-conversao-renovavel-offshore.pdf>

Garcia, G., Simões, T., Santos, D., Rybchynska, H., & Estanqueiro, A. (2018). *Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal: D3.1 - Definição e implementação das metodologias e identificação de áreas de interesse para a instalação de sistemas de produção renovável offshore*. LNEG - relatório técnico projeto OFFSHOREPlan. Obtido de <http://offshoreplan.lneg.pt/wp-content/uploads/2020/06/D3.1-Areas-Exploracao-Renovaveis-Offshore.pdf>

Peters, J. L., Remmers, T., Wheeler, A. J., Murphy, J., & Cummins, V. (2020). A systematic review and meta-analysis of GIS use to reveal trends in offshore wind energy research and offer insights on best practices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 128(May), 109916. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109916>

Santos, D., Costa, P., Justino, P., Silva, J., Couto, A., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2017). *OFFSHOREPlan: D2.1 – Methodologies to assess the renewable offshore resources. Relatório Técnico.*

Vasileiou, M., Loukogeorgaki, E., & Vagiona, D. G. (2017). GIS-based multi-criteria decision analysis for site selection of hybrid offshore wind and wave energy systems in Greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73, 745–757. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.161>



## CARATERIZAÇÃO DO RECURSO RENOVÁVEL OFFSHORE PARA O PLANEAMENTO DA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS MARINHAS NA COSTA PORTUGUESA

Simões T., Couto A., Justino P., Estanqueiro A.

Unidade de Energias Renováveis e Integração de Sistemas de Energia, Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649-038, Lisboa, Portugal, [teresa.simoese@lneg.pt](mailto:teresa.simoese@lneg.pt), [antonio.couto@lneg.pt](mailto:antonio.couto@lneg.pt), [paulo.justino@lneg.pt](mailto:paulo.justino@lneg.pt), [ana.estanqueiro@lneg.pt](mailto:ana.estanqueiro@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies20201.3075>

### RESUMO

As energias renováveis marinhas (*Offshore*) apresentam um grande potencial de exploração em Portugal, por um lado devido à situação geográfica do país, com a sua área extensa de costa e uma das maiores zonas económicas exclusivas – e por outro, pelos indicadores de existência de elevado recurso energético, cujo estudo tem vindo a ser efetuado nos últimos anos. Não obstante esses estudos, persistem várias barreiras a ultrapassar para a disseminação das tecnologias de energias renováveis com maior aplicabilidade em Portugal – eólica *offshore* e ondas. Neste contexto, surgiu o projeto *OffshorePlan* - Planeamento da instalação de energias renováveis *offshore* em Portugal, no qual se desenvolveu uma metodologia de planeamento da instalação de sistemas de energias renováveis *offshore* – eólica *offshore* e ondas – onde se inclui o refinamento e a validação dos mapeamentos do potencial eólico e das ondas existentes. Neste trabalho apresentam-se as metodologias desenvolvidas para o mapeamento do recurso eólico *offshore* e das ondas, e a sua validação com dados experimentais obtidos com base em sensores LiDAR e bóias hidrográficas. Os resultados constituem atualmente os Atlas do potencial eólico *offshore* e de energia das ondas em Portugal.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Eólica Offshore, Energia das Ondas, LiDAR, Modelação de Mesoescala, recurso energético renovável.

### ABSTRACT

Marine renewable energies have great potential for exploitation in Portugal, on one hand, due to the country's geographical situation, with its extensive coastline and one of the largest exclusive economic zones – and, on the other hand, due to the existence of high energy resources, whose study has been carried out in recent years. Despite these studies, several barriers still remain for the dissemination of renewable energy technologies with greater applicability in Portugal - offshore wind and waves. In this context, the *OffshorePlan* project - Planning the installation of offshore renewable energies in Portugal emerged, in which a methodology for planning the installation of marine renewable energy systems - offshore wind and waves - was developed, including the refinement and validation of mappings wind potential and existing waves. This work presents the methodologies developed for the mapping of offshore wind resources and waves, and their validation with experimental data obtained based on LiDAR sensors and hydrographic buoys. Currently, the results constitute the offshore wind and wave energy potential Atlases for Portugal.

**KEYWORDS:** Offshore wind energy, Wave energy, LiDAR, Mesoscale modelling, renewable resource assessment.

## INTRODUÇÃO

No atual contexto de transição energética em que Portugal se encontra, em linha com os restantes estados da União europeia, as energias renováveis *offshore*, em especial a energia eólica *offshore*, representam um contributo expressivo para o cumprimento dos objetivos definidos pela Europa. Em 2019 foram publicados o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 e o Roteiro Nacional para a Neutralidade Carbónica 2050. Em ambos os documentos são estabelecidos objetivos e metas ambiciosos para o setor das renováveis, sendo a Energia Eólica um dos principais atores. Sendo Portugal um país onde a capacidade renovável tem crescido de forma marcante desde os anos 90, no momento atual, uma das apostas refere-se à Energia Eólica *Offshore*. No entanto, apesar da elevada implementação da tecnologia eólica convencional – caso *onshore* – a tecnologia *offshore* ainda apresenta limitações técnicas, em particular para zonas de águas profundas, bem como custos de instalação, operação e manutenção elevados, acrescentando ainda os custos associados à realização de estudos de avaliação do potencial eólico fiáveis (Carvalho et al. 2014b, 2017), (Standridge C. et al., 2012) especialmente associados às campanhas experimentais de medição do vento. Da mesma forma, o desenvolvimento da área da energia das ondas conta ainda com barreiras especialmente relacionadas com a tecnologia e os custos associados à sua implementação. A grande variedade de sistemas já desenvolvidos, com vários tipos de estruturas, não chegou ainda a um dimensionamento ótimo e comercialmente viável. Neste contexto, e por forma permitir um planeamento ao nível nacional que permita desenvolver de forma eficaz este tipo de tecnologias, carece, obrigatoriamente, de uma caracterização do recurso renovável marinho com precisão. Assim, o LNEG desenvolveu entre 2017 e 2020 um projeto que visa contribuir para ultrapassar num futuro próximo as barreiras ao desenvolvimento das energias renováveis *offshore* e acelerar a sua disseminação na costa continental portuguesa, o projeto OffshorePlan – Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal. Neste artigo, apresentam-se as metodologias desenvolvidas para a avaliação do recurso renovável marinho, as quais conduziram aos Atlas do Potencial Eólico Offshore e ao Atlas de Energia das Ondas. Os Atlas do recurso *offshore* e das ondas obtidos permitem a identificação de áreas adequadas para a implantação de centrais servindo de apoio ao ordenamento do território das fontes de energia marítima para a área marítima de Portugal Continental, tendo como objetivo final o desenvolvimento de um plano estratégico para a exploração de uma forma sustentável destas tecnologias.

## AValiação DO POTENCIAL RENOVÁVEL MARINHO

### Energia Eólica Offshore

O principal desafio na avaliação do recurso eólico consiste na obtenção de dados experimentais, uma vez que a instalação de um mastro meteorológico para batimetrias superiores a 30m apresenta custos elevados (Standridge C. et al., 2012). Da mesma forma, as observações do vento inferidas por satélites tendem a apresentar i) falhas de dados e/ou dados com qualidade reduzida, e ii) baixa resolução espacial/temporal. Assim, para uma caracterização rigorosa do recurso eólico, sem recorrer a uma extensa e onerosa rede de estações anemométricas ou boias, é necessário o uso de modelos numéricos de mesoescala. Estes têm a capacidade de descrever fenómenos atmosféricos importantes para o setor eólico, como turbulência atmosférica, estratificação e processos de brisa marítima-terrestre. Vários estudos têm sido desenvolvidos com o objetivo de produzir atlas eólicos regionais ou nacionais, sendo o mais popular o Atlas eólico europeu (Troen and Petersen, 1989). A fim de melhorar o desenvolvimento do Atlas de vento, vários estudos surgiram com métodos matemáticos mais robustos para lidar com fenómenos de turbulência local (Mortensen, 2014), (Frank et al, 2001), (Tammelin et al, 2001). Esses estudos foram matematicamente focados em áreas regionais específicas, tendo-se concluído que os modelos numéricos de última geração usados para fins de previsão do tempo são uma ferramenta valiosa para produzir um Atlas eólico em escala regional/ nacional com boa precisão. Uma vez que o primeiro Atlas do Potencial Eólico para Portugal foi produzido em 2006, e várias melhorias foram observadas desde então nas metodologias desenvolvidas, neste trabalho, apresenta-se um Atlas de vento de alta resolução espacial (1 km) baseado em simulações numéricas de mesoescala (modelo MM5 - “*Fifth Generation Mesoscale Model*” (Grell et al. 1995)). O modelo é calibrado por meio de testes de sensibilidade usando as métricas estatísticas comuns e os dados simulados/observados. Os dados meteorológicos observados foram obtidos a partir de diferentes sistemas de medição, nomeadamente, boias oceanográficas, sistemas flutuantes de *Light Detection and Ranging* (LiDAR) horizontais e verticais usando diferentes alturas acima do nível do mar e mastros anemométricos costeiros.

### Energia da Ondas

A energia das ondas pode ser considerada como uma das mais promissoras fontes de energia nas zonas costeiras da Europa. Admitindo-se que somente uma fração da ordem dos 10 a 15% do recurso estimado para águas profundas pode ser convertida em energia elétrica, chega-se a um valor médio de potência anual de 20 GW, correspondendo a 175 Twh/ano de produção de energia se fossem aproveitadas todas as costas dos países da União Europeia (ETSU e CCE, 1992)). O recurso é mais abundante nas zonas costeiras dos países voltados para o oceano Atlântico.

É de fundamental importância a avaliação do recurso para o projeto de sistemas de extração de energia das ondas. Esta avaliação permite-nos calcular a potência associada aos diversos estados do mar, assim como a frequência com que estes ocorrem. Antes que se proceda ao projeto detalhado e construção do dispositivo para o aproveitamento da energia das ondas, há que se proceder a uma correta avaliação do recurso no local, não somente em termos de potências como também em termos dos parâmetros associados ao estado do mar que podem ter interesse para o dimensionamento do sistema. Para a avaliação do recurso das ondas recorreu-se a base de dados existentes no LNEG, nomeadamente, Ondatlas e a dados de boias oceanográficas adquiridos ao Instituto Hidrográfico. Os dados de agitação marítima, correspondem a altura significativa, período de pico, médio de zeros ou/e de energia, a potência (ou fluxo de energia), a direção média das ondas, etc. Com base nestes parâmetros que são obtidos para vários instantes no tempo que podem perfazer vários anos de dados, é possível determinar estatísticas de agitação marítimas. São estas estatísticas que definem o clima e o recurso de energia das ondas num determinado local. Neste projeto o mapeamento do recurso energético das ondas resulta do acoplamento da informação de um modelo numérico – MAR3G-Ondatlas, com os dados observados - boias do Instituto Hidrográfico (IH), Leixões, Sines e Faro (10 anos), e outras boias do IH, Aveiro e Figueira da Foz (< 5 anos).

### MODELAÇÃO DE MESOSCALA: METODOLOGIA E ASPETOS RELEVANTES PARA A AVALIAÇÃO DO RECURSO EÓLICO

Os modelos numéricos de mesoescala resolvem as equações diferenciais que traduzem as leis físicas descrevendo o comportamento dinâmico da atmosfera, permitindo obter os parâmetros meteorológicos mais relevantes para a obtenção de um Atlas de recurso eólico, *e.g.*, intensidade e direção do vento.

O modelo numérico MM5 é um modelo atmosférico de mesoescala de acesso livre, sendo continuamente aperfeiçoado através da contribuição de diversos utilizadores das universidades e institutos de investigação em todo o mundo. Para a obtenção de um Atlas do potencial eólico, estes modelos são usualmente alimentados por dados meteorológicos, usualmente designados por condições iniciais e de fronteira – CIF, obtidos através de projetos de reanálises/análises. No modelo, os dados meteorológicos de entrada provenientes de projetos de reanálises/análises são transformados para resoluções espaciais e temporais mais detalhadas por meio de aninhamentos entre domínios.

#### Condições iniciais e de fronteira (CIF)

Uma das principais fontes de erro e incerteza na avaliação do recurso eólico, baseada em modelos numéricos de mesoescala, deve-se às CIFs que alimentam o modelo (Soukissian e Papadopoulos 2015), uma vez que a precisão destes dados tem um impacto crucial nos resultados finais na avaliação do recurso eólico (Carvalho et al. 2014b, 2017). Assim, realizaram-se testes de sensibilidade para selecionar as CIFs mais adequadas para a região em estudo, com base nos seguintes conjunto de projetos reanálise/análise pré-selecionados de acordo com as suas características (Carvalho et al. 2014a): NCEP-R2, CFSR, ERA-Interim, GFS, FNL e ERA-5.

#### Assimilação de dados no modelo de mesoescala

As técnicas de assimilação de dados meteorológicos apresentam um elevado potencial para melhorar as estimativas das variáveis meteorológicas obtidas através de modelos de mesoescala, e, conseqüentemente, podem permitir obter um Atlas de vento e do potencial eólico com elevada previsão (Santos et al. 2017). A assimilação de dados é uma técnica numérica que permite combinar o uso de dados de observações meteorológicas com o próprio estado da atmosfera prognosticado por um modelo numérico para um determinado instante de tempo (Daley 1993). Assim, as equações e parametrizações do modelo asseguram a consistência dinâmica enquanto que, as observações mantêm o modelo próximo das condições reais e compensam desvios associados à física do modelo. Esta combinação de dados observados *versus* prognóstico de modelo atmosférico é conhecida por “*first guess*” ou “*background forecast*” e permite obter a melhor representação possível do estado da atmosfera nesse instante de tempo. As observações podem vir de diversos sistemas de medição, por exemplo, estações e balões meteorológicos, boias oceanográficas, informação derivada por satélite, ou mesmo, oriunda de produtos específicos conhecidos por reanálises atmosféricas, se disponibilizadas com elevada resolução espacial e temporal. Uma descrição detalhada dos procedimentos de assimilação pode ser consultada em (Santos et al. 2017; Couto et al. 2019b).

#### Metodologia de avaliação do recurso eólico marinho

O novo Atlas do potencial eólico *offshore* para Portugal, apresentado neste trabalho, foi obtido com uma resolução espacial de 1 km e resolução temporal de uma hora e baseia-se em simulações numéricas utilizando o modelo MM5. Numa primeira esta o modelo foi calibrado através de testes de sensibilidade para identificação de: etapa I.A) conjunto de dados meteorológicos das condições iniciais e de fronteira (CIF), etapa I.B) parametrizações numéricas - opções físicas, e etapa I.C) procedimentos de assimilação de dados meteorológicos para lidar com os fenómenos do escoamento atmosférico nos níveis mais baixos da atmosfera, interação terra/mar. No final, com base na melhor

configuração, simularam-se três anos consecutivos para obtenção do novo Atlas eólico *offshore* e procedeu-se a sua validação - etapa II, Fig. 1.

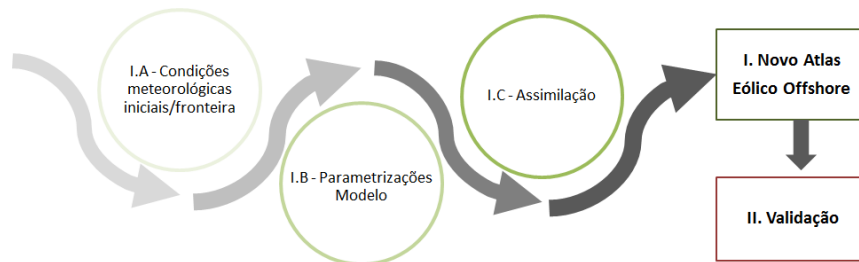


Fig.1 Principais passos para obtenção do novo Atlas eólico *offshore* de alta resolução.

Para identificação das melhores opções em cada uma das etapas anteriores, aplicaram-se as métricas estatísticas comuns no setor eólico (por exemplo, viés - *BIAS*, o erro quadrado médio normalizado - *root mean square error (RMSE)* e a correlação de Pearson) usando dois meses de dados meteorológicos observados e simulados pelo modelo numérico em alguns locais *offshore* na costa portuguesa. Os dados observados foram obtidos de diferentes sistemas de medição, nomeadamente, i) bóias oceanográficas perto da costa portuguesa, e ii) mastros anemométricos costeiros e sistemas LiDAR existentes nas bases de dados do Laboratório Nacional de Energia e Geologia.

#### METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DO RECURSO DAS ONDAS

Os dados de agitação marítima necessários à avaliação do recurso podem ser obtidos com base em modelos numéricos, ou recorrendo-se a boias ondógrafo, transdutores de pressão, satélites (radares), transdutores resistivos ou capacitivos. Para os modelos numéricos a área para a qual se pretende obter dados é discretizada numa malha na qual temos condições de agitação iniciais e de fronteira, assim como a batimetria da zona. Os dados obtidos são espectros de agitação marítima direcionais. As boias ondógrafo medem a elevação da superfície livre do mar, por intermédio de acelerómetros. Com base em software específico são obtidos espectros de agitação marítima que poderão ser direcionais ou não direcionais. Uma vez obtidos os espectros e por intermédio dos cálculos apresentados seguidamente no texto obtêm-se parâmetros de agitação marítima como sejam a altura significativa, período de pico ou/e de energia das ondas, a potência (ou fluxo de energia) das ondas, a direção média para as ondas, etc. Com base nestes parâmetros que são obtidos para vários instantes no tempo que podem perfazer vários anos de dados é possível determinar estatísticas de agitação marítimas, definidas posteriormente no texto. São estas estatísticas que definem o clima e o recurso de energia das ondas num determinado local.

#### Cálculo dos parâmetros das ondas

O comportamento local das ondas é descrito pelo espectro direcional de um estado do mar  $S(f, \theta)$  que especifica como a energia da onda, que é proporcional à variância da elevação da superfície do mar, é distribuída em termos de frequência  $f$  e direção  $\theta$ . Este espectro é geralmente resumido pela altura significativa da onda  $H_s$ , período de pico  $T_p$  e parâmetros de direção. O espectro de frequência que descreve a distribuição de energia no domínio da frequência está relacionado com o espectro direcional por:

$$S(f) = \int_0^{2\pi} S(f, \theta) d\theta \quad (1)$$

em que  $f$  é a frequência e  $\theta$  é a direção das ondas incidentes. Para que se possam calcular os parâmetros da onda com base em  $S(f, \theta)$  e  $S(f)$  é necessário recorrer-se a momentos espectrais definidos como,

$$m_n = \int_0^{\infty} f^n S(f) df \quad (2); \text{ ou } m_n = \int_0^{\infty} \int_0^{2\pi} S(f, \theta) d\theta df \quad (3)$$

Alguns parâmetros das ondas e parâmetros energéticos podem ser dados por:

$$H_s \approx 4\sqrt{m_0}; \quad (4)$$

em que  $H_s$  é a altura significativa.

$$T_p = \frac{1}{f_p}; \quad (5)$$

em que  $f_p$  é a frequência de pico, e  $T_p$  é o período de pico.



$$T_e = \frac{m_{-1}}{m_0}; \quad (6)$$

em que  $T_e$  é o período de energia. O fluxo de energia ou nível de potência por unidade de comprimento de crista é dado por:

$$P = \rho g \int_0^\infty c_g(f, h) S(f) df; \quad (7)$$

ou para um espectro direcional, por:

$$P = \rho g \int_0^\infty \int_0^{2\pi} c_g(f, \theta, h) S(f, \theta) d\theta df; \quad (8)$$

onde  $\rho$  é a densidade da água do mar,  $h$  a profundidade no local e  $g$  a aceleração da gravidade e  $c_g$  a celeridade de grupo. Relativamente à direção das ondas tem-se que a direção média da onda é calculada por:

$$\bar{\theta}_w = \arctang \frac{\int_0^\infty \int_0^{2\pi} S(f, \theta) \sin(\theta) d\theta df}{\int_0^\infty \int_0^{2\pi} S(f, \theta) \cos(\theta) d\theta df}; \quad (9)$$

e a direção média de potência por:

$$\bar{\theta}_p = \arctang \frac{\int_0^\infty \int_0^{2\pi} S(f, \theta) c_g(f, \theta, h) \sin(\theta) d\theta df}{\int_0^\infty \int_0^{2\pi} S(f, \theta) c_g(f, \theta, h) \cos(\theta) d\theta df}; \quad (10)$$

E quando os dados direcionais são obtidos a partir de direções médias por banda de frequência,  $\theta_b$ , e  $S(f)$ , tem-se,

$$\bar{\theta}_w = \arctang \frac{\int_0^\infty S(f) \sin(\theta_b) df}{\int_0^\infty S(f) \cos(\theta_b) df} \quad (11)$$

$$\bar{\theta}_p = \arctang \frac{\int_0^\infty S(f) c_g(f, h) \sin(\theta_b) df}{\int_0^\infty S(f) c_g(f, h) \cos(\theta_b) df} \quad (12)$$

As estatísticas descrevendo o clima de ondas são os valores médios dos parâmetros,  $H_s, T_p, T_e$  e  $P$  e direção  $\bar{\theta}_w$  e  $\bar{\theta}_p$  e as estatísticas bivariadas (diagramas de dispersão)  $(H_s, T_p), (H_s, T_e), (H_s, T_z)$  e  $(H_s, \bar{\theta}_w)$ . Por vezes também se calculam histogramas para  $H_s, T_e$  e  $T_p, P$  e  $\theta_b$ .

## DESENVOLVIMENTO DO ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE

### Etapa I - Calibração do modelo

Nesta secção, apresenta-se de forma resumida os resultados do passo I.A – identificação das CIFs meteorológicas mais adequadas, Fig. 2. Os restantes passos da calibração podem ser encontrados em (Couto et al. 2019a).

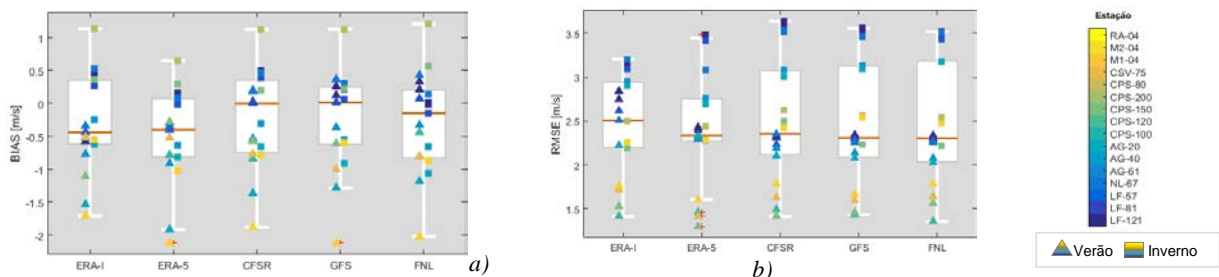


Fig. 2 - Velocidade do vento: resultados para o teste de sensibilidade aos dados meteorológicos das CIFs. a) viés (BIAS) e b) RMSE para os dois meses de teste. As cores representam as diferentes estações em análise.

Na Fig. 2 é possível verificar que o valor de mediana obtido com base nos dados do projeto ERA-I e ERA-5 apresentam um viés (BIAS) de, aproximadamente, 0,5 m/s. Nos resultados obtidos com estes dois projetos observa-se uma elevada dicotomia no enviesamento dos resultados observados para os dois meses em análise, *i.e.*, no mês de verão a intensidade do vento tende a ser sobrestimada nas simulações, e, no mês de Inverno observa-se uma subestimação da intensidade do vento face às observações. No parâmetro RMSE, embora exista dispersão nos resultados obtidos, verifica-se que a utilização dos dados do projeto ERA-5, apresenta os valores mais próximos da

performance ideal. Face a estes resultados foi possível concluir que, em média, os dados do projeto ERA-5 apresentam a melhor performance na caracterização da velocidade e direção do vento nas estações disponíveis. Assim, optou-se por utilizar estas CIFs nas simulações de longo termo para obtenção do Atlas do potencial eólico.

**Etapa II - Validação do modelo**

Usando as opções mais adequadas em cada passo da calibração e o conjunto de dados disponíveis foram determinados os valores da correlação de Pearson, do viés (BIAS) e RMSE para a etapa de validação das simulações de longo termo da velocidade e direção do vento, Fig. 3.

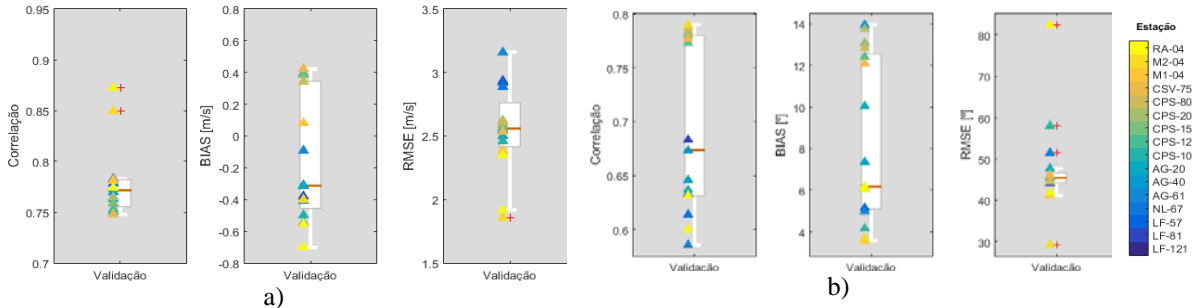


Fig. 3. Resultados dos parâmetros estatísticos para: a) velocidade do vento, e b) direção do vento.

Para as simulações de longo termo, a mediana da velocidade do vento apresenta i) um valor elevado de correlação, próximo de 0.80, e ii) um erro sistemático (BIAS) reduzido, aproximadamente, -0.25 m/s. É possível observar uma sobrestimação sistemática da velocidade do vento, i.e., a mediana dos valores do BIAS encontra-se sempre ligeiramente inferior a 0m/s. No entanto, é possível verificar que a estação do Cabo Penedo Saudade (CPS) apresenta um BIAS positivo (subestimação da velocidade do vento) para todas as alturas de medição. Para a direção do vento, os valores de correlação, nos diferentes locais de medição, classificam-se como moderado/alto. A melhor performance foi identificada para as estações longe da costa portuguesa. Os valores do BIAS são reduzidos (inferiores a 15°) demonstrando assim uma capacidade adequada para representar, em média, a direção do vento. A análise do RMSE permite identificar i) a existência de valores extremos (*outliers*) significativos na distribuição do erro e ii) uma distância interquartil bastante reduzida. É ainda de realçar, que os erros observados na caracterização da velocidade e direção do vento, não são dependentes da altura de medição, o que significa que a estratificação vertical da atmosfera se encontra corretamente simulada.

**Novo Atlas do potencial eólico offshore**

Na Fig. 4 apresentam-se os resultados referentes aos mapeamentos do novo Atlas eólico offshore para Portugal.

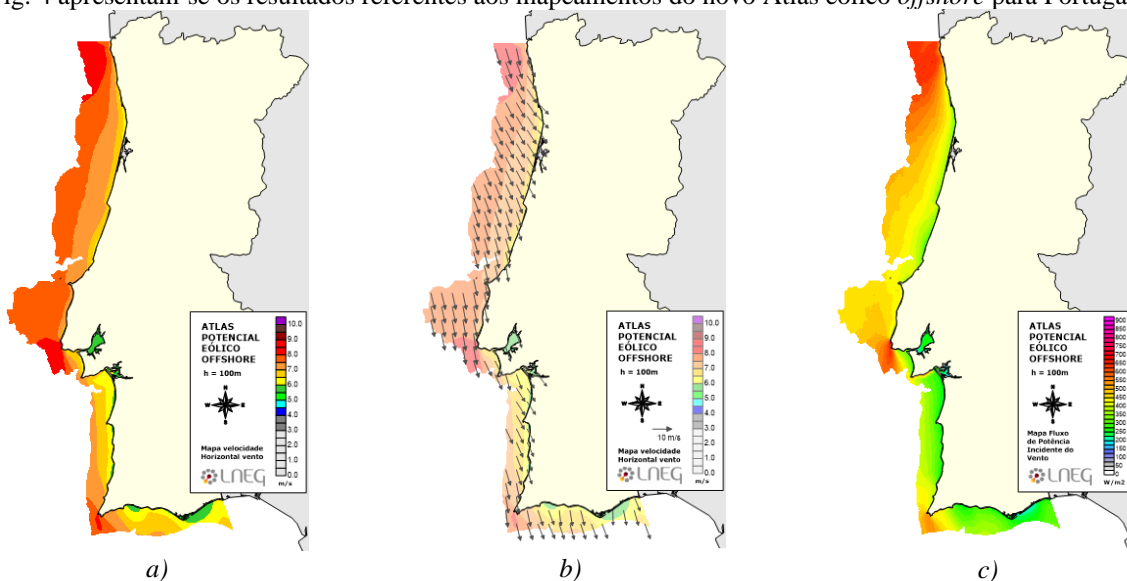


Fig. 4. Representação espacial do campo médio, até à batimétrica dos 300m, da a) velocidade e, b) direção do vento e c) fluxo de potência para o domínio 1x1km (100 metros acima do nível médio do mar).

Os resultados demonstrados através da representação espacial confirmam que Portugal possui um elevado potencial eólico. As regiões norte e centro são as energeticamente mais favoráveis. Como esperado, devido às condições

meteorológicas típicas observadas em Portugal, verifica-se uma predominância das direções de vento dos sectores norte/noroeste.

DESENVOLVIMENTO DO ATLAS DE ENERGIA DAS ONDAS

Com base nos dados medidos, foram obtidos diagramas de dispersão (em permilagem) para um período de 10 anos para os pontos offshore (Leixões: Lat = 41° 19' 00" N; Long = 8° 59' 00" W; Prof = 83 metros, Sines: Lat = 37° 55' 16" N; Long = 8° 55' 44" W; Prof = 97 metros, Faro: Lat = 36° 54' 17" N; Long = 7° 53' 54" W; Prof = 93 metros) e para a Figueira da Foz (Lat = 40° 11' 24" N; Long = 9° 9' 0" W; Prof = 92 metros) para um período de 4 anos. Para o período de 10 anos também foram obtidos diagramas de dispersão mensais, de Janeiro a Dezembro. No processamento desta informação houve a necessidade de ter em atenção que em situações de estado do mar tempestuoso as medidas das boias hidrográficas são espaçadas em intervalos de tempo curtos da ordem dos 20 a 30 minutos e para situações de agitação marítima regulares as medidas são espaçadas de 3 em 3 horas. Os registos de elevação da superfície livre do mar têm, usualmente, uma duração de 20 minutos. As células dos diagramas de dispersão são obtidas para classes de  $H_s$  com um intervalo de 0.5m e para classes de  $T_{m02}$  ( $T_z$ espectral) ou  $T_e$  com um intervalo de 1s. Estes diagramas fornecem a distribuição bivariada (em permilagem) dos estados do mar pelas células  $[H_s, T_{m02}]$ , ou,  $[H_s, T_e]$ . Os valores de  $H_s$ ,  $T_{m02}$  ou  $T_e$  presentes nos diagramas de dispersão dizem respeito ao valor superior da respetiva classe, assim, para os diagramas de dispersão, um valor de 8s para  $T_{m02}$  representará a classe  $[7,8]$ s. Seguidamente apresentam se diagramas de dispersão (frequência de ocorrência) anuais para as boias de Leixões, Sines e Faro - 10 anos de dados (Fig. 5). Conjugando os dados do Ondatlas com os dados das boias do Instituto Hidrográfico foi possível um mapeamento de base estatística da distribuição espacial da energia das ondas ao longo da costa portuguesa (Fig. 5d)).

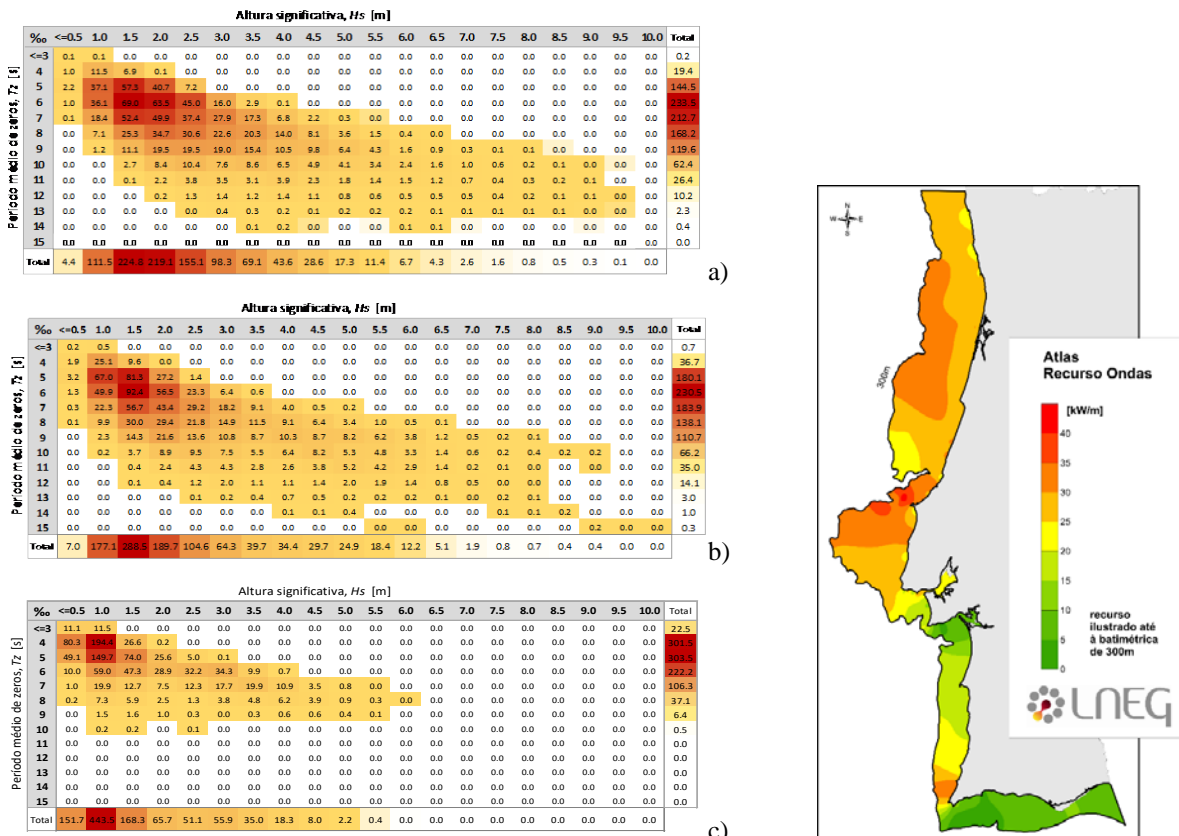


Fig. 5. Diagrama de frequência de ocorrência (permilagem): a) Boia de Leixões - 10 anos, prof. 83m; b) Boia de Sines - 10 anos, prof. 97m; e c) Boia de Faro - 10 anos, prof. 93m. d) mapeamento de base estatística da distribuição espacial da energia das ondas ao longo da costa portuguesa.

CONCLUSÕES

Portugal tem um grande potencial de exploração das Energias *Offshore*, em particular da Energia Eólica offshore. O trabalho apresentado neste artigo, foi desenvolvido no âmbito do projeto OffshorePlan e permitiu o desenvolvimento e validação do Atlas do Potencial Eólico Offshore e do Atlas de Energia das Ondas. O Atlas do Potencial Eólico Offshore foi desenvolvido com recurso ao modelo de mesoscala MM5, tendo-se desenvolvido testes de sensibilidade com vista à calibração deste modelo e de forma a minimizar a incerteza associada ao uso deste tipo de modelos. A calibração incidiu sobre: i) os dados meteorológicos de condições iniciais/fronreira (CIF) para alimentar o modelo,

ii) as parametrizações físicas disponíveis no modelo, e iii) os procedimentos de assimilação de dados meteorológicos. Os resultados demonstram que o procedimento de calibração é um passo crucial para melhorar a caracterização da velocidade do vento e da direção. A melhoria mais significativa foi associada ao procedimento de assimilação de dados. Após o procedimento de calibração, foi possível obter o novo Atlas eólico *offshore*, baseado em três anos de dados. Durante a etapa de validação, foi possível verificar que o modelo reduz, ligeiramente, o seu desempenho: redução nos valores de correlação e aumento dos valores da raiz do erro médio quadrático. Este resultado pode ser parcialmente explicado por algumas condições meteorológicas extremas observadas durante o período de longo termo simulado para obtenção do novo Atlas. Contudo, em comparação com a etapa de calibração, foi possível observar uma redução do viés nos resultados da validação. Assim, embora mais estudos sejam necessários para permitir sua validação completa, a adoção de procedimentos de assimilação, juntamente com a utilização das condições meteorológicas iniciais e de fronteira mais atuais, permitem obter uma melhoria promissora na caracterização do recurso eólico, especialmente em regiões onde não se encontram disponíveis dados de vento observados. Para a energia das ondas a metodologia desenvolvida permitiu obter uma estimativa para o atlas de energia das ondas com base em dados numéricos e experimentais, apresentando-se como resultado um mapeamento de base estatística da distribuição espacial da energia das ondas ao longo da costa portuguesa, bem como as tabelas de dispersão para determinados pontos na mesma costa.

#### AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi financiado pelo Projeto OffshorePlan, (POSEUR – 01-1001-FC-000007), co-financiado pelo Programa Operacional de Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos (POSEUR), através do Portugal 2020 e do Fundo de Coesão.

#### REFERENCIAS

Alvarez I, Gomez-gesteira M, Carvalho D (2014) Deep-Sea Research II Comparison of different wind products and buoy wind data with seasonality and interannual climate variability in the southern Bay of Biscay ( 2000 – 2009 ). Deep Res Part II 106:38–48. doi: 10.1016/j.dsr2.2013.09.028

Carvalho D, Rocha A, Gómez-gesteira M, Santos CS (2014a) Sensitivity of the WRF model wind simulation and wind energy production estimates to planetary boundary layer parameterizations for onshore and offshore areas in the Iberian Peninsula. Appl Energy 135:234–246. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.08.082

Carvalho D, Rocha A, Gómez-Gesteira M, Silva Santos C (2017) Offshore winds and wind energy production estimates derived from ASCAT, OSCAT, numerical weather prediction models and buoys – A comparative study for the Iberian Peninsula Atlantic coast. Renew Energy 102:433–444. doi: 10.1016/j.renene.2016.10.063

Carvalho D, Rocha A, Gómez-Gesteira M, Silva Santos C (2014b) Sensitivity of the WRF model wind simulation and wind energy production estimates to planetary boundary layer parameterizations for onshore and offshore areas in the Iberian Peninsula. Appl Energy 135:234–246. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.08.082

Costa P, Miranda P and Estanqueiro A 2006 Development and Validation of the Portuguese Wind Atlas Proceedings of the European Wind Energy Conference 2006 (Athens, Greece) p 9

Couto A, Costa P, Silva J, et al (2019a) Planeamento das energias renováveis offshore em Portugal: D2.2 - Validação do potencial energético offshore

Couto A, Silva J, Costa P, et al (2019b) Towards a high-resolution offshore wind Atlas - The Portuguese Case. IOP Conf Ser J Phys Conf Ser 1356:14. doi: 10.1088/1742-6596/1356/1/012029

Daley R (1993) Atmospheric Data Analysis, 2nd edn. Cambridge University Press

ETSU e CCE (1992). An assessment of the state of art, technical perspectives and potential market for wave energy. Technical direction Dr.-Ing. W. Dursthoff, report for DG XVII.

Frank H P, Rathmann O, Mortensen N G, Landberg L and Petersen E L 2001 The numerical wind atlas - The KAMM/WAsP method Wind Energy New Millenn. Proc. 661–4

Grell G, Dudhia J, Stauffer DR (1995) A description of the Fifth-Generation Penn State/NCAR Mesoscale Model (MM5). NCAR Tech. Note NCAR/TN-398+STR 121

- Mortensen N G 2014 46200 Planning and Development of Wind Farms : Wind resource assessment using the WAsP software Wind Energy E Report 2014
- Santos D, Costa P, Justino P, et al (2017) OFFSHOREPlan: D2.1 – Methodologies to assess the renewable offshore resources
- Sharp E, Dodds P, Barrett M, Spataru C (2015) Evaluating the accuracy of CFSR reanalysis hourly wind speed forecasts for the UK , using in situ measurements and geographical information. *Renew Energy* 77:527–538. doi: 10.1016/j.renene.2014.12.025
- Soukissian TH, Papadopoulos A (2015) Effects of different wind data sources in offshore wind power assessment. *Renew Energy* 77:101–114. doi: 10.1016/j.renene.2014.12.009
- Standridge C, Zeitler D, Nieves Y, Turnage T J and Nordman E 2012 Validation of a buoy-mounted laser wind sensor and deployment in Lake Michigan. Michigan Alternative and Renewable Energy Center
- Tammelin B, Bergström H, Botta G, Douvikas S, Rathmann M and MHyvönen R 2001 Verification on wind energy predictions produced by WAsP and some mesoscale models in European mountains European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEC '01) (Copenhagen) pp 678–685
- Troen I, Lundtang Petersen E (1989) European Wind Atlas
- Wang A, Zeng X (2012) Evaluation of multireanalysis products with in situ observations over the Tibetan Plateau. *J Geophys Res Atmos* 117:n/a-n/a. doi: 10.1029/2011JD016553



## CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO EÓLICO EM AMBIENTE URBANO – APLICAÇÃO A UMA ZONA URBANA PORTUGUESA

Costa P., Simões T., Estanqueiro A.

LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia I.P., Lisboa, Portugal,  
[paula.alexandracosta@lneg.pt](mailto:paula.alexandracosta@lneg.pt), [teresa.simoese@lneg.pt](mailto:teresa.simoese@lneg.pt), [ana.estanqueiro@lneg.pt](mailto:ana.estanqueiro@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.3076>

### RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia de avaliação preliminar do recurso eólico numa área urbana através do uso de um modelo digital de terreno urbano (DTM urbano) desenvolvido pelos autores tendo a sua metodologia de criação já apresentado resultados promissores, sobretudo quando aplicada em modelos comerciais CFD. Neste trabalho recorreu-se a um modelo comercial de referência do sector de energia eólica para o cálculo do recurso do vento, o modelo WaspEngineering, e ao modelo *freeware* CDF-OpenFoam, de forma a avaliar o impacto das estimativas obtidas por ambos os modelos com a utilização do modelo digital de terreno urbano. Um perfilador vertical de vento – Lidar - capaz de inferir o vento horizontal a diversas alturas acima do nível do mar foi instalado no telhado de um edifício selecionado para fins de validação do perfil vertical do vento dentro da área urbana. O modelo digital de terreno urbano permite a introdução da descrição do tecido urbano acoplado à orografia da região como se fosse um terreno complexo. Os resultados obtidos mostram que a metodologia do terreno digital urbano é favorável para estudar o comportamento do perfil vertical do vento em ambiente urbano em altíssima resolução espacial, uma vez que estão de acordo com as observações inferidas por Lidar, e por outro lado, adequada ao uso em modelos CFD de várias tipologias – comerciais e *freeware*.

**PALAVRAS-CHAVE:** modelação CFD, recurso eólico, ambiente urbano, modelo digital de terreno urbano, lidar

### ABSTRACT

This paper presents a methodology for the preliminary assessment of the wind resource in an urban area using an urban digital terrain (urban DTM) developed by the authors, having this methodology already shown promising results, especially when applied to commercial CFD models. In this work, a commercial reference model of the wind energy sector to calculate the wind resource, the WaspEngineering model, and the freeware CDF-OpenFoam model, were used in order to assess the impact of the estimates obtained by both models with the use of the urban DTM. A vertical wind profiler - Lidar - capable of inferring the horizontal wind at different heights above the sea level was installed on the roof of a selected building to validate the vertical wind profile within the urban area. The DTM enables the introduction of the description of the urban fabric coupled with the region's orography as if it was a complex terrain. The results obtained show that the urban DTM methodology is adequate to study the behavior of the vertical wind profile in an urban environment in very high spatial resolution, since they are in accordance with the inferred observations by Lidar. It is also possible to conclude that the Urban DTM methodology, issuitable for use in CFD models of various types - commercial and freeware.

**KEYWORDS:** CFD modelling, wind resource, urban environment, urban digital terrain, lidar

## INTRODUÇÃO

Neste trabalho, recorreu-se a um modelo CFD de código aberto, o modelo OpenFoam (Weller et al., 1998) para se avaliar, de forma preliminar o comportamento do perfil vertical do vento e o potencial eólico em torno de um edifício localizado numa área urbana pertencente ao Município de Cascais - São Pedro do Estoril, bem como a utilização do modelo comercial WaspEngineering (Astrup, 1999) (não CFD), amplamente utilizado no setor eólico, com especial incidência em regiões de orografia complexa. Este trabalho decorre de um estudo efetuado por (Esteves, 2015; Simões and Estanqueiro, 2016), onde se desenvolveu uma metodologia de avaliação do potencial eólico urbano com base na geração de uma superfície de cotas envolvendo a malha urbana. Neste sentido, os resultados obtidos permitirão compreender se esta metodologia é adequada para a descrever de forma fiel o escoamento atmosférico em zonas urbanas de orografia complexa, com base em modelos *freeware*, através da validação do perfil vertical de vento em redor de um edifício. É de referir que a metodologia de criação do modelo de terreno digital urbano, permite criar de forma célere a agregação do tecido urbano com um modelo digital de terreno de forma a ser tratado como um terreno complexo e por isso adequado para uso nos modelos numéricos. Esta metodologia de agregação quando comparada com as habituais práticas de agregação de edifícios a terrenos, torna os modelos numéricos mais estáveis do ponto de vista computacional e tornam o processo de simulação mais célere uma vez que permitem uma convergência mais rápida na obtenção da solução otimizada do escoamento atmosférico.

## O VENTO NO AMBIENTE URBANO

A descrição e simulação do vento em ambiente urbano tem sido estudada há várias décadas existindo à data vários trabalhos publicados sobre este assunto. No entanto, muito poucos incidem especificamente em aplicações eólicas. O estudo realizado por (Li, Wang e Yuan, 2010a) incide sobre pequenos grupos de edifícios em áreas urbanas para a instalação de sistemas de energia em pequena escala. A falta de dados experimentais do vento continua a ser referida na literatura, em particular no estudo mais recente supracitado sendo o uso de modelos CFD a fonte preferencial para fornecer dados de vento para este fim. No entanto, alguns projetos de investigação mencionam casos de observação de campanhas experimentais em que a tecnologias SONAR e a anemometria convencional de copos são utilizados para avaliar o potencial eólico em áreas urbanas. O projeto WINEUR (Syngellakis, Clement & Cace, 2005) é mencionado em diversos estudos científicos dedicados a estas temáticas. Os sistemas de medição LIDAR (Gryning & Batchvarova, 2009) e métodos estatísticos, como as distribuições Weibull baseadas em grandes bancos de dados de vento, também são utilizadas pela comunidade científica para esse fim (Acosta & Djokic, 2010).

A representação física do tecido urbano é de extrema importância, independentemente da metodologia aplicada ao recurso eólico urbano. O uso de metodologias CAD e sistemas de sensores remotos LIDAR para representação dos edifícios no formato LAS são alguns dos métodos apresentados à escala da cidade (Benthan & Britter, 2003). O projeto de banco de dados NUDAPT - National Urban Database com Access Portal Tool (NUDAPT, 2012), constitui uma exceção uma vez que contém informações em 2D e 3D de um conjunto de cidades americanas e permite a qualquer utilizador descarregar o edificado urbano e usar essa informação nos seus projetos de estudo. Além disto, o uso de SIG - Sistemas de Informação Geográfica - é frequentemente usado para modelar o tecido urbano em áreas maiores e especialmente quando essas áreas são colocadas em terrenos complexos. (Kanda M., 2009) utilizaram este tipo de metodologia para modelar áreas alargadas com sucesso. Relativamente ao fluxo de vento sobre um edifício simples de forma cúbica, é possível constatar experimentalmente vários efeitos tridimensionais no escoamento atmosférico. O fluxo de vento sobre o edifício gera diferenças de pressão em torno do edifício e essas diferenças de pressão modulam o comportamento do vento e induzem desvio das linhas de corrente originando circulações locais e turbulência. Verifica-se, experimentalmente que, quando o vento se aproxima do edifício (montante) a zona de extensão vertical e horizontal do vórtice de circulação (a jusante) é 1,5 vezes a altura do edifício medida a partir da parede; mas se o edifício tiver dimensões horizontais e verticais não similares então a interferência do fluxo de vento aumenta e o comprimento do vórtice circundante é cerca de 12 vezes a altura do edifício se se considerar um edifício isolado ou diversos conjuntos de vórtices em forma de ferradura (vórtices de Von Karman) que envolvem a base do edifício e continuam a sua perpetuação a jusante. Além disso e além da zona dos vórtices associados, os efeitos de separação induzidos pelos edifícios de contornos não regulares causam déficit de velocidade do vento e excesso de turbulência na região limítrofe de cada edifício prolongando a dimensão de cada vórtice até 5 a 20 alturas dos prédios para jusante (Plate, 1982)

## CASO DE ESTUDO

Neste trabalho e a fim de estudar o comportamento do vento em ambiente urbano selecionou-se uma região do Município de Cascais, São Pedro do Estoril, onde se situa o edifício do Centro Interpretação Ambiental da Pedra do Sal (Figura 1a). Este edifício tem aproximadamente 3 metros de altura e está situado a cerca de 25 m acima do nível médio do mar. No topo deste edifício, entre de 2012 e 2013 esteve em operação um sistema Lidar (Figura 1b), capaz de monitorizar as componentes tridimensionais do vento a diversos níveis de altitude (até aos 200m, no caso presente).



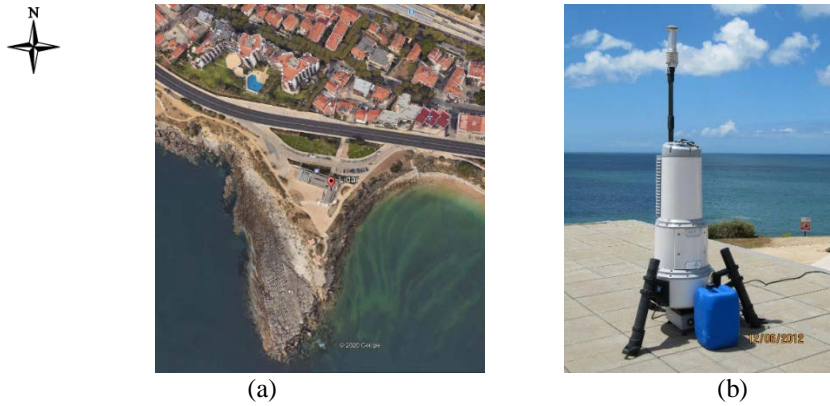


Figura 1. (a) Localização do Lidar no topo do edifício do Centro de Interpretação Ambiental – São Pedro do Estoril, (b) visualização do sistema de medição do vento Lidar no topo do edifício.

O sistema Lidar operou continuamente desde 12 de Junho de 2012 até 12 de Fevereiro de 2013 perfazendo um total de oito meses de dados medidos a 2m, 18m, 23m, 28m, 33m, 38m e 58m. Na figura 2 apresentam-se as principais estatísticas de vento obtidas dos dados recolhidos do Lidar referentes à maior altura definida no lidar, 58m acima do nível da cobertura do edifício, bem como os perfis verticais do vento médio (Global – todos os sectores, N – Sector Norte [345° a 360° e de 0° a 15°] e NW-Noroeste [315° a 345°] com indicação do valor de rugosidade equivalente calculado com base no diferencial de altura mais elevada versus mais baixa da medição do Lidar.

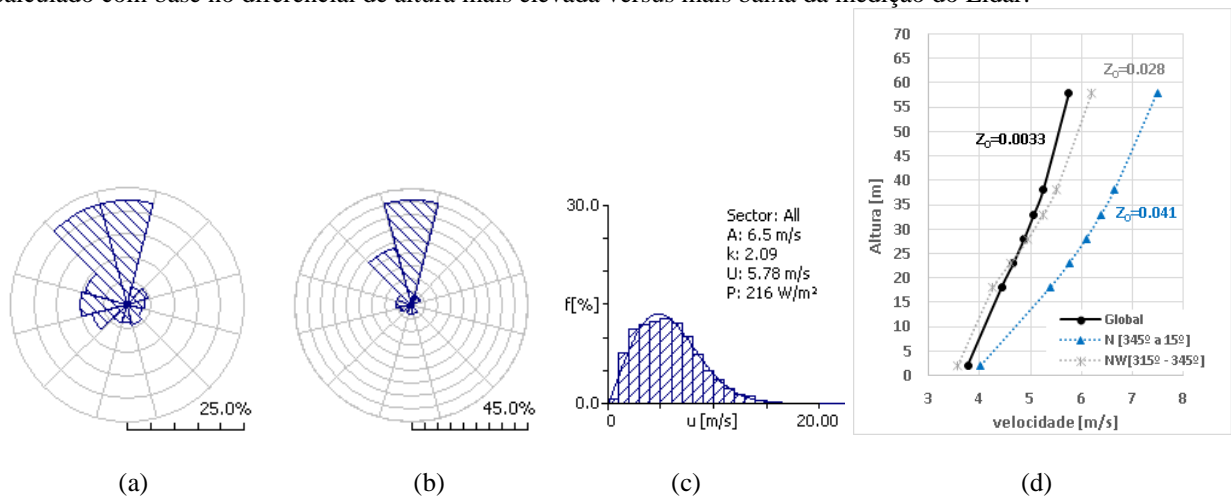


Figura 2. (a) Rosa de Ventos (h=58m), (b) Rosa de Potências (h=58m), (c) Distribuição de Weibull (h=58m), (d) Perfis Verticais do Vento-Lidar (Global-todos os quadrantes; N-quadrante Norte e NW-quadrante Noroeste].

O perfil vertical foi traçado pelos quadrantes dominantes e averiguou-se a rugosidade local equivalente, para definição de condição inicial (*Inlet*) nos modelos numéricos. A rugosidade local equivalente pode ser calculada através da Lei Logarítmica do vento expressa pela equação (1) conhecidos os valores da velocidade média a dois níveis diferentes ( $v_2$ ;  $z_2$ ) e ( $v_1$ ;  $z_1$ ) sendo o valor de  $d$  o “displacement height” correspondente à altura “zero” ou a altura de referência a partir da qual se efetuam as medições na vertical. Neste estudo, o valor de  $d$  é nulo e  $z_0$  corresponde ao valor da rugosidade local equivalente.

$$v_2 = v_1 \frac{\ln \left( \frac{z_2 - d}{z_0} \right)}{\ln \left( \frac{z_1 - d}{z_0} \right)} \quad (1)$$

Assim, e tomado como exemplo os resultados globais por quadrante, sabendo que  $v_1 = 3.8\text{m/s}$ ;  $z_1 = 2.0\text{m}$  e  $v_2 = 5.8\text{m/s}$ ;  $z_2 = 58.0\text{m}$  obtém-se aproximadamente um valor típico de rugosidade local ( $z_0$ ) igual a 0.033 (ver figura 1d) que corresponde a uma região dominada por fraca presença de obstáculos/edifícios ou zonas ribeirinhas com baixos edifícios e amplamente afastados. Relativamente aos setores dominantes, observa-se valores de rugosidade equivalente iguais a 0.028 e 0.04 para os setores Noroeste e Norte, evidenciando de forma marcante a presença obstáculos/edifícios na região. Observando os resultados obtidos das estatísticas de vento verifica-se que o local de estudo se afigura adequado para o aproveitamento eólico em ambiente urbano, particularmente para o edifício do Centro de Interpretação Ambiental, verificando-se igualmente a predominância do vento oriundo dos quadrantes Noroeste e Norte. Nesse sentido, e no que diz respeito à configuração das simulações numéricas, adotou-se por efetuar os estudos do escoamento atmosférico apenas para um setor central, centrado no azimute dos 330° por forma a englobar as observações de vento exclusivas dos setores Norte e Noroeste.

Metodologia

Para a realização deste trabalho, recorreu-se a um modelo de terreno digital urbano envolvendo uma área suficientemente abrangente em torno do edifício do Centro de Interpretação Ambiental da Pedra do Sal em São Pedro do Estoril – Município de Cascais o qual foi introduzido nos modelos numéricos (OpenFoam e WaspEngineering).. A metodologia agrega a orografia sob a forma de modelo digital de terreno com o edificado urbano tendo como base a descrição vetorial com atributos de cota (Esteves, 2015; Simões and Estanqueiro, 2016). Na figura 3a, ilustra-se o modelo digital de terreno em área alargada, na figura 3b, polígonos do edificado existente e figura 3c, o modelo de terreno digital urbano resultante final antes da sua introdução nos modelos numéricos para avaliação do potencial eólico urbano.

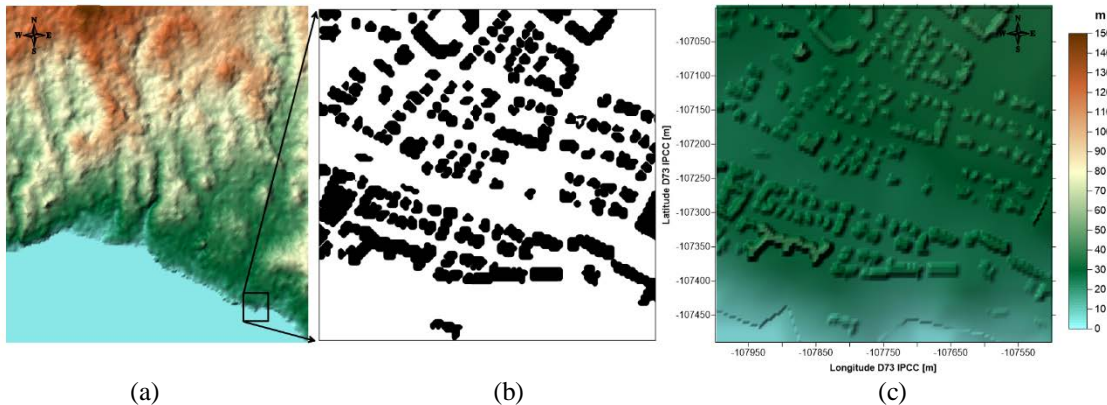


Figura 3- (a) Modelo Digital de terreno, (b) polígonos do edificado da área de estudo com cota, (c) mapa final do modelo digital de terreno urbano.

Através dos resultados numéricos obtidos com aplicação de ambos os modelos, foi possível extrair perfis verticais do vento e comparar pontualmente com os valores de observação obtidos pelo Lidar durante a campanha experimental de medição do vento.

OpenFoam

O modelo OpenFoam é um modelo CFD *freeware* composto por uma série de módulos numéricos que dominam o processamento da informação de entrada, a simulação numérica de base CFD e o pós-processamento de resultados. Na figura 4 ilustra-se de forma simplificada os respetivos módulos e sua ordem de execução bem como os tipos de informações necessárias ao pré-processamento que serve de base à execução de cada módulo.

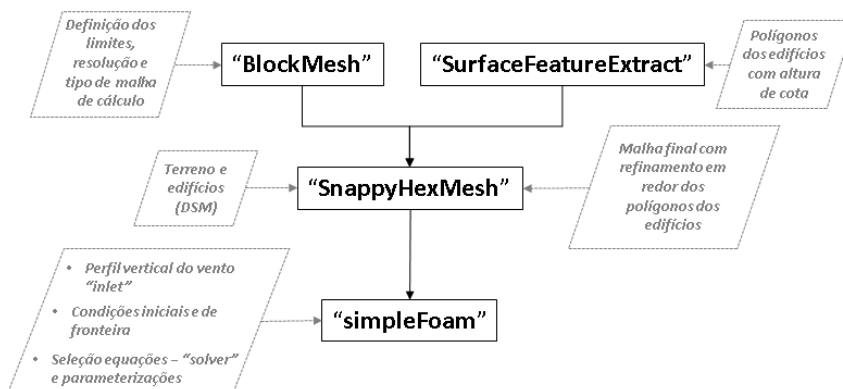


Figura 4- Metodologia de execução usada na execução do modelo CFD OpenFoam.

É de referir que no presente caso de estudo optou-se por gerar no módulo *BlockMesh* uma malha estruturada com espaçamento horizontal de 2x2m (figura 5a) com topo a 500m de altitude sendo que, em torno dos edifícios, o refinamento é de 0.25x0.25m sendo obtido com o módulo *SnappyHexMesh*. Na figura 5b apresenta-se o refinamento vertical da malha, definido no módulo *BlockMesh* onde junto da superfície a resolução nativa da malha é de 0.25x0.25m e no topo desce para 20x20m. Na tabela 1 apresenta-se o conjunto de informações impostas aos módulos *BlockMesh* e *SnappyHexMesh* para a execução do caso de estudo na área de São Pedro do Estoril.

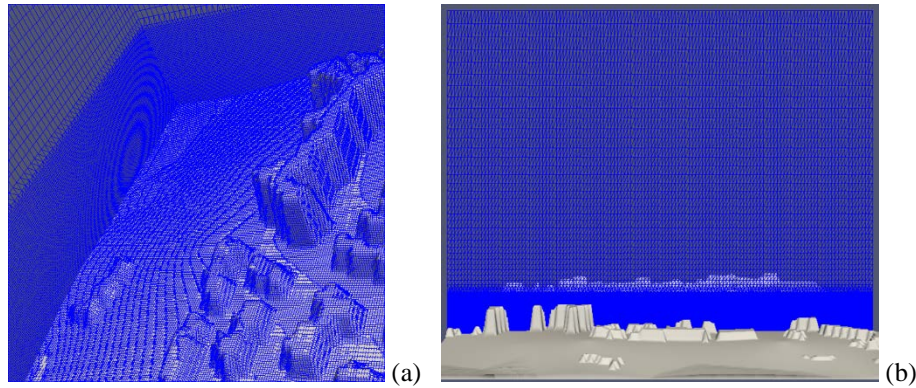


Figura 5- (a) Malha computacional 2x2m e refinamento a 0.25x0.25m em torno dos edifícios, (b) Malha vertical com *vertical stretching* – junto da superfície 0.25x0.25m e no topo 20x20m de resolução vertical.

Tabela 1- Opções impostas e informações relativas dos módulos *BlockMesh* e *SnappyHexMesh*

Módulo	Opções Impostas /Informações
<i>BlockMesh</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Domínio 3D 2x2m (<i>simplegrading</i>); Topo do domínio: 400m;</li> <li>Resolução vertical: (<i>stretching</i>) 0.25x0.25m junto do solo e 20x20m junto do topo do domínio;</li> </ul>
<i>SnappyHexMesh</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Leitura do modelo digital de terreno urbano (formato STL ou OBJ); Refinamento sobre os edifícios: 0.25x0.25m; Opções tomadas para o Refinamento: <i>castellated mesh</i>; <i>snapping</i>; <i>refinement over searchable boxes - buildings</i> Nr. Total de pontos da malha: 10 194 006; Nr. Total de faces: 35 317 520; Nr. Total de células: 10 681 287</li> </ul>

Na tabela 2 apresenta-se o conjunto de informações impostas ao modelo OpenFoam (*setup*), as condições iniciais e de fronteira, as parameterizações e os respetivos *solvers* considerados para simulação em modo estacionário. O perfil da camada limite imposto ao *Inlet* do modelo foi estimado de acordo com os valores de vento observados na região de São Pedro do Estoril entre os níveis 2m (altura mais baixa) até 58m (altura mais elevada).

### WaspEngineering

O modelo WaspEngineering é um modelo Não-CFD comercial. Este modelo é apenas alimentado por condições iniciais, tais como, o modelo digital de terreno urbano, o valor característico da rugosidade equivalente da área de simulação e os parâmetros do perfil vertical do vento, que, no caso, presente coincidem com os usados no OpenFoam (Tabela 2 – *Inlet*). Na figura 6 ilustra-se a metodologia de simulação com a apresentação das condições iniciais de entrada para o modelo WaspEngineering.

Tabela 2- Opções impostas e informações relativas do módulo *simpleFoam*.

Módulo	Opções Impostas /Informações
<i>simpleFoam</i>	<p><b>Características:</b> OpenFoam (Versão V16.12+ lançada a 23/12/2016); Solução: modo estacionário; Convergência (precisão): 1e-4; Passo de tempo: 1s; Nr. Máximo de passos de tempo: 5000s; Tempo de convergência da solução verificado: 3160s;</p> <p><b>Parameterizações:</b> Modelo de turbulência: k-ε; Gravidade (aceleração): -9.81m/s; Rugosidade dos Edifícios: tipo <i>non slip wall function depending of k and ε</i></p> <p><b>Solvers:</b> Pressão: GAMS; Velocidade, k, ε, e(energia): <i>smoothSolver with symGaussSaidel</i>;</p> <p><b>Condições Iniciais e de Fronteira:</b> <math>k \sim 1.5 \times (I \times U)^2</math>; I=intensidade de turbulência 0.15; U=6m/s; <math>\epsilon \sim (c_{\mu}^{0.75} \times k^{1.5})/L</math>; <math>c_{\mu} = \text{const.} = 0.09</math>; L=0.09;</p> <p><b>Inlet:</b> <i>Boundary Layer with Inlet Velocity Profile</i>; <math>U_{\text{ref}} = 6.2 \text{m/s}</math>; <math>Z_{\text{ref}} = 80 \text{m}</math>; <math>Z_0 = \text{uniform} = 0.028</math> (<i>low occupation</i>); <math>Z_{\text{ground}} = 0</math>; <i>Flow Direction: Noroeste (330°)</i></p> <p><b>Outlet:</b> Pressão e Velocidade: <i>free condition</i></p> <p><b>Internal Field:</b> Velocidade=6m/s; Direção do escoamento; Noroeste (330°)</p> <p><b>Pos-Processamento:</b> Magnitude do vento; Perfil de vento simulado para cada ponto da malha</p>

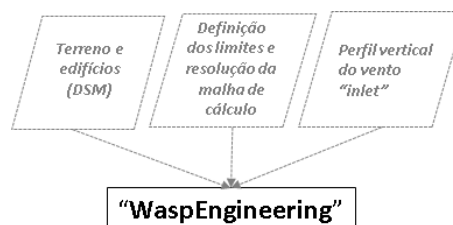



Figura 6- Metodologia e condições iniciais de entrada para o modelo WaspEngineering

O modelo WaspEngineering é um modelo que só resolve casos estacionários através de um solver denominado LINCOM (Astrup, 1999). Este solver não é iterativo nem convergente e por isso não depende de passo de tempo. Contém uma parametrização simplificada para a turbulência atmosférica e outras para resolver os efeitos adiabáticos sobre as montanhas e zonas de recirculação em terrenos complexos e modelos de esteira adaptados ao tipo de turbina eólica ou à rugosidade do solo. Contém ainda um esquema simplificado para lidar com a estratificação térmica da atmosfera. Na tabela 3 apresentam-se as informações de entrada no modelo (*setup*) e as condições iniciais impostas para resolução do caso de estudo em modo estacionário bem como a ilustração do mapa digital de terreno urbano em formato vetorial.

Tabela 3- Opções impostas e informações relativas do modelo WaspEngineering para o caso de estudo

Módulo	Opções Impostas /Informações	Mapa DFX – Modelo digital terreno urbano
WaspEngineering	<p><b>Características:</b> WaspEngineering V2.0 (lançado em 2005);</p> <p><b>Condições Iniciais:</b> Leitura do modelo digital de terreno urbano; Malha regular adaptada ao modelo digital de terreno urbano; Topo do domínio: 400m; Resolução horizontal e vertical: 1x1m; Rugosidade <math>Z_0 = 0.028\text{m}</math> (low occupation);</p> <p><b>Tipo de Lei de Parede:</b> <i>Non slip wall function</i> (<i>constant.value=0.03</i>);</p> <p><b>Inlet:</b> Perfil Vertical do Vento; <math>U_{ref}=6.2\text{m/s}</math>; <math>Z_{ref}=80\text{m}</math>; <math>Z_0=\text{uniform}=0.028</math> (low occupation); <math>Z_{ground}=0</math>; <i>Flow Direction:</i> Noroeste (<math>330^\circ</math>)</p> <p><b>Pos-Processamento:</b> Magnitude do vento em planos XY para determinado Z; Perfil de vento simulado para cada ponto da malha.</p>	

## RESULTADOS

Relativamente aos resultados, optou-se por apresentar os campos horizontais da velocidade do vento nos planos XY para ambos os modelos numéricos e para as alturas de 33m e 38m. Os planos de corte XZ e YZ em torno da coordenada de localização do Lidar são apresentados apenas para o modelo OpenFoam uma vez que o WaspEngineering não produz resultados nestes planos. É ainda apresentado o perfil vertical simulado obtido por ambos os modelos numérico no local do Lidar para efeitos de comparação estatística e averiguação dos desvios médios da velocidade. É de referir que, como condição inicial, foi imposto aos modelos apenas a simulação do campo da velocidade na direção Noroeste  $330^\circ$ , encontrando-se em curso a simulação dos restantes setores para produção do Atlas do Potencial Eólico Urbano da região em estudo.

### Comparação Planos Horizontais da Velocidade do Vento

Nas figuras 7 e 8 ilustram-se os resultados simulados para os planos horizontais XY da velocidade às alturas intermédias de 33m e 38m. Das imagens apresentadas é possível visualizar que o modelo Openfoam consegue reproduzir de forma fiel o escoamento em torno dos edifícios e as perturbações que estes induzem no escoamento atmosférico, enquanto que o modelo WaspEngineering não fornece o detalhe espacial esperado do campo da velocidade média do vento, muito embora forneça uma estimativa típica/média para a área de estudo. Nas figuras 9a e 9b ilustram-se ainda os resultados da velocidade média do vento na camada limite atmosférica (até aos 400m – topo da malha) projetados em dois planos verticais, XZ e YZ, cuja localização se apresenta na figura 10 a).

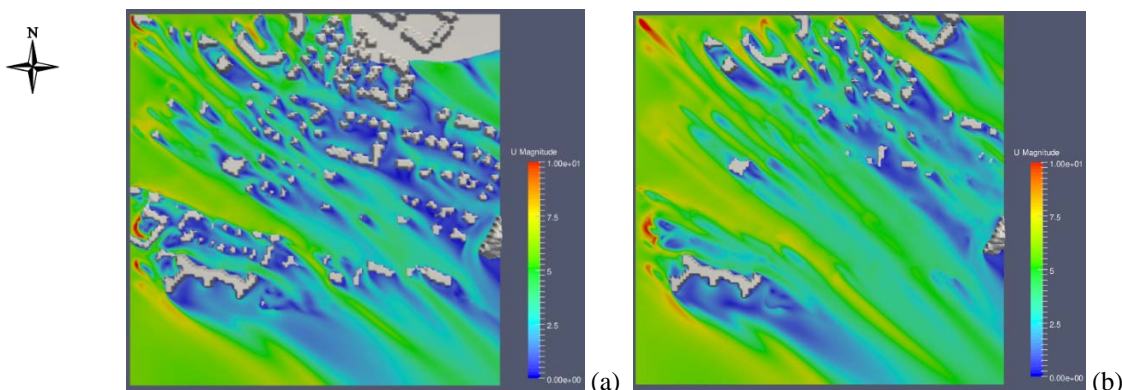


Figura 7. Perfis horizontais do vento OpenFoam (a)  $h=33\text{m}$  e (b)  $h=38\text{m}$  onde  $h = \text{terreno} + \text{altura dos edifícios}$

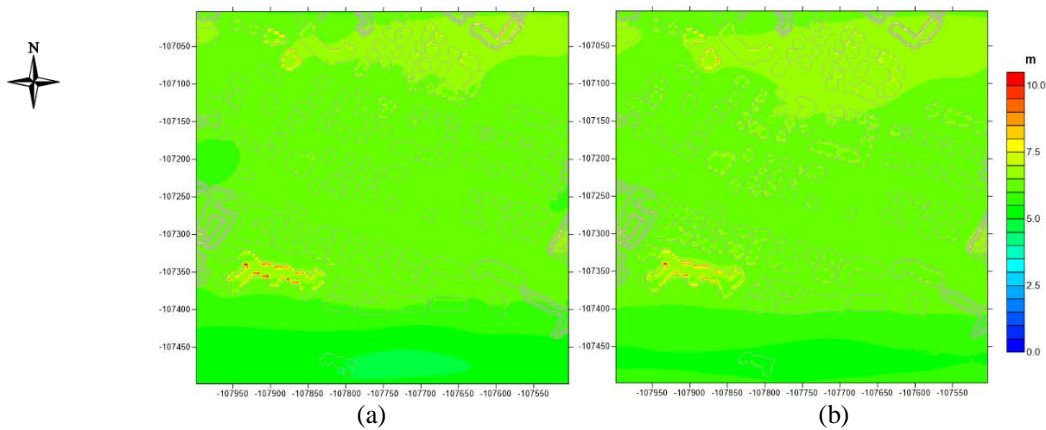


Figura 8. Perfis horizontais do vento WaspEngineering (a)  $h=33m$  e (b)  $h=38m$  onde  $h = \text{terreno} + \text{altura dos edifícios}$ .

Da observação de ambos os planos simulados pelo OpenFoam é possível observar o comportamento do escoamento atmosférico em torno dos edifícios sendo de destacar que este modelo simula fielmente o efeito tridimensional das perturbações dos edifícios no escoamento atmosférico.

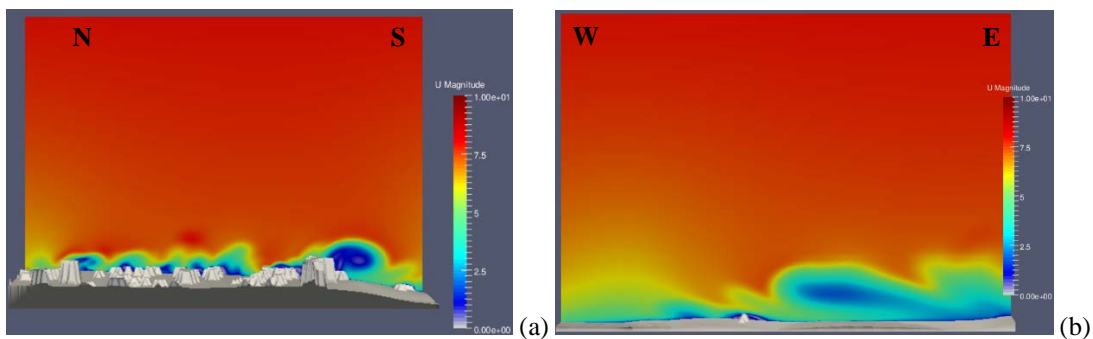


Figura 9. (a) Plano YZ ( $X = -107793 m$ ) ; (b) Plano XZ ( $Y = -63260m$ ) intensidade média do vento, OpenFoam.

#### Comparação Perfis Verticais da Velocidade do Vento

Na figura 10a identifica-se sob a maquete dos edifícios a localização do edifício em estudo bem como o traçado dos planos verticais XZ e YZ para os quais foram produzidas as imagens ilustradas nas figuras 9a e 9b. Da figura 10b é possível observar que ambos os modelos numéricos conseguem reproduzir um perfil vertical de vento da região bastante fiel muito embora o perfil obtido pelo OpenFoam é mais aproximado e correto para zonas urbanas uma vez que este modelo caracteriza muito melhor a turbulência e o efeito dos edifícios no escoamento atmosférico. É ainda de referir que o perfil estimado pela lei logarítmica do vento (Estimativa  $z_0$ ) representa um perfil de velocidades vertical pouco perturbado pela presença dos edifícios e que, de certa forma, tinha sido já identificado através dos dados experimentais -figura 1d-, cujos valores de  $z_0$  oscilam entre  $0.0033$  e  $0.041^\circ$  que permite ainda justificar a qualidade do perfil de vento obtido pelo WaspEngineering uma vez que este modelo produz perfis verticais bastante realistas para regiões com pouca densidade urbana. Na tabela 4 apresentam-se os valores da velocidade médias e respetivos desvios obtidos face aos valores observados pelo Lidar em todas as alturas de monitorização para o quadrante dominante Noroeste - NW [ $315^\circ$  a  $345^\circ$ ].

Os resultados obtidos e apresentados na tabela 4 permitem constatar que o perfil simulado pelo OpenFoam é o que se aproxima mais das observações com um desvio médio de  $0.70\%$  face ao desvio de  $-9.00\%$  obtido pelo modelo WaspEngineering. É ainda de referir que as estimativas obtidas pelo WaspEngineering são sempre subestimadas sendo mais notória o desvio nos níveis de altura mais baixos. Relativamente ao modelo OpenFoam, destacam-se as estimativas ligeiramente sobrestimadas para os níveis abaixo dos  $28m$  e subestimadas para os níveis superiores, o que indica que este modelo “sente” o efeito concentrador do escoamento atmosférico junto do edifício do Centro de Interpretação Ambiental.

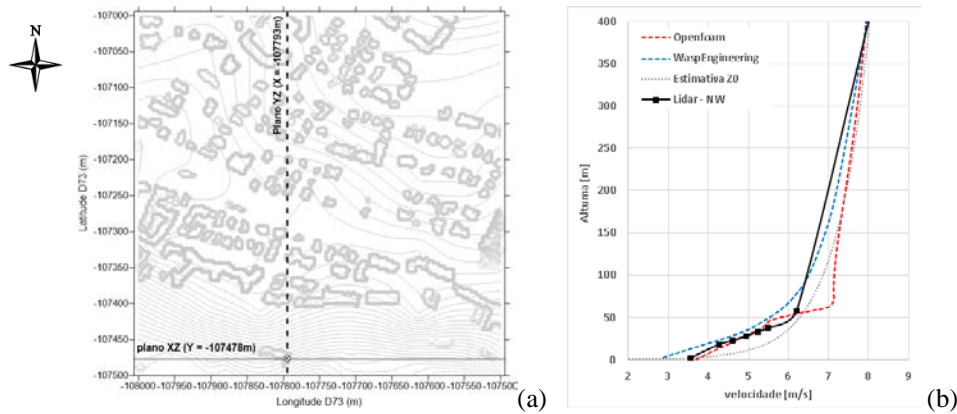


Figura 10, (a)-Localização do edifício do Centro de Interpretação Ambiental (círculo delineado) e planos XZ e YZ processados com o OpenFoam, (b)- Perfis verticais do vento simulados e estimado pela lei logarítmica do vento  $z_0$

Tabela 4- Velocidade média e respetivos desvios médios obtidos pelos modelos numéricos para cada altura inferida pelo Lidar no quadrante Noroeste – NW [315° a 345°].

Altura [m]	Velocidade Média – NW [m/s]			Desvios Velocidade Média – NW (Modelo – Observação) [%]	
	Lidar	WaspEng.	OpenFoam	WaspEng.	OpenFoam
2	3.57	2.88	3.70	-19.24	3.65
18	4.26	3.91	4.48	-8.26	5.13
23	4.62	4.27	4.70	-7.48	1.82
28	4.95	4.59	4.92	-7.27	-0.67
33	5.24	4.87	5.13	-7.04	-1.99
38	5.50	5.11	5.35	-7.07	-2.71
58	6.20	5.79	6.18	-6.64	-0.35
<b>Valor Médio Desvio</b>				<b>-9.00</b>	<b>0.70</b>

## CONCLUSÕES

Os resultados apresentados neste trabalho constituem-se de carácter preliminar e pretendem averiguar o escoamento do vento em torno do edifício Centro de Interpretação Ambiental Pedra do Sal localizado na zona de São Pedro do Estoril, Município de Cascais no qual foi instalado um instrumento Lidar de interferometria de vento capaz de medir as componentes tridimensionais do escoamento atmosférico a diversos níveis de altura para fins de avaliação do potencial eólico. As observações do Lidar mostraram que o escoamento na região envolvente do edifício é maioritariamente proveniente dos sectores Noroeste e Norte e mostram a presença de um perfil de velocidades vertical pouco perturbado pela presença dos edifícios evidenciado pela rugosidade local equivalente derivada das observações (valores de  $z_0$  oscilam entre 0.0033 e 0.041°) Foi testada uma metodologia para a representação da malha urbana em modelos digitais de terreno e verificou-se que a mesma é adequada para estudar o comportamento do vento urbano com elevada resolução espacial e é adequada para utilização em modelos CFD ou não-CFD. Foram testados e configurados dois modelos numéricos, o OpenFoam (CFD) e o WaspEngineering (Não-CFD) e verificou-se que ambos os modelos permitiram representar o perfil e velocidades do vento muito embora o perfil de vento simulado pelo modelo OpenFoam foi mais realista e aproximado aos dados observados, com um desvio médio de 0.90% para todas as alturas de medição do Lidar, o que permitiu mostrar que este modelo consegue caracterizar mais fielmente a turbulência e o efeito dos edifícios na perturbação do escoamento atmosférico face ao perfil de vento simulado pelo modelo WaspEngineering com um desvio médio de -9.00%. Do ponto de vista do recurso eólico verificou-se que o edifício do Centro de Interpretação Ambiental possui características de vento favoráveis para o aproveitamento eólico sendo que, novas localizações em edifícios nas proximidades poderão ser estudadas e simuladas de forma a identificar novos potenciais locais para o aproveitamento energético do vento urbano no Município de Cascais.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Câmara Municipal de Cascais o fornecimento do edificado da região em estudo e ao Centro de Interpretação Ambiental, pela cedência do telhado do edifício para a instalação do Lidar para a coleta dos dados de vento.

## REFERÊNCIAS

- Acosta, J.L. e Djokic, S.Z. (2010): “Assessment of Renewable Wind Resources in UK Urban Areas”. In MELECON 2010 - 2010 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference., 2010. IEEE. pp.1439 - 1444.
- Astrup P., S.E. Larsen (1999): “Wasp Engineering flow model for wind over land and sea.” RisØ National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1999.
- Bentham, T. e Britter, R. (2003): “Spatially averaged flow within obstacle arrays”. *Atmospheric Environment*, [Pdf]. May, 37(15), Elsevier pp.2037-43. doi:10.1016/S1352-2310(03)00123-7. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1352231003001237> [Accessed 07 March 2014].
- Esteves T. (2015): “Identificação do potencial renovável para a produção de electricidade na perspectiva da microgeração”. PhD Thesis, in Portuguese, Faculty of Sciences, University of Lisbon, February 2015
- Gryning, S. e Batchvarova, E. (2009): “Measuring meteorology in urban areas - Some progress and many problems”. In Baklanov, A., Grimmond, C.S.B., Alexander, M. e Athanassiadou, M. *Meteorological and Air Quality Models*. 1st ed. London, UK: Springer. Ch. 12. pp.125-32.
- Kanda, M. (2009): “Review of Japanese Urban Models and a Scale Model Experiment”. In Baklanov, A.; Grimmond, C.S.B.; Alexander, M.; Athanassiadou; M.. *Meteorological and Air Quality Models for Urban Areas*. 1st ed. London, UK: Springer. Ch. 5. pp.39-46.
- Li, D., Wang, S. e Yuan, P. (2010a) “A review of micro-wind turbines in the built environment”. In APPEEC, ed. APPEEC 2010 - Power and energy engineering conference, 28-31 March 2010. Chengdu, 2010a. IEEE. pp.1-4.
- NUDAPT (2012): NUDAPT. [Online] Available at: <http://www.nudapt.org> [Accessed 18 Julho 2012].
- Plate, E. (1982): “Wind tunnel modelling of wind effects in engineering”. In E. Plate, ed. *Engineering Meteorology*. Amsterdam: Elsevier. Ch. 13. pp.573-639.
- Simões T and A. Estanqueiro (2016): “A new Methodology for Urban Wind Resource Assessment”. *J. Renewable Energy*, vol 89, pp. 598-605, 2016
- Syngellakis, K., Clement, P. e Cace, J.(2005): “Wind energy integration in the urban environment – WINEUR” Techno-economic report. Project report. U.K.: European Comission - Intelligent Energy europe. pp.1-40.
- Weller H. G., G. Tabor, H. Jasak, C. Fureby (1998): “A tensorial approach to computational continuum mechanics using object-oriented techniques”, *COMPUTERS IN PHYSICS*, VOL. 12, NO. 6, NOV/DEC





## RECUPERACIÓN DE ENERGÍA DEL AIRE DE SALIDA DE LOS EXTRACTORES EN INVERNADEROS

Romantchik K.E.\* , Santos H.A.M.\* , Terrazas A.D.\* , Martínez J.I.\*

\* Posgrado en Ingeniería Agrícola y Uso Integral del Agua, Universidad Autónoma Chapingo, km. 38.5 Carretera México-Texcoco, 56230, Chapingo, Estado de México,

México, correo-e: [xicote1986@hotmail.com](mailto:xicote1986@hotmail.com)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.3077>

### RESUMEN

El uso de los extractores axiales en invernaderos para el control de temperatura y renovación de volumen de aire permite la recuperación de la energía eólica residual, esto representa una fuente constante de producción de energía limpia, y reducción de los costos de producción al bajar los costos de consumo de energía. El objetivo de este trabajo fue diseñar, construir y evaluar un sistema de recuperación de energía eólica residual en los invernaderos. Este sistema consiste en una turbina eólica colocada a una distancia óptima, un cono en la descarga de aire y un mecanismo para modificar el ángulo de aspas de la turbina eólica. Se analizó el balance de energía del sistema, midiendo los principales parámetros de energía, tales como: voltaje, amperaje, velocidad del aire y velocidad angular de los rotores. Las pruebas con la turbina eólica se realizaron en el sistema extractor de aire de un invernadero, sin cono y con cono. La implementación del sistema propuesto permitió recuperar la energía eléctrica del motor. Con el cono instalado, la energía eléctrica recuperada se incrementó en comparación que con el sistema de recuperación sin cono.

PALABRAS CLAVE: Energía eólica, Extractor, Invernaderos, Aerogenerador

### ENERGY RECOVERY FROM EXHAUST AIR IN GREENHOUSES

#### ABSTRACT

The use of axial extractors in greenhouses for temperature control and air volume renewal allows the recovery of residual wind energy, this represents a constant source of clean energy production, and reduction of production costs by lowering energy consumption costs. The objective of this work was to design, build and evaluate a wind energy recovery system in greenhouses. This system consists of a wind turbine placed at an optimal distance, an air discharge cone and a mechanism to modify the angle of the wind turbine blades. The energy balance of the system was analyzed, measuring the main energy parameters, such as: voltage, amperage, air speed and angular velocity of the rotors. The tests with the wind turbine were carried out in the air extraction system of a greenhouse, without cone and with cone. The implementation of the proposed system allowed the recovery of electrical energy from the engine. With the cone installed, the electrical energy recovered was increased compared to the recovery system without cone.

KEYWORDS: Wind Energy, Extractor, Greenhouses, Wind Turbine

## INTRODUCCIÓN

La elección de obtener productos agrícolas en un invernadero tiene como consecuencia una serie de ventajas que se ofrecen al agricultor:

- ✓ Permite establecer las condiciones climáticas más adecuadas para cada cultivo y estadio.
- ✓ Mayor producción y mejor calidad.
- ✓ Mayor control sobre las plagas, malezas y enfermedades.
- ✓ Uso más eficiente de los recursos productivos.

Por estas razones en el mundo se desarrollan y utilizan más y de mejor manera los invernaderos.

De acuerdo con el Atlas Agroalimentario (SIAP, 2017), en México la superficie de agricultura protegida es de 50 mil 862 ha, de las cuales el 60% son construcciones tipo invernadero.

La protección que las cubiertas de invernadero proporcionan a los cultivos limita la renovación del aire y ralentizan su movimiento en el interior. Una adecuada tasa de renovación del aire interior junto con un adecuado movimiento puede proporcionar unos niveles óptimos de temperatura, déficit higrométrico y concentración de anhídrido carbónico (Jiménez, 1999).

Mediante la instalación de ventiladores - extractores (Fig. 1) de gran caudal y baja presión en una de las paredes



Fig. 1. Instalación de los extractores en los invernaderos (<http://www.novagric.com/es>).

del invernadero se fuerza la entrada de aire por el resto de ventanas con una velocidad menor que no daña las plantas para renovar el aire y mantener la temperatura. A este sistema se le pueden añadir paneles evaporadores en la pared contraria para que el aire que sea forzado al entrar lo haga a una temperatura inferior, contribuyendo así a una mejor refrigeración del invernadero y a un incremento de la humedad interior. Este sistema consta de ventiladores de extracción en un extremo del invernadero y una bomba de circulación de agua a través de los poros del muro instalado del lado opuesto del invernadero (Tiwari, 2003).

Como el aire circula a través del invernadero hacia los ventiladores, absorbe el calor de las plantas y el suelo y por tanto incrementa gradualmente la temperatura del aire, es decir del lado del muro la temperatura es más fría y del lado de los ventiladores presenta un valor mayor (Bucklin *et al.*, 2004, Romantchik *et al.*, 2017). Los extractores consumen la mayor parte de la energía eléctrica utilizada en el invernadero. La energía del motor eléctrico se transforma a la energía eólica para vencer las resistencias de movimiento y principalmente es expulsada la atmósfera.

Diferentes investigadores han realizado el análisis de las pérdidas de energía en extractores de aire (Karadzhi y Moskovo, 2008, 2010).

El enfoque europeo del análisis de los ventiladores se basa en un concepto llamado grado de eficiencia del motor del ventilador, y es muy diferente que, en los Estados Unidos, el cual se basa en una definición llamada grado de eficiencia

del ventilador. La norma de la Organización Internacional de Normalización (ISO) define los grados de eficiencia del motor del ventilador, y describe brevemente cómo se aplicará la regulación europea en la selección del ventilador. Debido a que este tema involucra muchas definiciones y cálculos, se ha publicado una hoja de cálculo con ejemplos de cálculos y otro material en el sitio web de AMCA ([www.amca.org](http://www.amca.org)) (Hauer y Brooks, 2012, Mathson y Ivanovich, 2011, Brendel, 2012).

Sin embargo, en estas publicaciones no se subraya que, en caso de un extractor, la energía del motor eléctrico transformada a la energía de aire sale a la atmósfera y se pierde.

En el trabajo (Romantchik *et al.*, 2019) se analizó la energía de salida de aire para un conjunto de extractores diseñados en función del ancho, número de aspas, frecuencia de rotación y ángulo de ataque del aire, simulando por Dinámica de Fluidos Computacional el comportamiento de la corriente de aire formada por los extractores.

El tema de energía renovable ha tomado importancia los últimos años debido a los actuales problemas sobre el cambio climático con los que se enfrenta la sociedad. En este punto cabe resaltar que en el campo de las energías renovables; la energía eólica, es decir la energía que se obtiene del viento, existen máquinas para capturar la energía eólica y convertirla en energía eléctrica llamadas aerogeneradores o turbinas eólicas. La máxima eficiencia energética de un aerogenerador que se puede obtener del viento según la teoría de Betz (1926) es del 59%.

Existen diversas propuestas de aprovechamiento de la energía de aire saliente de los extractores instalando frente los aerogeneradores (Patnaik and Ali, 2013, Romantchik y Urban, 2017, Romantchik *et al.*, 2019). Al colocar un aerogenerador frente a un extractor se puede aprovechar una porción de la energía eólica y convertirla en energía mecánica que después será transformada en energía eléctrica. Sin embargo, para determinar si un equipo es funcional debe realizarse un balance energético, es decir un análisis de la energía que se gasta y la energía recuperada. De esta forma es posible recuperar hasta un 60% de la energía de los motores de extractores. Al recuperar parte de la energía eólica residual, se incrementa la eficiencia de los extractores (Ahmad *et al.*, 2015).

Se realizó el análisis del comportamiento de los aerogeneradores de eje vertical en diversas condiciones de los efectos que producen cada tipo de extractores de aire (Chauhan y Singh, 2014, Chong *et al.*, 2012, 2013, 2014). El balance energético del conjunto extractor-aerogenerador muestra que se puede recuperar una parte de la energía eólica residual saliente de un invernadero (Terrazas *et al.*, 2018).

El objetivo de este trabajo fue analizar el efecto de la variación del gasto de energía de un motor eléctrico y la energía de aire de salida de un extractor de aire con la instalación de un aerogenerador en la salida y demostrar que se puede recuperar la energía eléctrica de los extractores mediante la instalación de los aerogeneradores en los invernaderos, con el fin de incrementar la eficiencia y presentar un nuevo diagrama de balance energético del conjunto extractor aerogenerador.

## MATERIALES Y MÉTODOS

### Balance de Energía del Extractor de aire

En esta parte se introduce dos nuevos conceptos importantes llamados *Eficacia de Utilidad* y *Eficiencia Energética*.

Eficacia de utilidad del extractor ( $\eta_{util}$ ) (Ec. 1) En un invernadero para producir plántulas es la razón de utilizar la energía necesaria para cumplir con los objetivos determinados, tal como la potencia para mover el aire y disminuir la temperatura ( $P_{util}$ ), o potencia de la entrada de aire ( $P_e$ ) y la energía disponible antes de ésta, o bien la potencia eléctrica consumida por el motor del extractor ( $P_{ele}$ ).

$$\eta_{util} = \frac{P_{util}}{P_{ele}} = \frac{P_e}{P_{ele}} \quad (1)$$

La eficiencia energética del extractor ( $\eta_{energ}$ ) (Ec. 2) En un invernadero para producir plántulas es la relación entre la energía disponible después de restar a la energía eléctrica del motor todas las pérdidas de la transformación y en la salida ( $P_{ele} - P_{perd}$ ) y la energía eléctrica del motor ( $P_{ele}$ ).

$$\eta_{ener} = \frac{P_{ele} - P_{perd}}{P_{ele}} = \frac{P_{ele} - P_s}{P_{ele}} \quad (2)$$

donde:

$P_s$  – la potencia de aire en la salida del extractor.

$P_{perd}$  – las potencias pérdidas durante la transformación de energía incluyendo de salida a la atmosfera.

Para realizar las pruebas y determinar los parámetros se instalaron 4 unidades experimentales en un invernadero del campo experimental de la Universidad Autónoma Chapingo (Fig. 2). Se utilizó un extractor de aire Multifan 130, con un diámetro de 1.3m, de tipo axial con 3 aspas, 550 rpm, y es impulsado por un motor de 1.2 kW.

También se utilizó un aerogenerador Air X (3 aspas, 1.2 m de diámetro, 400 W de potencia).

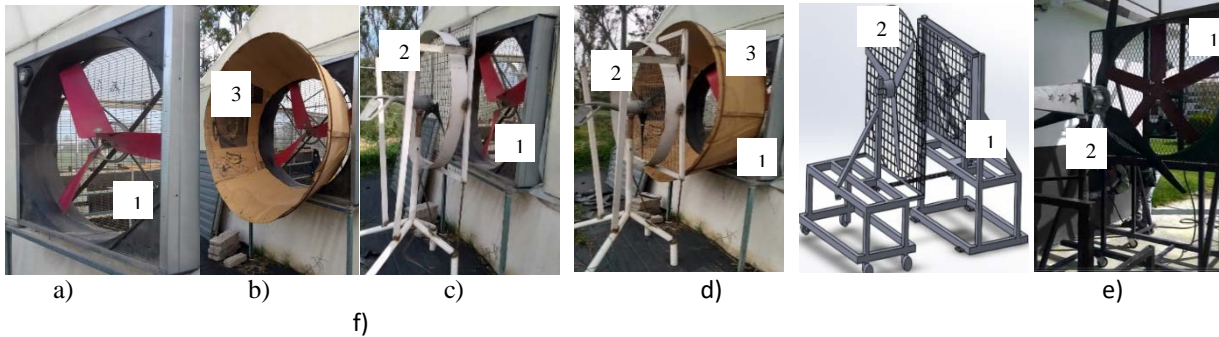


Fig. 2. Instalaciones del extractor: a) solo, b) con cono, c) con aerogenerador, d) con cono y aerogenerador, e) esquema y f) banco de pruebas, 1 – extractor, 2 – aerogenerador, 3 – cono.

El aerogenerador se colocó a diferentes distancias del extractor para determinar la resistencia que representaba a la extracción de aire.

Para los cuatro casos de estudio se realizaron las siguientes mediciones: velocidad de aire en la entrada y salida del extractor, velocidad angular del extractor y aerogenerador, voltaje y amperaje consumido por el motor del extractor. Se obtuvieron y analizaron los perfiles de velocidad de aire. De acuerdo con un análisis estadístico se determinó el efecto producido por el aerogenerador y el cono, sin y con la instalación de un aerogenerador. Para medir y determinar los perfiles de velocidad, el área total del extractor se dividió en 5 círculos concéntricos, realizando 4 mediciones a 90 grados por cada región. El consumo de potencia del motor del extractor se evaluó utilizando dos multímetros Steren, uno para medir voltaje y el otro la corriente en una línea, esto para estudiar si tiene un efecto en el consumo de energía del sistema de extracción de aire el colocar el aerogenerador frente al extractor.

Para obtener la relación de la velocidad de giro en función de la distancia se midieron las velocidades angulares del extractor y del aerogenerador con un fototacómetro Extech a diferentes distancias. Para llevar a cabo la medición de la velocidad del aire se utilizó un anemómetro Steren HER440 colocado en la entrada y salida de aire del extractor a diferentes distancias.

El caudal de aire se obtuvo multiplicando la velocidad media del aire y la superficie en la entrada del modelo. El rendimiento del sistema de extracción fue evaluado mediante el caudal de aire y el consumo energético del motor.

La potencia de aire de las entradas y salidas del extractor y aerogenerador se calcularon con la ecuación (3).

$$P_{aire\ entrada} = P_e = \frac{1}{2} \rho A v_e^3; \quad P_{aire\ salida} = P_s = \frac{1}{2} \dot{m} v_s^2 \quad (3)$$

Donde:  $P$  – potencia, W;

$\rho$  – densidad de aire en el sitio de experimento,  $\rho = 1.0 \text{ kg/m}^3$ ;

$A$  – superficie de entrada = superficie de salida del aire,  $\text{m}^2$ ;

$v_e, v_s$  - velocidad promedio de entrada y de salida,  $\text{m/s}$ ;

$\dot{m} = \rho A v_e$  – flujo másico,  $\text{kg/s}$ .

La potencia eléctrica consumida por el motor del extractor ( $P_{ele}$ ) se divide en dos partes (Ec. 4): la potencia necesaria para mover el aire hacia las aspas de extractor ( $P_e$ ) y la potencia utilizada para impulsar el aire hacia el medio ambiente ( $P_{imp}$ ) (ignorando las pérdidas mecánicas, eléctricas, electromagnéticas, etc.).

$$P_{ele} = P_e + P_{imp} \quad (4)$$

Ecuación (4) es para el caso en el que se considera que durante la transformación de energía no existen pérdidas. La potencia de aire de salida ( $P_s$ ) se conforma de la potencia de aire de entrada más el impulso de las aspas (Ec. 5).

$$P_s = P_e + P_{imp} \quad (5)$$

Por tal razón se puede igualar la potencia eléctrica consumida por el extractor con la potencia eólica de salida del extractor ( $P_s$ ) (Ec. 6). Esto quiere decir que la potencia total del motor eléctrico se gasta a la potencia del aire en la salida del extractor y se pierde en la atmosfera.

$$P_{ele} = P_s \quad (6)$$

Para determinar la eficiencia energética se utilizaron las Ec. (1) y (2), pero en este caso, al instalar un aerogenerador la eficacia se define como la suma de eficacia del extractor y la eficiencia energética del equipo extractor más aerogenerador (Ec.7).

$$\eta_{util} = \frac{P_e}{P_{ele}} + \frac{P_r}{P_{ele}} = \frac{P_e + P_r}{P_{ele}} \quad (7)$$

Donde:  $P_r$ - potencia recuperada en el aerogenerador, W.

### RESULTADOS Y DISCUSIONES

De los datos de mediciones se obtuvieron los perfiles de velocidad del aire (Fig. 3).

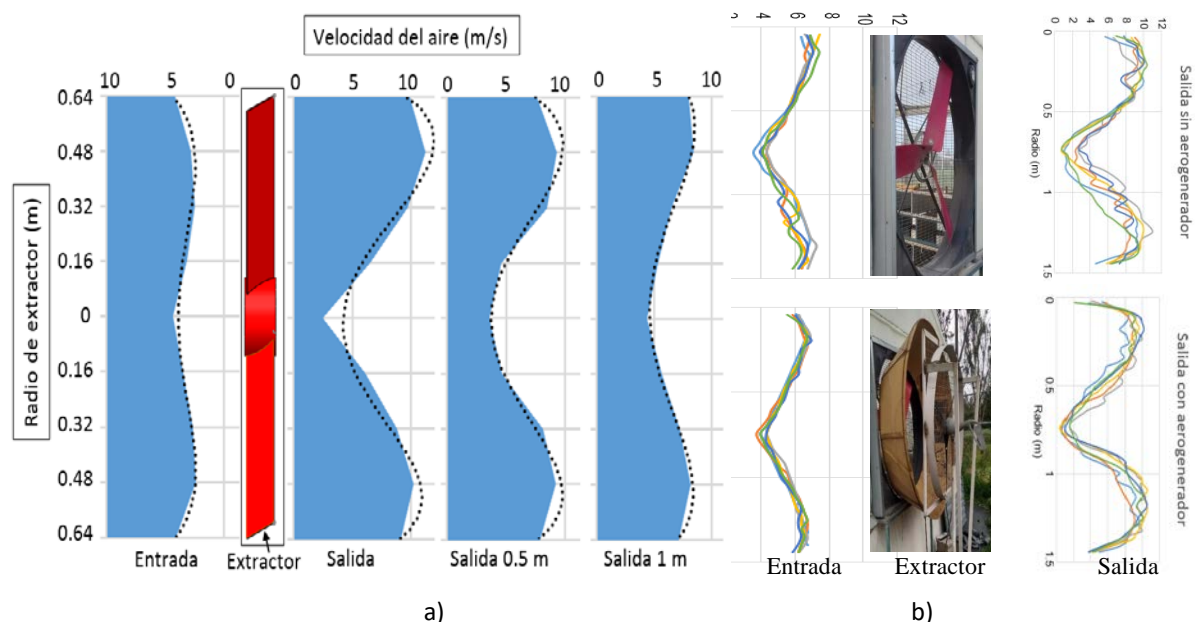


Fig. 3. Perfiles de velocidad de aire del extractor.  
a) Extrapolados, b) medido.

Analizando los datos en la Fig. 3 de los perfiles de velocidades de aire se determinó lo siguiente:

- El mayor potencial eólico se concentra a 2/3 del área del centro de extractor, esto está acorde con las publicaciones de Terrazas *et al.* (2018),
- La potencia de aire de salida es mayor que la potencia de aire de entrada, Ec. (3), esto comprueba que la potencia de salida es igual a la potencia de entrada más un impulso adicional de las aspas (Ec. 5),
- La potencia de aire de salida del extractor se disipa con la distancia, ya que disminuye la velocidad promedio teniendo 8.5 m/s en la salida, 7 m/s a 0.5 m, y 6.5 m/s a 1 m de distancia.

También, los parámetros medidos y calculados del extractor y aerogenerador se presentan en la tabla 1 y en la tabla

2 se pueden ver las relaciones de potencia en el experimento y su distribución.

Tabla 1. Principales parámetros medidos y calculados del conjunto extractor-aerogenerador.

Uso del extractor	Potencia de Aire en extractor			Extractor			Aerogenerador				
	Entrada (Pe)	Salida (Ps)	Salida a 0.5 m (Ps0.5)	RPM	Voltaje	Corriente	Potencia (Pele)	RPM	Voltaje	Corriente	Potencia (Pr)
	W	W	W	min <sup>-1</sup>	V	A	W	min <sup>-1</sup>	V	A	W
sin cono, sin aerogenerador (scsa)	230	592	409	545	208	5.76	1195				
con cono, sin aerogenerador (ccsa)	249	685	518	542	208	5.75	1196				
ccsa/scsa (%)	7.6	13.6	21.0	-0.6	0.0	-0.2	0.1				
sin cono, con aerogenerador (scca)	226	561	388	547	209	5.74	1201	1154	22	12.7	279
scca/scsa (%)	-9.2	-18.1	-25.1	0.9	0.5	-0.2	0.4				
con cono, con aerogenerador (ccca)	228	634	494	540	209	5.72	1197	1140	25	13.3	332
ccca/scca (%)	0.88	13.01	27.32	-1.28	0.00	-0.35	-0.33	-1.21	13.64	4.72	19.00

La instalación en la salida del extractor con un solo cono sin aerogenerador mejoró significativamente los parámetros de funcionamiento del extractor, aumentando en 7.6%, 13.6 y 21% las potencias del aire de entrada, salida, y salida a 0.5 m respectivamente.

Si se instala solo un aerogenerador en la salida del extractor sin cono se empeoran significativamente los parámetros de funcionamiento del extractor, disminuyendo en 9.2%, 18.1 y 25.1% las potencias de aire de entrada, de salida y de salida a distancia de 0.5 metros respectivamente, pero se aumentan la eficacia (Ec. (7) hasta 0.42 y la eficiencia energética (Ec. (2) hasta 0.23.

Tabla 2. Relación de las potencias en el experimento, (%)

Uso del extractor	Pe/Pele	Ps/Pele	Ps0.5/Ps	Pr/Ps0.5	Pr/Ps0.5	Pr/Pele
sin cono y sin aerogenerador	19.2	49.8	68.8			
sin cono y con aerogenerador	18.8	46.7	69.2	72.0	49.8	23.3
con cono y sin aerogenerador	20.8	57.3	75.6			
con cono y con aerogenerador	19.0	53.0	77.9	67.3	52.7	27.8

Finalmente, la instalación un cono en la salida del extractor con el uso de aerogenerador ayuda a recuperar 16% más de energía residual en la salida del extractor, incrementando la eficacia del conjunto hasta 0.468 y la eficiencia energética hasta en un 0.278.

La potencia del motor de extractor en los cuatro experimentos se convierte a la potencia del aire de la entrada (18.8...20.8%) y de la salida (46.7...57.3%) y el resto se pierde en los elementos eléctricos, mecánicos y las aspas del extractor. La potencia recuperada de los gastos en el motor eléctrico con ayuda del aerogenerador fue de 23.3% sin cono y hasta 27.8% con cono.

Se mostró la baja eficacia del extractor (Ec. (1) sin cono  $\eta_{util} = 0.192$ , así mismo con cono  $\eta_{util} = 0.208$ , lo cual explica la existencia de grandes pérdidas en los elementos eléctricos, mecánicos y eólicos del extractor.

La eficiencia energética del extractor sin aerogenerador fue  $\eta_{ener} = 0$  pues de acuerdo con la (Ec. (2) toda la energía eléctrica suministrada al motor se pierde, mientras que con aerogenerador sin cono fue  $\eta_{ener} = 0.23$  y con cono fue de  $\eta_{ener} = 0.28$ .

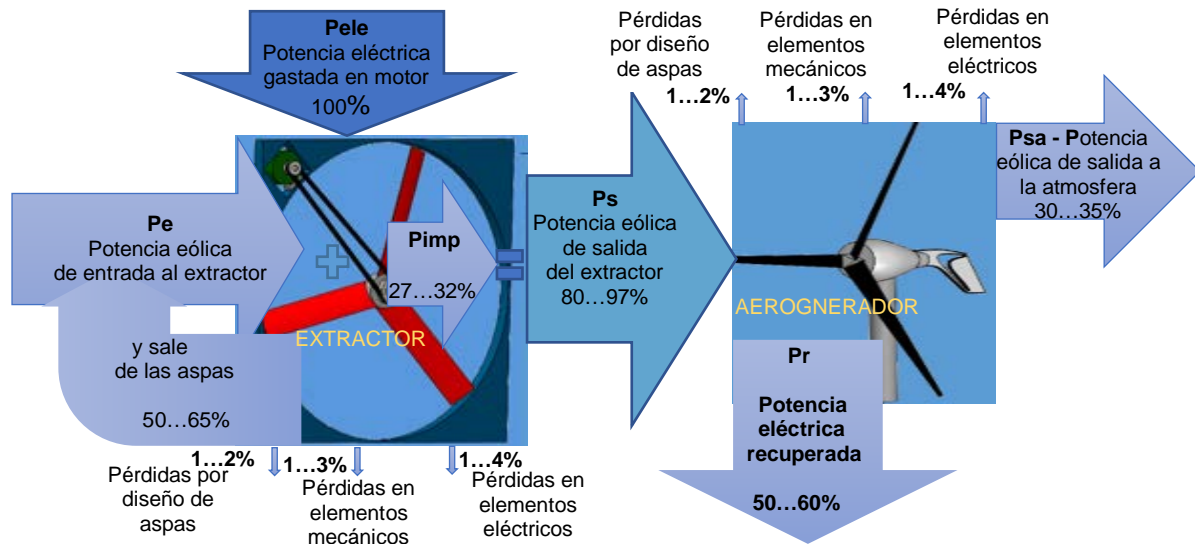


Fig. 4. Balance de energía de un extractor con aerogenerador de un invernadero.

En la Fig. 4 se presenta una nueva propuesta teórica de un diagrama de balance energético de un extractor con un aerogenerador, donde la potencia eléctrica del motor ( $P_{ele}$ ) se divide en dos partes debido al trabajo de las aspas: la potencia de aire de entrada de extractor ( $P_e$ ) se suma con la potencia de impulso ( $P_{imp}$ ) y se obtiene la potencia de aire de salida ( $P_s$ ) con las mínimas pérdidas eléctricas, mecánicas y eólicas (1...4%). Después de la salida de extractor el aire entra al aerogenerador y sale a la atmósfera ( $P_{sa}$ ). La energía (potencia) del aire residual se transforma en generador a la eléctrica ( $P_r$ ), recuperando así una parte de energía gastada para el motor eléctrico en el extractor.

### CONCLUSIONES

La instalación de un aerogenerador en la salida de un extractor de aire en los invernaderos permite generar energía eléctrica recuperando la energía eólica residual del aire saliente del extractor.

La instalación de un cono en un invernadero con un sistema de enfriamiento de pared húmeda que integre un equipo de aprovechamiento de energía eólica residual mejora la eficacia de los extractores y la eficiencia energética de los aerogeneradores.

Una forma de presentación del diagrama de balance energético de un extractor de aire con aerogenerador mejora el entendimiento de distribución de las energías.

### REFERENCIAS

- Ahmad F., Wen Tong C., Sook Yee Y., Wooi Ping H., and Sin Chew P. (2015). Design and Experimental Analysis of an Exhaust Air Energy. *Energies*, 7, 6566-6584.
- Betz A. (1926). Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen. *Göttingen: Vandenhoeck & Ruprecht*. Alemania. 64 p.
- Brendel Michael. 2012. The Role of Fan Efficiency in Reducing HVAC Energy Consumption. *AMCA internacional, inmotion*. Summer, 10-13.
- Bucklin R. A., Leary J. D., McConnell D. B., and Wilkerson, E. G. (2004). Fan and Pad Greenhouse Evaporative Cooling Systems. *University of Florida, IFAS Extension*, 1, 1-7.
- Chauhan S., and Singh R. (2014). Design of Domestic Helix Vertical Axis Wind Turbine to Extract Energy from Exhaust Fans. *Innovative Systems Design and Engineering*. 12, 23-28.

- Chong W. T., Hew W.P., Yip S. W., Fazlizan A., Poh S. C., Tan C. J., and Ong H. C. (2014). The experimental study on the wind turbine's guide-vanes and diffuser of an exhaust air energy recovery system integrated with the cooling tower. *Energy Conversion and Management*. 87, 145-155.
- Chong W. T., Poh S. C., Fazlizan A., Pan K. P. (2012). Vertical axis wind turbine with omni-directional-guide-vane for urban high rise application. *Journal of Central South University of Technology*, 19, 727-732.
- Chong W. T., Poh S. C., Fazlizan A., Yip S. Y., Chang C. K., Hew, W. P. (2013). Early development of an energy recovery wind turbine generator for exhaust air system. *Applied Energy*, 568-575.
- FAO. (2002). *Manual preparado por el Grupo de Cultivos Hortícolas: El Cultivo Protegido en Clima Mediterráneo*. FAO. Roma. 320 p.
- Hauer Armin and Brooks Joe. Fan motor efficiency grades in the european market. (2012). *AMCA International inmotion*. Summer, 14-20.
- Jiménez O. (1999). *El ambiente dentro del invernadero. Invernaderos (diseño, establecimiento y manejo)*. SEP. México, 203 p.
- Karadzhi V.G., Moskovo Yu.G. (2008). Sobre una estimación de la eficiencia aerodinámica de los sistemas de ventilación. *Moscú. ABOK*. 7, 1-7.
- Karadzhi V.G., Moskovo Yu.G. (2010). Equipo de ventilación. [Recomendaciones técnicas para diseñadores e instaladores](#). ABOK-PRESS. Mosku. 432 p.
- Mathson Tim and Ivanovich Michael. 2011. AMCA's Fan Efficiency Grades: Answers to Frequently Asked Questions. *AMCA International inmotion*. Fall, 8-13.
- Patnaik A. and Ali S. M. (2013). Industrial exhaust fans as source of power. *International Journal of Electrical, Electronics and Data Communication*. 1, 38-41.
- Romantchik E., Santos M., Rios E., & Terrazas D. (2019). Análisis del flujo de aire de los extractores de invernadero usando la simulación por CFD. *Ingeniería Investigación y Tecnología*. 1, 1-14.
- Romantchik E., Rios E. (2017). Invernadero con sistema de enfriamiento de pared húmeda que integra un equipo de aprovechamiento de energía residual. MX/A/2016/013840. México. SIGA, IMPI.
- Romantchik E., Ríos E., Sánchez E., López I. (2017). Determination of energy to be supplied by fotovoltaic systems for fan-pad systems in cooling process of greenhouse. *Applied Thermal Engineering*. 114, 1161-1168.
- SIAP. (2017). *Atlas Agroalimentario 2017*. México: SAGARPA.
- Terrazas A.D.; Romantchik K., E., Ríos U., E., Santos A. M. (2018). Balance energético de equipo extractor-aerogenerador. *Memorias de VI Congreso Internacional y XX Congreso Nacional de Ciencias Agronómicas*. Pp. 473-474.
- Tiwari G.N. (2003). *Greenhouse technology for controlled environment*. [Alpha Science International Ltd](#), Oxford, United Kingdom. 564 p.



## 1.4 Bioenergía (Biomassa, Biogás, Biocombustíveis)



## A FACE ESCURA DA BIOTECNOLOGIA DE MICROALGAS: A BIOREFINARIA DE MICROALGAS HETEROTRÓFICAS DIRECIONADA PARA A PRODUÇÃO DE LÍPIDOS RICOS EM COMPOSTOS $\omega$ -3 E BIOCOMBUSTÍVEIS

Lopes da Silva T.\*, Moniz P.\*, Reis A.\*\*

\* Unidade de Bioenergia, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1648-039 Lisboa, Portugal, [teresa.lopessilva@lneg.pt](mailto:teresa.lopessilva@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.4078>

### RESUMEN/RESUMO

As microalgas podem crescer em substratos de baixo custo, como subprodutos ou efluentes industriais, conseguindo remover poluentes e, simultaneamente, produzir biocompostos com interesse comercial, contribuindo, desta forma, para o desenvolvimento da bioeconomia mundial.

As microalgas autotróficas utilizam o dióxido de carbono como fonte de carbono, e necessitam de luz para se desenvolverem. As microalgas heterotróficas não necessitam de luz e utilizam carbono orgânico para se desenvolverem. A não sazonalidade, a não dependência de luz e das condições climáticas são alguns dos pontos fortes da tecnologia de cultivo das microalgas heterotróficas, particularmente adequada para países localizados em latitudes elevadas, como os países da União Europeia.

Algumas destas microalgas produzem altos teores de lípidos que podem ser extraídos e fracionados em compostos  $\omega$ -3 (utilizados nas indústrias farmacêutica e alimentar) e em biodiesel, num conceito de biorefinaria da biomassa algal.

Esta comunicação apresenta as diferentes estratégias que recentemente têm sido utilizadas para cultivar microalgas heterotróficas para produção de lípidos, enfatizando a importância de um sistema integrado que valorize todas as frações lipídicas da biomassa algal para diversas aplicações, tendo em vista um processo sustentável assente nos conceitos da bioeconomia circular.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** Microalgas heterotróficas, biocombustíveis, biocompostos

### ABSTRACT

Microalgae can grow on low-cost substrates, such as industrial waste, by-products or effluents, being able to remove pollutants and, simultaneously, produce biocompounds with commercial interest, thus contributing to the development of the world bioeconomy.

Autotrophic microalgae use carbon dioxide as a carbon source, and need light to grow. Heterotrophic microalgae do not require light and use organic carbon to develop. Non-seasonality, non-dependence on light and climatic conditions are some of the strengths of the heterotrophic microalgae technology, particularly for countries located at higher latitudes, such the European Union countries.

Some of these microalgae contain high levels of lipids that can be extracted and fractionated into  $\omega$ -3 compounds (used in the pharmaceutical and food industries) and biodiesel, in a real algal biomass biorefinery concept.

This presentation presents the different strategies that have recently been used to grow heterotrophic microalgae for the lipid production, emphasizing the importance of using an integrated system that valorises all the lipid fractions of algal biomass for different applications, foreseeing a sustainable process based on the circular bioeconomy concepts.

**KEYWORDS:** Heterotrophic microalgae, biofuels, biocompounds

## INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

As microalgas oleaginosas produzem óleos intracelulares acima de 20% de seu peso seco, o qual pode ser extraído e convertido em biocombustíveis ou outros produtos com interesse comercial. Porém, o biodiesel obtido por via microbiana, incluindo a partir de microalgas, ainda não é economicamente sustentável, pois preço da sua produção ainda não é competitivo com o atual preço dos combustíveis fósseis. Uma forma de reduzir os custos deste processo consiste na utilização de substratos de baixo custo no meio de cultura, para o desenvolvimento das microalgas, nomeadamente efluentes industriais/domésticos, e subprodutos e resíduos industriais. Uma outra abordagem possível para reduzir custos, consiste no aproveitamento dos vários produtos sintetizados pelas microalgas, maximizando o valor de todo o processo, e visando a redução de resíduos, num conceito de biorrefinaria aplicado à biomassa das microalgas. Desta forma, o valor económico de todo o processo pode aumentar, uma vez que se obtêm vários produtos de valor acrescentado a partir da mesma matéria-prima, tais como ácidos gordos polinsaturados (AGPI), carotenóides, proteínas, carboidratos, etc., tornando economicamente viável a produção de biocombustíveis por via microbiana (Lopes da Silva e Reis, 2016).

Os efeitos benéficos dos compostos AGPI  $\omega$ -3 na saúde humana são bem conhecidos, o que tem atraído o interesse e a procura por estes compostos das indústrias farmacêutica, nutracêutica, cosmética, alimentícia e de rações (Lopes da Silva et al. 2019).

As principais fontes AGPI  $\omega$ -3, incluindo os ácidos docosaenoico (DHA) e o eicosapentaenoico (EPA) - os mais procurados pelas indústrias farmacêutica e alimentar - são espécies de peixes gordos, como o arenque, a cavala, a sardinha e o salmão. No entanto, as reservas mundiais de peixes estão a diminuir, não conseguindo fornecer, de forma sustentável e duradoura, ácidos gordos  $\omega$ -3. Por outro lado, a qualidade do óleo de peixe é variável, e depende das espécies de peixes, estação do ano e localização dos locais de captura. Além disso, os óleos de peixe geralmente apresentam um odor desagradável, e podem estar contaminados com policlorobifenilos (PCBs) e metais pesados, tornando-se inadequados para serem incorporados em formulações farmacêuticas/alimentares e em rações. Além disso, como o óleo de peixe marinho é uma mistura complexa de ácidos gordos com comprimentos de cadeia e graus de insaturação variado, a purificação dos EPA/DHA pode ser necessária, encarecendo o processo.

A biomassa das microalgas é particularmente adequada para a extração e purificação do EPA/DHA, uma vez que não contém colesterol, nem contaminantes (metais pesados, policlorobifenilos), sendo o seu paladar muito apreciado. Atualmente, o óleo obtido através das microalgas representa menos de 2% do EPA/DHA destinado para consumo humano, mas a sua contribuição tem aumentando nos últimos anos, devido a diversas características atraentes para públicos-alvo, designadamente a sua origem vegetariana, o facto do seu processamento respeitar o meio ambiente, a ausência de contaminantes, bem como a possibilidade de ser fabricado em condições “kosher” ou “halal”. No entanto, os óleos microalgais obtidos por fermentação e posterior refinamento são atualmente mais caros do que os óleos de peixe.

A maior parte dos trabalhos publicados sobre a produção de biocombustíveis e produtos de valor acrescentado utiliza microalgas autotróficas. No entanto, as microalgas heterotróficas podem ser particularmente interessantes para países localizados em latitudes mais elevadas, como os países Europeus, uma vez que o seu cultivo necessita do fornecimento luz, e não depende da estação do ano. Além disso, os cultivos de microalgas heterotróficas são realizados em fermentadores convencionais, sob condições de esterilidade, sendo menos propensos a contaminações microbianas do que as culturas autotróficas, quando conduzidas ao ar livre. Acresce que cultivo heterotrófico de microalgas pode aumentar a concentração de biomassa microalgal em comparação com o cultivo em condições autotróficas, levando a maiores produtividades de biomassa e lípidos (Khan et al. 2016). Além disso, na maioria casos, os sistemas de cultivo heterotróficos são mais baratos e mais fáceis de manter em grande escala do que os sistemas de cultivo autotróficos.

Esta comunicação apresenta as diferentes estratégias que recentemente têm sido utilizadas para cultivar microalgas heterotróficas para produção de lípidos, enfatizando a importância de utilizar um sistema integrado que valorize todas as frações lipídicas da biomassa algal para diversas aplicações, tendo em vista um processo sustentável, assente nos conceitos da bioeconomia circular.

## SUBSTRATOS UTILIZADOS PARA O DESENVOLVIMENTO DE MICROALGAS HETEROTRÓFICAS PARA PRODUÇÃO DE LÍPIDOS

As microalgas heterotróficas mais utilizadas para produzir DHA e EPA são membros das famílias *Thraustochytriaceae* e *Cryptocodiniaceae*, abundantes nos oceanos. Os *Thraustochytrids* incluem os géneros *Aurantiochytrium*, *Schizochytrium* e *Ulkenia*. *Cryptocodinium* pertence ao género da família *Cryptocodiniaceae*. Estes organismos heterotróficos podem exibir um alto teor de óleo (até 50-77% com base no peso seco), principalmente composto por triglicéridos (TG), ricos em DHA. Os substratos de baixo custo que têm sido recentemente utilizados para o crescimento das microalgas heterotróficas, com vista à produção de compostos  $\omega$ -3 são os hidrolisados de resíduos da indústria alimentar (Pleissner et al., 2013), hidrolisado de farinha de colza + resíduo da indústria do melão de

cana-de-açúcar (Gong et al. 2015), sumo de sorgo doce (Liang et al., 2010), xarope de polpa de alfarroba (Mendes et al. 2007) e soro de queijo + licor de milho (Hosoglu and Elibol, 2017).

### PROCESSAMENTO DO ÓLEO DA BIOMASSA ALGAL

No final do cultivo das microalgas, a biomassa é separada do meio de cultura (Figura 1), o que é geralmente realizado por centrifugação ou por filtração rotativa a vácuo, ou filtração direta.

A extração do óleo da biomassa de microalgas inclui prensagem mecânica das células, homogeneização, moagem e subsequente extração por solvente. Uma etapa de secagem é geralmente realizada, a fim de produzir biomassa estável, livre de água, e que pode ser armazenada por longos períodos de tempo, sem deterioração. Normalmente é utilizado um tambor de secagem. Deve dar-se especial atenção aos triglicéridos intracelulares, devido ao facto destes compostos serem muito sensíveis ao calor, evitando a exposição da biomassa a altas temperaturas, pois esses compostos podem degradar em temperaturas acima de 50 °C.

A etapa seguinte envolve a ruptura das células das algas, para facilitar a extração do óleo das células. Uma variedade de métodos podem ser usados para romper as células, como homogeneização de alta pressão, cavitação hidrodinâmica, tratamento com campo elétrico pulsado/por microondas/ com ultra sons, extração com solventes, líquidos iónicos, surfatantes, saponificação direta, enzimas hidrolíticas e tratamentos algicidas (Zhang et al. 2019). O método mais utilizado é a extração por solvente, sendo os solventes comuns as misturas de clorofórmio-metanol, hexano-isopropanol, o hexano, ou outras misturas de solventes (Cuellar-Bermudez et al. 2015). Dependendo da polaridade e/ou solubilidade da fração lipídica, o solvente adequado ou mistura deve ser escolhida para a extração. No entanto, deve notar-se que os lípidos microbianos destinados às indústrias farmacêutica e alimentar não podem ser extraídos com solventes tóxicos, a fim de evitar resíduos de solventes em medicamentos ou alimentos. O procedimento mais económico ainda é a extração com hexano, principalmente quando os lípidos extraídos se destinam a aplicações em rações/alimentos/farmacêuticas/nutracêuticas. Nesse caso, é necessário garantir que nenhum solvente residual permanece no óleo.

Após extração do óleo das células da microalga, este será processado para obtenção de várias fracções com graus de insaturação diferentes. Assim, através de vários métodos é possível separar a fracção contendo lípidos poli-insaturados (que incluem o DHA/EPA) da fracção contendo lípidos monosaturados e saturados.

### A PLATAFORMA DA BIOMASSA DE MICROALGAS HETEROTRÓFICAS

A possibilidade de obter vários produtos derivados de microalgas (TG, pigmentos, proteínas, hidratos de carbono) que podem ter diversas aplicações industriais é uma abordagem ainda pouco aplicada à escala industriais. Este conceito baseia-se no desenvolvimento de biorrefinarias da biomassa de microalgas, tendo por objectivo obter uma gama de bioproductos de origem algal, aproveitando assim diversos produtos constituintes ou sintetizados por estes microrganismos, maximizando, desta forma, o valor derivado de todo o processo, desejavelmente com um impacto ambiental mínimo (Figura 1).

No caso de uma biorrefinaria aplicada à obtenção de produtos lipídicos microalgais, ainda raramente aplicada à biomassa de microalgas heterotróficas para obtenção de compostos lipídicos  $\omega$ -3, estes compostos podem ser separados da restante fracção lipídica monosaturada ou saturada, podendo esta ser dirigida para produção de biodiesel (Figura 1). A biomassa obtida após a extração do óleo é um resíduo do processo que pode ser utilizada como fertilizante, ou pode ser utilizada para produzir biogás, juntamente com o sobrenadante obtido, por centrifugação, após a remoção das células do meio de cultura convertida em biocombustível (Figura 1). Este resíduo também pode ser processado por liquefação hidrotérmica, sendo o combustível obtido um bio-oil, equivalente ao crude do petróleo, antes da refinação. Depois, por reações de hidrogenação catalítica, cracking catalítico e outras pode obter-se um gasoline-like fuel, com propriedades drop-in, ou seja, pronto a usar como combustível de transporte terrestre (Figura 1).

Este procedimento tem sido utilizado para valorizar subprodutos da indústria de conservas de pescado, produzindo ácidos gordos poli-insaturados e biodiesel (Lopes da Silva et al. 2018).

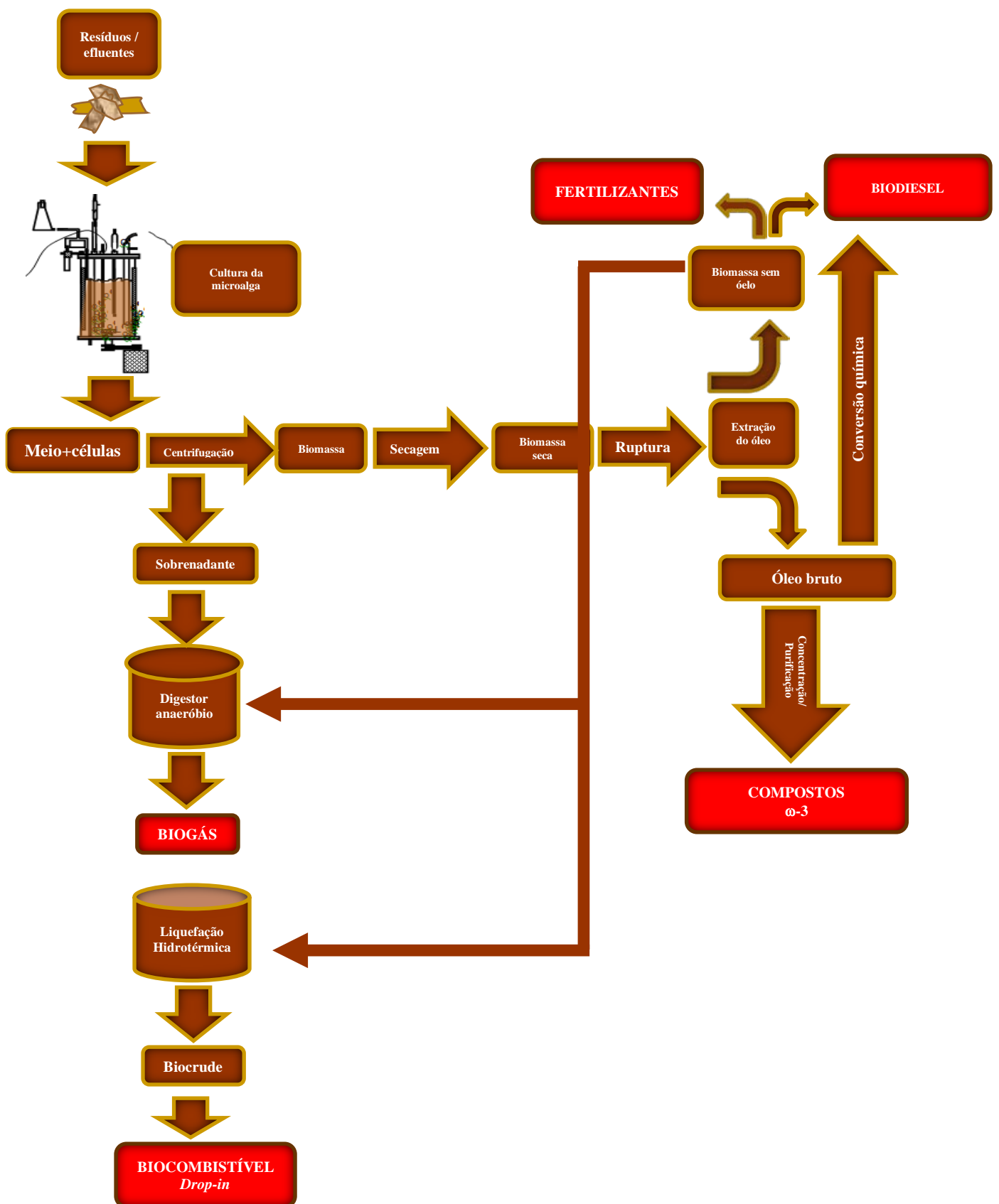


Figura 1 - Diagrama de fluxo de processo de uma biorrefinaria de microalgas heterotróficas

## CONCLUSÕES

A implementação de biorrefinarias baseadas em microalgas heterotróficas, que visem o simultâneo tratamento de efluentes/resíduos e a produção de uma gama de bioprodutos e biocombustíveis, é indispensável para se implementar um processo economicamente sustentável, do ponto de vista ambiental e económico.

Esta abordagem deve basear-se no aproveitamento de todas as frações lipídicas da biomassa das microalgas heterotróficas, explorando a integração de novas tecnologias eficientes para o desenvolvimento das microalgas, extração dos biocompostos, concentração, fracionamento, conversão e purificação dos lípidos de microalgas.

## AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do projeto “OMEGAFUEL – Nova plataforma para a produção de biocombustíveis e compostos ómega-3, a partir da biorefinaria sustentável da microalga marinha *Cryptocodinium cohnii*”, com a referência PTDC 2017 - PTDC/EAM-AMB/30169/2017, financiado pela Fundação para a Ciência e a Tecnologia, FCT, I.P.

## REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Cuellar-Bermudez S.P., Aguilar-Hernandez I., Cardenas-Chavez D.L., Ornelas-Soto N., Romero-Ogawa. M.A. and Parra-Saldivar R. (2015) Extraction and purification of high-value metabolites from microalgae: Essential lipids, astaxanthin and phycobiliproteins. *Microbial Biotechnol.* 8, 190–209.

Isleten-Hosoglu M. and Elibol M. (2017) Bioutilization of cheese whey and corn steep liquor by heterotrophic microalgae *Cryptocodinium cohnii* for biomass and lipid production. *Akademik Gida* 15, 233-241.

Khan M., Karmakar R., Das B., Diba F., and Razu M. (2016) Heterotrophic Growth of Micro Algae. *In Recent Advances in Microalgal Biotechnology*, Liu J. and Sun, Z., (eds), pp. 1–19, OMICS, Hyderabad.

Liang Y., Sarkany N., Cui Y., Yesuf J., Trushenski J. and Blackburn J. (2010) Use of seet sorghum juice for lipid production by *Schizochytrium limacinun* SR21. *Bioresour. Technol.* 101, 3623-3627.

Lopes da Silva T. and Reis A. Algal (2016) Scale-up problems for the large scale production of algae. *In Biorefinery: An Integrated Approach*. Das D. (eds), pp. 125-149. Springer, New York.

Lopes da Silva T., Moniz P., Silva C. and Reis A. 2019. The dark side of microalgae biotechnology: a heterotrophic biorefinery platform directed to  $\omega$ -3 rich lipid production. *Microorganisms* 7, 670.

Lopes da Silva T., Santos A.R., Gomes R. and Reis A. (2018) Valorising fish canning industry by-products to produce omega-3 compounds and biodiesel. *Environ. Technol. Innov.* 9, 74-81.

Mendes A., Guerra P., Madeira V., Ruano F., Lopes da Silva T. and Reis A. (2007) Study of docosahexaenoic acid production by the heterotrophic microalgae *Cryptocodinium cohnii* CCMP 316 using carob pulp as a promising carbon source. *World J. Microbiol. Biotechnol.* 23, 1209-1215.

Pleissner D., Lam W., Sun Z. and Lin C. (2013) Food waste as nutrient source in heterotrophic microalgae cultivation. *Bioresour. Technol.* 137, 139-146.

Zhang T.-Y., Wu Y.-H., Wang J.-H., Wang X.-X., Victor M.D.-E., Dao G.-H., Tong X. and Hu H.-Y. (2019) Heterotrophic cultivation of microalgae in straw lignocellulose hydrolysate for production of high-value biomass rich in polyunsaturated fatty acids (PUFA). *Chem. Eng. J.* 367, 37–44.





**A BIOMASSA NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM PORTUGAL****Almeida T.\*, Figo S.\*, Gil L.\*\***

\* Unidade de Biomassa, Centro da Biomassa para a Energia, Zona Industrial, 3220-119 Miranda do Corvo, Portugal, [teresa.almeida@centrodabiomassa.pt](mailto:teresa.almeida@centrodabiomassa.pt), [sonia.figo@centrodabiomassa.pt](mailto:sonia.figo@centrodabiomassa.pt)

\*\* Divisão de Estudos Investigação e Renováveis, Direção Geral de Energia e Geologia, Av. 5 de Outubro 208, 1069 - 203 Lisboa, Portugal, [luis.gil@dgeg.gov.pt](mailto:luis.gil@dgeg.gov.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.4079>

**RESUMO**

O aproveitamento da biomassa para usos energéticos veio a merecer acrescida relevância no âmbito do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050). Mais recentemente destaca-se o novo regime especial e extraordinário para a instalação e exploração de novas centrais de valorização de biomassa (cogeração) por municípios, comunidades intermunicipais ou associações de municípios de fins específicos. Apenas as soluções que assegurem maior eficiência energética através do pleno aproveitamento da energia térmica produzida merecem o regime remuneratório especial para a venda de eletricidade. Face a estes incentivos e às boas condições nacionais relacionadas com o recurso solar e biomássico, serão ainda referenciadas algumas soluções relativas à hibridização solar/biomassa. Neste contexto, este trabalho pretende sistematizar o papel da biomassa na transição energética em Portugal.

**PALAVRAS-CHAVE:** Biomassa, Sistemas Híbridos Solar/biomassa, Transição Energética, PNEC, RNC

**ABSTRACT**

The use of biomass for energy has greater relevance within the scope of the National Energy and Climate Plan (NECP 2030) and the Roadmap for Carbon Neutrality 2050. More recently, the new special and extraordinary regime for the installation and exploitation of new biomass centrals (cogeneration) by municipalities, intermunicipal communities or associations of municipalities for specific purposes stands out. Only solutions that ensure energy efficiency through the full use of the thermal energy produced deserve the special remuneration regime for the sale of electricity. Considering these incentives and the good national conditions related to the solar and biomass resources, some solutions related to solar/biomass hybridization will also be mentioned. In this context, this work intends to systematize the role of biomass in the energy transition in Portugal.

**KEYWORDS:** Biomass, Hybrid Plants Solar/biomass, Energy Transition, NECP 2030, Roadmap for Carbon Neutrality 2050

## INTRODUÇÃO

O aproveitamento da biomassa para usos energéticos veio a merecer acrescida relevância no âmbito do Plano Nacional Energia e Clima 2021 -2030 (PNEC 2030) e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050). O DL n.º 120/2019 de 22 de agosto altera o regime especial e extraordinário para a instalação e exploração de novas centrais de valorização de biomassa definido no DL n.º 64/2017 de 12 de junho, que definia um regime especial e extraordinário para a instalação e exploração, por municípios ou, por decisão destes, por comunidades intermunicipais ou por associações de municípios de fins específicos, de novas centrais de valorização de biomassa. Assim, retira-se deste regime especial a produção dedicada de eletricidade e apenas as soluções que assegurem a eficiência energética através do pleno aproveitamento da energia térmica produzida merecem o regime remuneratório especial para a venda de eletricidade.

Face a estes incentivos e às boas condições nacionais relacionadas com o recurso biomássico e solar, a hibridização biomassa/solar poderá também ser uma solução a considerar, havendo algumas soluções que abrangem, nomeadamente, calor de processo ou cogeração de calor e eletricidade para consumo próprio ou de infraestruturas em proximidade.

O Centro da Biomassa para a Energia (CBE) é uma associação técnica e científica sem fins lucrativos, vocacionado para a promoção da valorização da biomassa essencialmente para fins energéticos. É finalidade primordial do CBE, promover a valorização da biomassa através da otimização e conhecimento das suas várias cadeias de valor, desde a produção e gestão da biomassa, passando pela recolha, tratamento e transporte, até à utilização e consumo. Como tal, este trabalho resulta da necessidade de sistematizar e disponibilizar informação atual sobre a valorização energética da biomassa, essencialmente de base florestal, assim como perspetivar o seu papel no âmbito da transição energética em Portugal.

## A BIOMASSA PARA A ENERGIA NO CONTEXTO ATUAL

Em Portugal, a produção de biomassa florestal residual (BFR) está, em grande medida, relacionada com a exploração florestal, representando os seus sobrantes uma fatia significativa para a bioenergia. Tendo como base os povoamentos de pinheiro bravo e de eucalipto, as duas espécies mais significativas em termos de exploração florestal, dado serem alvo de intervenções silvícolas regulares que potenciam uma produção contínua de biomassa florestal, é possível estimar a biomassa obtida a partir das intervenções silvícolas. Assim, de acordo com as áreas de pinheiro bravo e de eucalipto de 2015, disponibilizadas no IFN6 – Principais resultados – relatório sumário (ICNF, 2019), estima-se que o potencial de produção de biomassa florestal residual seja de aproximadamente 3 milhões de toneladas por ano (peso verde). Apesar deste potencial de produção, nem toda a biomassa se poderá considerar disponível, dados os condicionalismos a que a utilização da biomassa está sujeita, tais como as limitações ambientais, físicas, logísticas, humanas e materiais que influenciam o aproveitamento sustentável da biomassa florestal para produção de energia. Há ainda que ter em consideração que muita desta biomassa já tem escoamento, nomeadamente para as centrais termoelétricas a biomassa, dedicadas e de cogeração, já instaladas.

A utilização da biomassa florestal deve obedecer a critérios de sustentabilidade já estabelecidos a nível europeu e nacionais, dando-se como exemplo a Diretiva das Energias Renováveis - RED II (Jornal Oficial da União Europeia, 2018).

As cadeias de fornecimento da biomassa florestal enquanto biocombustível têm vindo a ser otimizadas, com a rentabilização das operações desde a floresta até ao consumidor final. A fileira da biomassa para a produção de energia integra vários agentes que atuam ao longo da sua cadeia de valor, desde a recolha e tratamento da biomassa à produção de energia ou biocombustíveis.

As cadeias de abastecimento da biomassa de origem florestal poderão agrupar-se em dois tipos principais:

- Que resultam da trituração dos sobrantes da exploração florestal, tais como, copas de árvores, cascas, material proveniente de desbastes, etc. Este material é destinado a grandes caldeiras industriais, quer para a produção de calor quer para a produção de eletricidade. A sua cadeia de produção é constituída, em termos genéricos, pela recheça, trituração e transporte.
- A que resulta da atividade da indústria madeireira, nomeadamente a estilha e o serrim, de maior homogeneidade e qualidade, usada, quer como matéria-prima na indústria dos aglomerados e dos peletes, quer em sistemas de aquecimento ambiente e/ou águas quentes sanitárias (AQS) de pequena e média dimensão.

O consumo de biomassa florestal para a produção de energia é dividido em:

- Abastecimento direto de biomassa lenhosa, no qual se incluem os Abates, Detritos de abates (copas, ramos, casca, cepos), Resíduos de gestão paisagística (biomassa lenhosa de parques, jardins, sebes, arbustos), Outros resíduos florestais;
- Abastecimento indireto de biomassa lenhosa, no qual se incluem os detritos (casca de eucalipto, pó de cortiça, outros), Subprodutos da indústria da celulose e do papel (licor negro, "tail oil"), Lenha transformada, Madeira reciclada pós-consumo, Outros resíduos florestais.

Em Portugal, o consumo em ktep, do abastecimento direto representa 15%, o abastecimento indireto representa 85% do total do contributo da biomassa florestal, e a parcela de Subprodutos da indústria da celulose e do papel (licor negro, "tail oil") por si só representam 76% (DGEG, 2018).

Em 2020, de acordo com a DGEG (Estatísticas rápidas - nº 188 - julho de 2020), a potência instalada dos centros eletroprodutores a biomassa é de 753 MW.

A Figura 1 apresenta a distribuição geográfica em Portugal dos centros eletroprodutores a biomassa florestal, em regime dedicado e em cogeração, com base em informação obtida junto da DGEG em 2020.

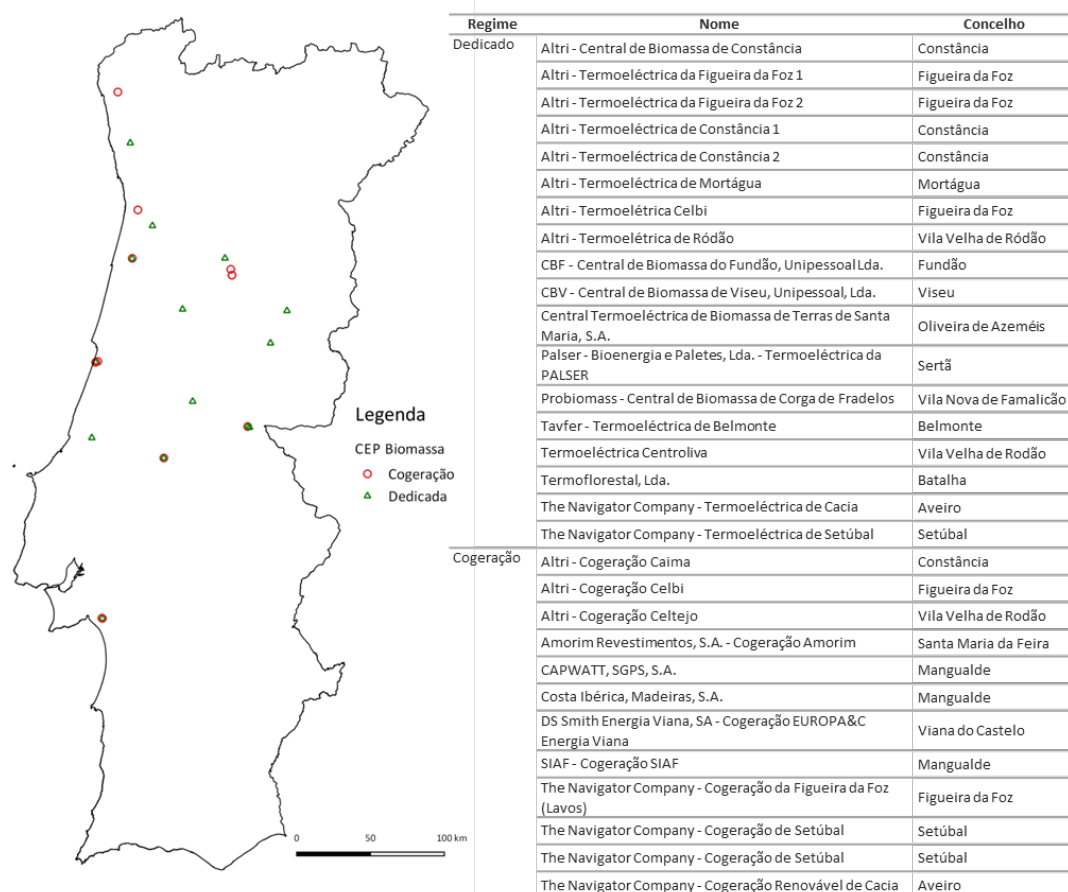


Fig. 1. Distribuição geográfica dos centros eletroprodutores a biomassa florestal, em regime dedicado e em cogeração

Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 5/2011, de 10 de janeiro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 179/2012, de 3 de agosto, 166/2015, de 21 de agosto e 48/2019, de 12 de abril, foram instaladas 11 centrais termoelétricas a biomassa independentes, mais concretamente, Constância, Fundão, Viseu, Oliveira de Azeméis, Sertã, Vila Nova de Famalicão, Belmonte, Vila Velha de Rodão, Mangualde, Batalha e Chamusca. Para além da prevista construção de uma nova central em Famalicão.

A nova estratégia para a biomassa passa por abandonar os apoios públicos à produção dedicada de eletricidade e apoiar apenas projetos que envolvam também energia térmica e situados em zonas com risco elevado de incêndio.

No Decreto-Lei n.º 64/2017 de 12 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 120/2019, de 22 de agosto, as regras do regime para a instalação e exploração de novas centrais de biomassa florestal são alteradas, tendo as novas centrais de biomassa um “duplo objetivo de, por um lado, descarbonizar os consumos térmicos existentes e, por outro lado, promover a eficiência energética, retirando deste regime especial a produção dedicada de electricidade que, nesta perspetiva específica, não apresenta qualquer mais valia.” Assim, apenas as soluções que assegurem a eficiência energética através do pleno aproveitamento da energia térmica produzida, ou seja, uma utilização eficiente dos recursos, merecem o regime remuneratório especial para a venda de electricidade.

A Portaria n.º 410/2019, de 27 de dezembro, fixa os suplementos remuneratórios previstos no n.º 1 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 64/2017, de 12 de junho, na sua atual redação, no qual se estabelecem um prémio de mercado diferenciado em função da capacidade instalada da central a biomassa e do coeficiente térmico que valoriza a eficiência do aproveitamento da biomassa, e um prémio no âmbito do contributo dado pela central para a defesa contra incêndios e a preservação da floresta calculado com base no índice de área ardida e na electricidade produzida partir de resíduos florestais com origem em zonas críticas.

No âmbito deste novo quadro legal, existem já dois municípios, Mortágua e Constância, que lançaram os respetivos concursos públicos (Santos, 2020).

No que diz respeito à biomassa para produção de calor, de acordo com a associação europeia para a bioenergia (Bioenergy Europe, 2019), em Portugal 96% do calor de origem renovável provém da biomassa, pelo que a bioenergia e, especialmente, a biomassa sólida (combustíveis biomássicos) é uma componente essencial para o cumprimento das metas para as energias renováveis no setor do aquecimento. O setor industrial é o principal responsável pelo consumo final de calor produzido a partir de biomassa (1016 ktep), representando 56% do total, seguindo-se o residencial (795 ktep) com 44% do consumo.

#### A BIOMASSA PARA A ENERGIA NO HORIZONTE 2030

O aproveitamento da biomassa para usos energéticos veio merecer acrescida relevância no âmbito do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030), que constitui o principal instrumento de política energética e climática nacional para o horizonte 2030.

Este documento estratégico destaca a biomassa florestal como um importante recurso endógeno e identifica claramente a sua valorização energética como um elemento chave na criação de valor no setor florestal. No entanto, tendo em consideração a reduzida eficiência e baixa rentabilidade, o recurso a novas centrais termoelétricas para a produção exclusiva de electricidade será tendencialmente abandonado. Por outro lado, para o setor do aquecimento e arrefecimento a estratégia passa por descarbonizar os consumos térmicos existentes e promover a eficiência energética (EE), pelo que promove a instalação de pequenas centrais térmicas descentralizadas a biomassa (ex.: cogeração), que colocam menos pressão em termos de disponibilidade de biomassa e no sistema energético.

Para o cumprimento das metas e objetivos do PNEC 2030 foram definidos oito objetivos nacionais, todos eles interligados, numa lógica de integração de energia e clima. As linhas de atuação e respetivas medidas de ação associadas aos objetivos definidos, em que o aproveitamento da biomassa para usos energéticos, essencialmente de base florestal, se encontra enquadrado, encontram-se listadas na Tabela 1..

Tabela 1. Objetivos, linhas de atuação e medidas que enquadram a biomassa de base florestal no âmbito do PNEC

Objetivo	Linha de atuação	Medida de ação
3 - Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país	3.1. Acelerar a produção de electricidade a partir de fontes renováveis de energia	3.1.2. Fomentar a disseminação de sistemas híbridos com base em tecnologias renováveis, diligenciando a sua regulamentação
	3.3. Promover a utilização eficiente de energias renováveis nos sistemas de aquecimento e arrefecimento	3.3.1 Promover a aquisição e renovação de sistemas de produção de calor e frio a partir de fontes renováveis de energia
	3.7. Fomentar um melhor aproveitamento da biomassa para usos energéticos	3.7.1. Promover a geração de energia à escala local com base em biomassa 3.7.2. Promover e apoiar a disseminação de centros para recolha, armazenamento e disponibilização de biomassa a nível municipal ou intermunicipal

		3.7.3. Promover ações de informação e sensibilização
5. Promover a mobilidade sustentável	5.5. Promover a produção e o consumo de combustíveis renováveis alternativos	5.5.1. Promover a produção de biocombustíveis avançados valorizando os recursos endógenos nacionais
6. Promover uma agricultura e floresta sustentáveis e potenciar o sequestro de carbono	6.1. Promover a produção e utilização de fontes de energia renovável nos setores agrícola e florestal	6.1.1. Promover a instalação e a reconversão de equipamentos para produção e utilização de energia térmica e elétrica a partir de fontes renováveis nas explorações agrícolas e florestais 6.1.2. Aumentar a utilização de combustíveis alternativos e outros recursos nacionais com potencial para utilização como fonte energética 6.1.3. Promover a instalação de equipamentos para produção de energia térmica/elétrica a partir do aproveitamento de biomassa e de biogás ou biometano
	6.7. Incentivar o papel da bioeconomia	6.7.1 Promover o uso de biomassa residual de origem florestal e agrícola 6.7.2 Apoiar o estabelecimento de áreas de culturas com fins energéticos de espécies florestais de muito curta rotação 6.7.3 Promover o uso de produtos agrícolas e florestais como substitutos de matérias-primas de origem fóssil
7. Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva	7.1 Promover a descarbonização da indústria	7.1.2. Aumentar a utilização de combustíveis alternativos limpos e outros recursos nacionais com potencial para utilização como fonte energética

Dos dois principais documentos de referência citados (PNEC 2030 e RNC 2050), relativamente à biomassa tem-se como expectativas/metastas (Gil e Bernardo, 2020):

- Em 2030-2040 o uso da biomassa para a energia no setor industrial quadruplicará;
- Em 2020-2050 o uso de biomassa no setor residencial será de 25%.

#### SISTEMAS HÍBRIDOS SOLAR/BIOMASSA

Os sistemas híbridos com base em tecnologias renováveis, nomeadamente biomassa, são também promovidos no âmbito do PNEC 2030. De facto, estes sistemas, ao permitirem a complementaridade entre formas de energia, caracterizam-se por uma elevada flexibilidade assim como por um melhor aproveitamento dos recursos. A utilização destes sistemas será incentivada sob duas vertentes:

- i) produção de eletricidade;
- ii) aquecimento e arrefecimento.

Para a produção de eletricidade será desenvolvido o adequado enquadramento legal, bem como os critérios técnicos a cumprir por este tipo de sistemas. No setor do aquecimento e arrefecimento, as caldeiras a biomassa de grande potencial e eficiência serão uma tecnologia a incentivar como complemento ao solar térmico.

Relativamente à energia solar as expectativas são (Gil e Bernardo, 2020):

- Em 2040 a produção de energia elétrica por via solar ultrapassará a por via eólica;
- Em 2050 a produção de energia elétrica por via solar será superior a 50%;
- Em 2020-2040 o solar térmico para aquecimento industrial de baixa temperatura será custo-eficaz;
- Em 2040-2050, 6% do calor de processo industrial será de solar térmico;
- Em 2040-2050, 11-12% do consumo de energia do setor residencial será de solar térmico; nos serviços será de 9-10%.

Sistemas híbridos que combinam as tecnologias solar e biomassa para aquecimento ambiente e AQS são já uma realidade amplamente utilizada nos setores residencial e serviços, que continuará a ser promovida no âmbito da estratégia nacional de energia e clima.

No setor da eletricidade pretende-se igualmente fomentar a disseminação de sistemas híbridos, sendo que a hibridização biomassa/solar poderá ser uma solução a considerar. Nos últimos anos o interesse na combinação destas duas fontes de energia renovável têm aumentado significativamente. Têm sido conduzidos vários estudos técnicos e económicos e implementadas algumas soluções.

Dentro das soluções apontadas por vários autores, a mais convencional consiste na utilização de sistemas de Concentração Solar Térmica (CSP) combinados com caldeiras a biomassa para suportar a produção térmica do campo solar. As principais vantagens desta configuração são a melhoria da estabilidade do sistema e da disponibilidade de energia (Soares, 2018). Ambas as tecnologias, combustão de biomassa e CSP, são baseadas no ciclo Rankine, onde a energia térmica é usada para gerar vapor sobreaquecido e obter eletricidade num grupo gerador associado a uma turbina. A natureza destas duas tecnologias torna os dois processos compatíveis e complementares (Servert, J. *et al.*, 2011).

A primeira instalação comercial híbrida de biomassa com energia solar concentrada, a Borges Termosolar, tem uma capacidade instalada de 22,5 MWe, localiza-se em Lleida, Espanha, e iniciou a sua produção em dezembro de 2012 (NREL, 2013).

No contexto nacional (Coelho *et al.*, 2012) analisou diferentes possibilidades utilizando a tecnologia de CST de Sistemas Recetores Centrais (CRS) com uma caldeira a biomassa (resíduos florestais). O estudo foi realizado para a região do Algarve tendo obtido resultados promissores, uma vez que a hibridização foi considerada técnica e economicamente viável, tendo a central híbrida apresentado eficiências superiores às CRS convencionais e o consumo de biomassa reduzido quando comparado com os valores de base.

## COMENTÁRIOS FINAIS

Tendo em consideração i) os recursos biomássicos, em particular de biomassa de base florestal; ii) a capacidade já instalada em sistemas de valorização energética de biomassa; iii) o desenvolvimento de tecnologias emergentes como a hibridização solar/biomassa para produção de energia; iv) os instrumentos legais já existentes e os previstos no âmbito da estratégia nacional de energia e clima, é possível afirmar que estão reunidas as condições para potenciar a utilização deste recurso como um vetor importante na transição energética em Portugal. Complementarmente existem soluções técnicas para a hibridização biomassa/solar, já demonstradas, que poderão vir a ser consideradas no futuro em localizações adequadas.

## REFERÊNCIAS

Bioenergy Europe (2019). “*European Bioenergy Outlook 2019 – Biomass for heat*”. Statistical Report. 2019.

Coelho, B., Schwarzbözl, Oliveira, A., Mendes, A. (2012). *Biomass and central receiver system (CRS) hybridization: Volumetric air CRS and integration of a biomass waste direct burning boiler on steam cycle*. Solar Energy. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com> [Acedido em setembro de 2020].

Decreto-Lei n.º 166/2015, de 21 de agosto. Diário da República, 1.ª série — N.º 163 — 21 de agosto de 2015. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Lisboa

Decreto-Lei n.º 179/2012, de 3 de agosto. Diário da República, 1.ª série — N.º 150 — 3 de agosto de 2012. Ministério da Economia e do Emprego. Lisboa

Decreto-Lei n.º 48/2019, de 12 de abril. Diário da República, 1.ª série — N.º 73 — 12 de abril de 2019. Ambiente e Transição Energética. Lisboa

Decreto-Lei n.º 5/2011, de 10 de janeiro. Diário da República, 1.ª série — N.º 6 — 10 de Janeiro de 2011. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento. Lisboa

Decreto-lei n.º 120/2019 de 22 de Agosto. Diário da República, 1.ª série – N.º 160. Ambiente e Transição Energética. Lisboa

Decreto-lei nº 64/2017 de 12 de junho. Diário da República, 1.ª série – N.º 113. Ministério da Economia. Lisboa

DGEG (2018). *Consumo de Biomassa Agrícola e Florestal*. Direção-Geral de Energia e Geologia. Divisão de Planeamento e Estatística. Lisboa.

DGEG (2020). *Renováveis – Estatísticas Rápidas- nº 188 - julho de 2020*. Direção-Geral de Energia e Geologia. [Online]. Disponível: Disponível em <https://www.dgeg.gov.pt/media/bbblbmb4/dgeg-arr-2020-07.pdf> [Acedido em setembro de 2020].

ICNF (2019). *IFN6 – Principais resultados – relatório sumário*. Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas, Lisboa.

Gil, L., Bernardo J. (2020) *An approach to energy and climate issues aiming at carbon neutrality*, Renewable Energy Focus, Vol. 33, 2020, p. 37-42.

Jornal Oficial da União Europeia (2018) *Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis*. RED II. [Online]. Disponível: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/pt/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001> [Acedido em setembro de 2020].

NREL (2013). *Concentrating Solar Power Projects*. [Online]. Disponível em: <https://solarpaces.nrel.gov/borges-termsolar> [Acedido em setembro de 2020].

Observatório Técnico Independente, Castro Rego F., Fernandes P., Sande Silva J., Azevedo J., Moura J.M., Oliveira E., Cortes R., Viegas D.X., Caldeira D., e Duarte Santos F. - Coords. (2020) *Redução do risco de incêndio através da utilização de biomassa lenhosa para energia*. Assembleia da República. Lisboa. 22 pp.

PNEC 2030. *Plano Nacional Energia e Clima 2030*. Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020 de 10 de julho de 2020. Diário da República, 1.ª série - n.º 133 – 10 de julho de 2020 (p. 2 a 158).

Portaria n.º 410/2019 de 27 de dezembro. Diário da República, 1.ª série – N.º 249. Ministério de Ambiente e Ação Climática. Lisboa

RNC 2050. *Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 – Estratégia de Longo Prazo para a Neutralidade Carbónica da Economia Portuguesa em 2050*. Anexo à Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019. Diário da República, 1.ª série – n.º 123 – 1 de julho de 2019 (p. 3208 a 3299).

Santos, P. (2020). *Dez anos e uma quota de 11,3% na energia elétrica de fonte renovável*. Revista Água & Ambiente [Online]. Available: <https://www.ambienteonline.pt/canal/detalhe/paulo-preto-dos-santos-dez-anos-e-uma-quota-de-113-na-energia-eletrica-de-fonte-renovavel>. [Acedido em setembro de 2020].

Servert, J., Miguel, S., Lopez, D. (2011). *Hybrid solar - biomass plants for power generation; technical and economic assessment*. Article in Global Nest Journal, Vol. 13, pp 266-267.

Soares, J., 2018. *Study of different solution for solar/biomass hybrid electricity generation systems*. PhD Thesis Submitted to Faculdade de Engenharia. Universidade do Porto .





**VALORIZAÇÃO ENERGÉTICA DE RESÍDUOS DO PROCESSAMENTO DE CASTANHA POR DIGESTÃO ANAERÓBIA****Loureiro F.G.\*, \*\*, Eusébio A.\* Marques I.P.\***

\* Unidade de Bioenergia, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Estrada do Paço do Lumiar, Lisboa, 1649-038, Portugal

\*\* Departamento de Ciências e Engenharia de Biosistemas, Instituto Superior de Agronomia, Universidade de Lisboa, Tapada da Ajuda, Lisboa, 1349-017, Portugal

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.4080>

**RESUMO**

Os resíduos/efluentes oriundos da indústria da castanha constituem um potencial de valorização energética por digestão anaeróbia (DA). Resíduos sólidos (cascas e frações de polpa, “RS”) e lamas resultantes do tratamento de águas residuais (“LT”), ambas provenientes do processamento de castanha, foram anaerobiamente digeridas em condições *batch* e mesófilas de temperatura. Os RS, com um rácio substrato/inóculo (S/I) de 2,5, forneceram 162 mL de biogás (46% CH<sub>4</sub>) e 77% de remoção em CQO, enquanto as LT, mediante um S/I de 0,75, geraram 106 mL de biogás (67% CH<sub>4</sub>) e 85% de remoção em CQO. Os resultados demonstram haver potencial para a valorização energética destas tipologias de substrato, tendo as LT apresentado comparativamente resultados mais promissores.

**PALAVRAS-CHAVE:** Processamento da castanha, Resíduos e Lamas, Digestão Anaeróbia, Biogás/metano

**ABSTRACT**

The residues/effluents from the chestnut industry are a potential for energetic valorisation through anaerobic digestion (AD) process. Solid residues (pulp peels and fractions, “RS”) and sludge resulting from wastewater treatment plant (“LT”), both from the chestnut processing industry, were digested anaerobically under batch and mesophilic conditions of temperature. The RS, with a substrate/inoculum ratio (S/I) of 2,5, provided 162 mL of biogas (46% CH<sub>4</sub>) and 77% COD removal, while the LT, through a S/I ratio of 0,75, generated 106 mL of biogas (67% CH<sub>4</sub>) and 85% COD removal. The results show that there is a potential for the energetic valorisation of these types of substrate, having the TL presented results that are comparatively more promising.

**KEYWORDS:** Chestnut production, Residues and Sludge, Anaerobic Digestion, Biogas/methane

## INTRODUÇÃO

O debate acerca das futuras condições ambientais encontra-se na ordem do dia promovido por uma crescente preocupação com as mudanças climáticas e a falta de sustentabilidade. São inúmeros os eventos que refletem a atual degradação das condições ambientais da Terra como a poluição, o efeito de estufa e o aquecimento global. Estes fenómenos têm origem no contínuo aumento global da população, no consequente uso intenso de combustíveis fósseis como principal fonte de energia (Batista, et al., 2017; Marques, et al., 2018) e na gestão danosa dos resíduos (Campos et al., 2020; Ren et al., 2017).

Na União Europeia (UE), a indústria alimentar representa o setor industrial economicamente mais relevante que continua a ganhar cada vez mais relevância (Zhang et al., 2011). Sendo um dos maiores setores produtores de efluentes, gera grandes volumes de lamas como resultado do tratamento biológico das resultantes águas residuais (Boguniewicz-Zablocka et al., 2019). Além disso, a própria gestão dos resíduos alimentares constitui um fator importante quanto às questões ambientais dado o aumento da sua produção e acumulação contribuírem para a degradação do meio envolvente (Ren et al., 2017).

No caso da indústria associada à produção da castanha, verifica-se que este sector tem vindo a ser alvo de atenção em todo o mundo e, em particular, na Europa (Poljak et al., 2016; Wani et al., 2017). Em 2018, eram cinco os países europeus que constavam na lista dos 10 maiores produtores de castanha do mundo (FAOSTAT, 2018). Portugal, com uma produção superior a 34 mil toneladas, foi o sétimo maior produtor mundial tendo representado cerca de 22% da produção europeia (FAOSTAT, 2018). As maiores taxas de produção nacionais registaram-se no norte do país, nomeadamente no Minho e Trás-os-Montes (INE, 2019), cuja atividade gerou um impacto social e económico positivo nessas mesmas regiões (Silva et al., 2016). Para além disso, a indústria portuguesa de processamento de castanhas tem vindo a revelar um carácter exportador no que respeita à castanha descascada sob congelação (Rosa et al., 2017). A produção de castanha congelada e glacé gera resíduos de cascas que derivam do processo de descasque (Cacciola et al., 2019; Gómez et al., 2005) que são frequentemente queimados nas fábricas para evitar descargas inadequadas (Cacciola et al., 2019). No entanto, estes resíduos podem vir a ser reaproveitados de forma a proceder à sua valorização e a mitigar os potenciais problemas ambientais (Gómez et al., 2005). Os efluentes líquidos, com origem nas águas de lavagem e domésticas são outro tipo de fluxos gerados nesta indústria a ter em conta, dadas as consequências adversas para a saúde pública se forem diretamente descarregados (Martins et al., 2017). Estes efluentes ao serem sujeitos a tratamento em estações de águas residuais, originam lamas que podem ser aplicadas em terrenos agrícolas. Contudo, devido ao risco da produção de gases de efeito de estufa, a acumulação de elevadas quantidades deste tipo de lamas levanta questões associadas ao armazenamento (Belhadj et al., 2014). É ainda de salientar a natureza lenhocelulósica dos resíduos derivados da casca e pele da castanha que, ao fazerem parte do grupo de resíduos produzidos em maiores quantidades pela sociedade atual (Madigou et al., 2016), devem ser alvo de uma correta gestão tendo em conta a respetiva valorização. Com desafios desta natureza, urge atualmente uma alteração de paradigma global de forma a lidar com a necessidade de desenvolver tecnologias de exploração de recursos renováveis para que estes se tornem importantes fontes de energia (Batista et al., 2017) e para assegurar uma gestão de resíduos eficiente e limpa (Castellano-Hinojosa et al., 2018). A UE e a Organização das Nações Unidas (ONU) têm desenvolvido políticas e metas e implementado esquemas de promoção e de financiamento para encorajar ao uso de fontes de energia renováveis como o biogás (Scarlat et al., 2018).

A digestão anaeróbia (DA) é uma tecnologia promissora e sustentável, aplicável à valorização energética e agrícola de resíduos/efluentes orgânicos, que pode contribuir para remediar o impacto da indústria com a criação de soluções ecológicas e integradas no conceito de economia circular (Batista et al., 2017). Carecendo os autores de informação sobre a área de investigação quanto à produção da castanha, o presente trabalho tem como objetivo avaliar o potencial da aplicabilidade da DA na valorização dos resíduos gerados no processamento da castanha, visando principalmente a produção de biogás/metano.

## MATERIAIS E MÉTODOS

### Substratos e Inóculo

O potencial e a eficiência da valorização energética por digestão anaeróbia foram avaliados em amostras de resíduos sólidos (cascas e frações de polpa, “RS”) e de lamas resultantes do tratamento de águas residuais (“LT”), ambas coletadas na SORTEGEL, indústria de processamento de castanha situada em Bragança, Portugal. O substrato RS foi submetido a um processo de secagem a 60°C, para garantir que o peso das amostras não incluísse o peso da água, e também de moagem, para alcançar uma melhor homogeneização das soluções. As lamas provenientes de uma estação de digestão anaeróbia de efluente doméstico (SIMARSUL, Quinta do Conde) foram usadas como inóculo (I, 30% v/v), na razão substrato/inóculo expresso em sólidos voláteis de 0,75 e 2,5, respetivamente para os substratos LT e RS.

### Unidades de digestão anaeróbia: Ensaio experimental

Os ensaios foram realizados em triplicado em reatores de alimentação em descontinuo (*batch*), à escala laboratorial (unidades de 71,5 mL de volume), a operar em condições mesófilas de temperatura ( $37\pm 1^\circ\text{C}$ ). O acompanhamento das unidades de digestão foi efetuado através de análises químicas e cromatográficas e pelo registo diário do volume de biogás e periódico do metano, expressos em condições normais de pressão e temperatura (PTN:  $0^\circ\text{C}$  e 1 atm).

Análises químicas e cromatográficas

A realização de técnicas analíticas permitiu determinar diversos parâmetros de avaliação do desenvolvimento do processo, tais como o pH, sólidos totais (ST), sólidos voláteis (SV), carência química de oxigénio (CQO), azoto total (Kjeldahl, TN), e amónio ( $\text{NH}_4\text{-N}$ ), de acordo com o manual *Standard Methods* (APHA, 2005). O volume de biogás produzido foi determinado por meio de um transdutor de pressão. A composição do biogás, em termos de  $\text{CH}_4$  e  $\text{CO}_2$ , foi analisada por cromatografia gasosa (Varian 430-GC, TDC; HP-5890, FID) de acordo com o Método Padrão ASTM [2000]. A caracterização dos substratos e inóculo é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1. Caracterização físico-química dos substratos e inóculo

	RS	LT	I
Humidade, a.r.	64-80%	99%	n.e.
SV, a.r.	20-35%	10-16 g/L	1300 g/L
CQO, a.r.	n.e.	13-49 g/L	104 g/L
N-Total, a.r.	0,2-1.4%	290 g/L	1350 g/L
N- $\text{NH}_4$	0.003-0,04%	5,6 g/L N	360 g/L N
pH, a.r.	4,6-5.1	6,3	6,9
Razão C/N	42-65	19	-

a.r. – amostra tal qual recebida; n.e. – não efetuado.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os principais resultados, obtidos quanto à produção de biogás ao longo do tempo (Fig. 1), mostram que os dois efluentes testados, RS e LT, apresentam uma produção superior à registada na unidade de controlo (apenas com I), após os 77 dias experimentais. Verificou-se ainda a inexistência de uma fase inicial de adaptação (fase *lag*) em nenhum dos casos e que as produções em biogás dos efluentes RS e LT evoluíram mais rapidamente do que a gerada pelo I.

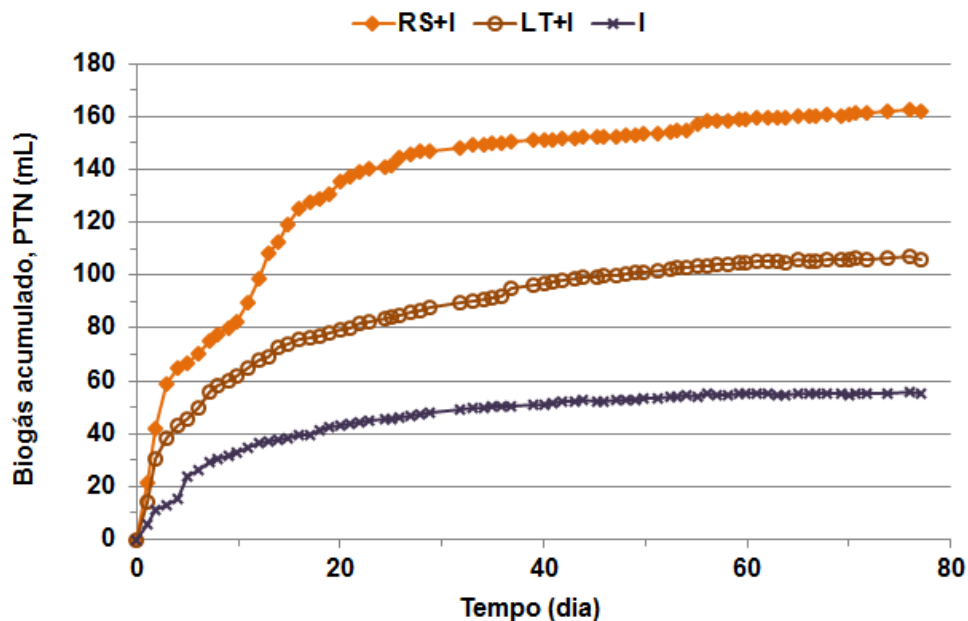


Fig. 1. Produção de biogás acumulado, em condições normais de pressão e temperatura

A produção de biogás caracteriza-se por uma progressão mais acentuada no primeiro mês de ensaio. Os volumes de biogás de 148 e 88 mL, após cerca de 30 dias, que evoluem para valores de 162 e 105 mL (RS+I e LT+I, respetivamente), no fim do ensaio, mostram haver um potencial energético interessante em ambos os efluentes provenientes do processamento da castanha. A unidade de controlo (I) exibe uma produção de biogás de cerca de 55 mL, indicando a remanência de algum material biodegradável contido nas lamas que não foi sujeito a prévia conversão. Quanto à qualidade do biogás produzido, os digestores RS+I apresentam valores de volume de biogás acumulado, e até de metano, mais elevados em valor absoluto do que LT+I, mas com uma proporção de metano inferior (46 vs. 67% CH<sub>4</sub>: Tabela 2).

Tabela 2. Produção e composição do biogás

Substratos dos digestores anaeróbios		RS+I	LT+I
Produção de biogás (mL)		162±2	106±4
Composição do gás produzido (%, valores médios)	CH <sub>4</sub>	45±2	67±2
	CO <sub>2</sub>	55±2	33±2

Os parâmetros analisados no início e após a DA dos substratos RS e LT, bem como os valores determinados para a conversão realizada pelo I, como controlo do sistema (Tabela 3), revelam que para as unidades LT+I culminaram num aumento da concentração de azoto amoniacal após a DA, indicando a existência de uma população microbiana equilibrada capaz de degradar a matéria orgânica. O mesmo não se poderá afirmar quanto às unidades RS+I.

Tabela 3. Caracterização físico-química dos substratos e dos digeridos

Unidades		pH	CQO (g/L)	ST (g/L)	SV (g/L)	Azoto Amoniacal (mg/L)	Azoto Total (mg/L)
RS+I	Inicial	7,01	148,1±1,7	39,7±3,6	36,7±3,6	48±0	507±12
	Final	5,24	33,3±2,9	29,1±0,8	26,1±0,7	49±2	493±0
	%	-	77	27	29	-3	3
LT+I	Inicial	6,81	95,8±9,1	13,2±0,2	10,3±0,2	87±0	423±4
	Final	7,75	13,9±1,1	11,0±0,2	8,1±0,1	189±2	437±0
	%	-	85	16	21	-118	-3
I	Inicial	7,06	61,1±5	9,6±0,2	6,9±0,2	91±2	381±8
	Final	7,77	10,4±0,4	8,2±0	5,6±0	188±0	381±0
	%	-	83	14	19	-106	0

As concentrações iniciais em CQO e sólidos das unidades RS+I são superiores às encontradas em LT+I (Tabela 3), mas é necessário referir que RS é constituído por cascas e frações de fruto da castanha, cujo conteúdo lenhocelulósico (Gómez et al., 2005) e polifenólico (Wani et al., 2017) pode exercer inibição ao nível do processo da DA (Chen et al., 2008).

A lenhina é um composto recalcitrante, uma vez que apresenta uma estrutura complexa, e por isso promove o atraso da hidrólise no início da DA. Aos efeitos da lenhina, acresce o facto de quando é degradada serem libertados subprodutos fenólicos (Madigou et al., 2016; Monlau et al., 2014), com capacidade inibidora sobre a DA. Os compostos fenólicos podem influenciar a permeabilidade seletiva das membranas celulares, levando à consequente perda do conteúdo celular e à inativação enzimática (Madigou et al., 2016; Monlau et al., 2014), e/ou mesmo promover a apoptose celular por intermédio da intervenção destes compostos no processo de produção de espécies reativas de oxigénio (Monlau et al., 2014). Mormente, a moagem realizada após secagem do substrato RS poderá não apenas ter formado partículas finas, aumentando a disponibilidade do substrato e destas substâncias inibidoras, como também ter proporcionado a acidificação do meio (Meegoda et al., 2018), denunciada pelo decréscimo do valor do pH das unidades RS+I de 7,0 para 5,2 (Tabela 3). Este efeito tem ainda reflexo na inferior qualidade do biogás produzido, conforme a Tabela 2, e nos rendimentos em metano gerados, de acordo com a Fig. 2. Confirma-se uma produtividade em metano mais elevada na digestão do substrato LT (117 L CH<sub>4</sub>.kg<sup>-1</sup> SV<sub>removido</sub>.d<sup>-1</sup>) do que na do substrato RS.

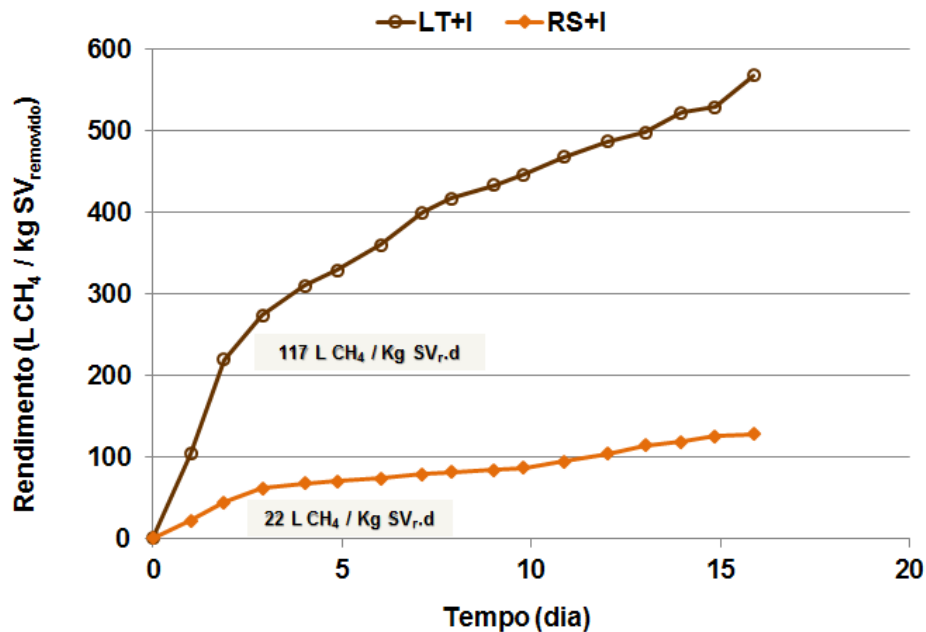


Fig. 2. Rendimento e produtividade em metano

É ainda de referir que as concentrações mais elevadas no RS podem funcionar como sobrecarga, podendo ter tornado mais enfáticos os processos inibitórios descritos (Wang et al., 2015). Em situações de desequilíbrio do substrato/população microbiana, a hidrólise e a acidogénese podem ocorrer mais rapidamente, conduzindo a uma velocidade de produção de ácidos gordos voláteis superior à de consumo destes. Este fenómeno promove a acidificação do meio e a consequente inibição da metanogénese (Venkiteshwaran et al., 2015). O facto de não se ter obtido grande alteração dos valores de azoto amoniacal nas unidades RS+I, quando comparado com LT+I (Tabela 3), indica que o sistema não foi capaz de gerar uma capacidade tampão capaz de responder convenientemente à acidificação gerada. Por outro lado, as unidades LT+I revelaram ainda uma maior capacidade de conversão do substrato inicial, no cômputo geral (85% CQO, 16% ST e 21% SV, Tabela 3) face às unidades RS+I (77% CQO, 27% ST e 29% SV, Tabela 3). Ainda assim, as últimas unidades conseguiram percentagens de remoção de sólidos ligeiramente superiores. Para além disso, a quantidade removida da solução inicial é menor nas unidades LT+I, contudo é uma consequência das maiores concentrações iniciais em RS+I.

Através de uma análise à Tabela 4, verifica-se que o processo de DA levado a cabo com RS+I foi capaz de gerar um valor de rendimento de produção de metano superior, ou na mesma ordem de grandeza, a um referido para outro substrato lenhocelulósico, como o caso da casca de arroz (Solarte-Toro et al., 2018). Mesmo os resultados obtidos após pré-tratamento deste último resíduo não se afastam muito daqueles obtidos pela unidade RS+I. É ainda imperativo ter em conta que o presente estudo foi conduzido sem a realização de pré-tratamentos e sem a complementaridade de outros substratos mais facilmente degradáveis. O rendimento de metano e o conteúdo de metano nas amostras de biogás produzido pela digestão das lamas resultantes do tratamento de águas residuais do processamento da castanha (unidades LT), demonstraram haver um bom desempenho por parte do sistema anaeróbio. O potencial energético deste substrato, não só é comparável ao dos outros resíduos orgânicos, como chega a ser superior a alguns destes (Tabela 4).

Não obstante, considera-se existir margem para melhorar os resultados obtidos através da alteração das condições operacionais. A adoção de diferentes rácios S/I, como forma de mitigar alguns dos fatores inibitórios descritos, em particular no que respeita ao substrato RS, será tida em conta em posteriores ensaios.

Tabela 4. Rendimento de metano e potencial energético de biomassas e resíduos orgânicos utilizáveis como matéria-prima na AD

Biomassa	Produção de metano (L CH <sub>4</sub> /kg SV <sub>inicial</sub> )	Valor energético (KWh/kg SV <sub>inicial</sub> )	Referência
LT+I	167±6,1	1,66±0,06	Este trabalho
RS+I	49±0,5	0,49±0,00	Este trabalho
Fração orgânica de resíduos sólidos urbanos	100-400	6,18	(Roati et al., 2012)
Lamas de lacticínios	200		(Roati et al., 2012)
Casca do café	159	1,78	(Chala et al. 2018)
Palha de milho	174	0,66	(FNR, 2020)
Pastagem	153	0,58	(FNR, 2020)
Casca de arroz (sem pré-tratamento)	44	4,36	(Solarte-Toro et al., 2018)
Casca de arroz (com pré-tratamento)	56	n.d.	(Solarte-Toro et al., 2018)

n.d. não determinado

Com base nesta experiência, revela-se que os substratos LT+I e RS+I apresentam um considerável potencial para a valorização energética através da produção de metano.

### CONCLUSÕES

Os efluentes gerados durante o processamento da castanha – RS e LT – exibem potencial de valorização energética por intermédio do processo de DA, sendo que LT proporciona um biogás mais rico em metano e uma maior conversão orgânica, nas condições experimentais referidas. Produções em gás de 162 ml (46% CH<sub>4</sub>) e 106 mL (67% CH<sub>4</sub>) e remoções em CQO de 77% e 85% foram registadas nos substratos RS+I (S/I=2,5) e LT+I (S/I=0,75), respetivamente. O potencial energético evidenciado pelos substratos utilizados neste estudo é comparável ao referido noutros substratos, quer em termos de rendimento da produção de metano quer em valor energético. Com base nos resultados obtidos, é possível afirmar que o processo da DA constitui uma alternativa efetiva e aplicável à gestão ecológica de resíduos numa indústria de processamento de castanha.

### AGRADECIMENTOS

Este trabalho fez parte integrante do projeto CONVERTE, cofinanciado pelo POSEUR (POSEUR-01-1001-FC-000001), Portugal 2020 e União Europeia, através do Fundo de Coesão, e da Infraestrutura de Investigação para a Biomassa e a Bioenergia (BBRI)- LISBOA-01-0145-FEDER-022059, financiada pelo FEDER através do Portugal 2020, do Lisboa 2020 e do Norte 2020, sob o acordo de parceria Portugal 2020. Os autores agradecem à SOTERGEL (Bragança, Portugal) pela disponibilidade dos substratos e à SIMARSUL (Quinta do Conde, Portugal) pelas lamas biológicas. Um agradecimento especial à colaboradora Natércia Santos pela assistência técnica laboratorial.

### REFERÊNCIAS

- APHA, AWWA, W. (2005). APHA, Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, American Public Health Association. American Public Health Association, Washington.
- Batista, A. P., López, E. P., Dias, C., Lopes da Silva, T., & Marques, I. P. (2017). Wastes valorization from *Rhodospiridium toruloides* NCYC 921 production and biorefinery by anaerobic digestion. *Bioresource Technology*, 226, 108–117. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2016.11.113>
- Boguniewicz-Zablocka, J., Klosok-Bazan, I., & Naddeo, V. (2019). Water quality and resource management in the dairy industry. *Environmental Science and Pollution Research*, 26(2), 1208–1216. <https://doi.org/10.1007/s11356-017-0608-8>
- Cacciola, N. A., Squillaci, G., D'Apolito, M., Petillo, O., Veraldi, F., Cara, F. La, ... Morana, A. (2019). Castanea sativa Mill. Shells aqueous extract exhibits anticancer properties inducing cytotoxic and pro-apoptotic effects. *Molecules*, 24(18), 1–22. <https://doi.org/10.3390/molecules24183401>

- Campos, D. A., Ricardo, G., Vilas-boas, A. A., Madureira, A. R., & Pintado, M. M. (2020). Management of Fruit Industrial By-Products — A Case Study on Circular Economy Approach. *Molecules*, 25(2), 320.
- Castellano-Hinojosa, A., Armato, C., Pozo, C., González-Martínez, A., & González-López, J. (2018). New concepts in anaerobic digestion processes: recent advances and biological aspects. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 102(12), 5065–5076. <https://doi.org/10.1007/s00253-018-9039-9>
- Chala, B., Oechsner, H., Latif, S., Müller, J. (2018). Biogas Potential of Coffee Processing Waste in Ethiopia. *Sustainability*, 10, 2678. <https://doi.org/10.3390/su10082678>
- Chen, Y., Cheng, J. J., & Creamer, K. S. (2008). Inhibition of anaerobic digestion process: A review. *Bioresource Technology*, 99(10), 4044–4064. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2007.01.057>
- FAOSTAT. (2018). Último acesso a 5 de Setembro de 2020, disponível em: <http://www.fao.org/faostat/en/>
- FNR. (2020). Bioenergy in Germany: Facts and Figures 2020. Disponível em: [https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/broschuere\\_basisdaten\\_bioenergie\\_2020\\_engl\\_web.pdf](https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/broschuere_basisdaten_bioenergie_2020_engl_web.pdf)
- Gómez, J., Pazos, M., Couto, S. R., & Sanromán, M. Á. (2005). Chestnut shell and barley bran as potential substrates for laccase production by *Corioloropsis rigida* under solid-state conditions. *Journal of Food Engineering*, 68(3), 315–319. <https://doi.org/10.1016/j.jfoodeng.2004.06.005>
- INE. (2019). Instituto Nacional de Estatística - Estatísticas Agrícolas 2018. Disponível em: <https://www.ine.pt/xurl/pub/358629204>
- Madigou, C., Poirier, S., Bureau, C., & Chapleur, O. (2016). Acclimation strategy to increase phenol tolerance of an anaerobic microbiota. *Bioresource Technology*, 216, 77–86. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2016.05.045>
- Marques, I. P., Batista, A. P., Coelho, A., & Lopes da Silva, T. (2018). Co-digestion of *Rhodosporidium toruloides* biorefinery wastes for biogas production. *Process Biochemistry*, 64(September 2017), 221–227. <https://doi.org/10.1016/j.procbio.2017.09.023>
- Martins, R., Boaventura, R., & Paulista, L. (2017). Treatment and Energy Valorisation of an Agro-Industrial Effluent in Upflow Anaerobic Sludge Reactor (UASB). *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 95(4). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/95/4/042045>
- Meegoda, J. N., Li, B., Patel, K., & Wang, L. B. (2018). A review of the processes, parameters, and optimization of anaerobic digestion. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 15(10). <https://doi.org/10.3390/ijerph15102224>
- Monlau, F., Sambusiti, C., Barakat, A., Quéméneur, M., Trably, E., Steyer, J. P., & Carrère, H. (2014). Do furanic and phenolic compounds of lignocellulosic and algae biomass hydrolyzate inhibit anaerobic mixed cultures? A comprehensive review. *Biotechnology Advances*, 32(5), 934–951. <https://doi.org/10.1016/j.biotechadv.2014.04.007>
- Poljak, I., Vahčić, N., Gačić, M., & Idžojtić, M. (2016). Morphological characterization and chemical composition of fruits of the traditional Croatian chestnut variety “Iovran Marron.” *Food Technology and Biotechnology*, 54(2), 189–199. <https://doi.org/10.17113/ftb.54.02.16.4319>
- Ren, Y., Yu, M., Wu, C., Wang, Q., Gao, M., Huang, Q., & Liu, Y. (2017). A comprehensive review on food waste anaerobic digestion: Research updates and tendencies. *Bioresource Technology*, 247(July), 1069–1076. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.09.109>
- Roati, C., Fiore, S., Ruffino, B., Marchese, F., Novarino, D., Zanetti, M.C. (2012) Preliminary Evaluation of the Potential Biogas Production of Food-Processing Industrial Wastes. *American Journal of Environmental Sciences*, 8 (3), 291-296.
- Rosa, D., Figueiredo, F., Castanheira, É. G., & Freire, F. (2017). Life-cycle assessment of fresh and frozen chestnut. *Journal of Cleaner Production*, 140, 742–752. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.04.064>
- Scarlat, N., Dallemand, J. F., & Fahl, F. (2018). Biogas: Developments and perspectives in Europe. *Renewable Energy*, 129, 457–472. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.006>

Silva, A. P., Oliveira, I., Silva, M. E., Guedes, C. M., Borges, O., Magalhães, B., & Gonçalves, B. (2016). Starch characterization in seven raw, boiled and roasted chestnuts (*Castanea sativa* Mill.) cultivars from Portugal. *Journal of Food Science and Technology*, 53(1), 348–358. <https://doi.org/10.1007/s13197-015-2047-1>

Solarte-Toro, J. C., Chacón-Pérez, Y., & Cardona-Alzate, C. A. (2018). Evaluation of biogas and syngas as energy vectors for heat and power generation using lignocellulosic biomass as raw material. *Electronic Journal of Biotechnology*, 33, 52–62. <https://doi.org/10.1016/j.ejbt.2018.03.005>

Venkiteswaran, K., Bocher, B., Maki, J., & Zitomer, D. (2015). Relating Anaerobic Digestion Microbial Community and Process Function: Supplementary Issue: Water Microbiology. *Microbiology Insights*, 8s2, MBI.S33593. <https://doi.org/10.4137/mbi.s33593>

Wang, B., Strömberg, S., Li, C., Nges, I. A., Nistor, M., Deng, L., & Liu, J. (2015). Effects of substrate concentration on methane potential and degradation kinetics in batch anaerobic digestion. *Bioresource Technology*, 194, 240–246. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.07.034>

Wani, I. A., Hamid, H., Hamdani, A. M., Gani, A., & Ashwar, B. A. (2017). Physico-chemical, rheological and antioxidant properties of sweet chestnut (*Castanea sativa* Mill.) as affected by pan and microwave roasting. *Journal of Advanced Research*, 8(4), 399–405. <https://doi.org/10.1016/j.jare.2017.05.005>

Zhang, Q., He, J., Tian, M., Mao, Z., Tang, L., Zhang, J., & Zhang, H. (2011). Enhancement of methane production from cassava residues by biological pretreatment using a constructed microbial consortium. *Bioresource Technology*, 102(19), 8899–8906. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2011.06.061>



## ANÁLISE DO IMPACTO DO PROCESSO ORGANOSOLV PARA PRÉ-TRATAMENTO DE BIOMASSA LENHOCELULÓSICA NA REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES COM EFEITO DE ESTUFA (GEE)

**Lopes T.F.\*, Cerone N.\*\*\*, Contuzzi L.\*\*\*, Duarte L.C.\*, Carvalheiro F.\*, Zimbardi F.\*\*\*, Gírio F.\***

\* Unidade de Bioenergia e Biorrefinarias, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar 22, 1649-038 Lisboa, Portugal, [francisco.girio@lneg.pt](mailto:francisco.girio@lneg.pt)

\*\* ENEA, Energy Technologies Department, ss Ionica 106, 75026 Rotondella, Italy

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.4081>

### RESUMO

No âmbito do projeto H2020 AMBITION, foram desenvolvidos processos de pré-tratamento inovadores e energeticamente eficientes, a fim de serem integrados num conceito de melhoria do processamento da biomassa para a produção de correntes líquidas de açúcares e derivados de lenhina para aplicações em bioenergia e produtos de valor acrescentado. O objetivo deste trabalho consiste em analisar os impactos ambientais do pré-tratamento organosolv de biomassa (palha de trigo e resíduos de eucalipto) utilizando misturas etanol/água, a fim de avaliar a sua integração num processo multiproduto de modo a originar elevados rendimentos de açúcares e recuperar lenhina de alta qualidade num conceito de biorrefinaria. O processo foi simulado em SuperPro Designer (Intelligen Inc.) para determinar os balanços de massa e energia, bem como para desenvolver o Inventário de Ciclo de Vida (LCI). A Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) foi realizada utilizando o software SimaPro 9.0 (PRé Consultants BV) com a base de dados Ecoinvent 3.5, sendo comparada com os processos clássicos de pré-tratamento à escala industrial (e.g. explosão com vapor). O processo organosolv com etanol e para uma razão líquido-sólido (RLS) padrão de 10, apresenta resultados em termos de emissões de GEE (numa abordagem *gate-to-gate*) ligeiramente superiores aos obtidos para a explosão com vapor, concluindo-se posteriormente que na tecnologia organosolv, só a redução da RLS pode conduzir a melhorias significativas em termos ambientais.

**PALAVRAS-CHAVE:** organosolv, biomassa, simulação de processos, análise de ciclo de vida, GEE

### ABSTRACT

Within the H2020 AMBITION project, innovative and energy efficient pre-treatment processes were developed in order to be integrated in a biomass processing improvement concept that would produce liquid streams of sugars and lignin derivatives for applications in bioenergy and added-value products. The objective of this work is to analyse the environmental impacts of organosolv pre-treatment of biomass (wheat straw and eucalyptus residues) using ethanol/water mixtures in order to assess its integration in a multi-product process to produce high sugar yields and recover high quality lignin in a biorefinery concept. The process was modelled in SuperPro Designer (Intelligen Inc.) to determine mass and energy balances as well as to develop the Life Cycle Inventory (LCI). The Life Cycle Assessment (LCA) was performed using SimaPro 9.0 software (PRé Consultants BV) with the Ecoinvent 3.5 database and compared with classical industrial scale pre-treatment processes (e.g. steam explosion). The organosolv process with ethanol with a standard liquid-to-solid ratio (LSR) of 10, presents, in terms of GHG emissions (in a gate-to-gate approach), slightly higher GHG emissions than those obtained for the steam explosion, leading to the conclusion that a reduction in the solid-liquid ratio in organosolv technology causes significant environmental improvements.

**KEYWORDS:** organosolv, biomass, process simulation, life cycle assessment, GHG

## INTRODUÇÃO

A crescente procura de energia e a dependência global da produção de energia dos combustíveis fósseis, fazem aumentar a pressão sobre a utilização de matérias-primas mais sustentáveis e renováveis (Abas et al., 2015). Os resíduos agrícolas e florestais, como qualquer outra biomassa vegetal, consistem em três macromoléculas principais, celulose, hemicelulose e lenhina. A diversidade de bioprodutos que podem ser obtidos a partir de biomassa num conceito de biorrefinaria está enquadrada no panorama da bioeconomia. Contudo, para se atingir este nível, a biomassa deve ser eficazmente pré-tratada de forma a que cada fração esteja disponível para valorização. O pré-tratamento da biomassa é considerado um passo importante e muitas vezes restritivo no processamento energeticamente eficiente da biomassa numa biorrefinaria (Gírio et al., 2010). É um dos principais pontos de estrangulamento de toda a tecnologia avançada, embora até muito recentemente esta visão não tenha sido claramente assumida pela indústria. Por norma, um método eficaz de pré-tratamento deve ser avaliado com base nos seguintes critérios: (i) minimização da geração de compostos inibidores para hidrólise enzimática e fermentação; (ii) diminuição (ou idealmente a não utilização) da carga enzimática necessária para uma hidrólise eficiente; (iii) minimização das perdas de açúcares; (iv) separação com elevada pureza dos três componentes da biomassa lenhocelulósica, e (iv) minimização dos consumos energéticos. Na maioria das unidades de demonstração de produção de bioetanol 2G, as atuais tecnologias de pré-tratamento não proporcionam, por ex., uma valorização eficiente das frações de biomassa nomeadamente para a valorização da lenhina, que é normalmente utilizada apenas para produção de energia (por exemplo, combustão direta). Além disso, as tecnologias atuais à escala comercial normalmente utilizam apenas um tipo de biomassa e requerem um consumo elevado de energia. Portanto, é desejável que se utilizem processos de pré-tratamento mais eficientes, mais sustentáveis, que tenham baixas necessidades energéticas (ex. que requeiram temperaturas na ordem dos 120 – 140 °C), e que adicionalmente permitam a separação seletiva de celulose, hemicelulose e lenhina, com o intuito de recuperar a lenhina e outros compostos para posterior conversão em coprodutos de valor acrescentado.

As tecnologias tradicionais de pré-tratamento da biomassa dependem tipicamente dum compromisso entre a adição de catalisadores (por exemplo nos processos ácido sulfúrico, dióxido de enxofre) e o uso de temperaturas elevadas, o que resulta em gastos operatórios (OPEX) elevados, e a separação e valorização ineficientes de todas as frações de biomassa. Mais recentemente, os pré-tratamentos hidrotérmicos conquistaram algum avanço tecnológico devido a uma utilização mais eficiente das matérias-primas, evitando assim a geração de resíduos e tendo um baixo impacto ambiental, corroborando os princípios sustentáveis das biorrefinarias (Gullón et al., 2012) e permitindo uma integração de valor acrescentado com a conversão termoquímica. Por esta razão, os processos de base hidrotérmica foram amplamente estudados e testados à escala piloto/demo (Iogen, Ottawa, Canadá; Inbicon/DONG Energy, Kalundborg, Dinamarca; SEKAB, Örnköldsvik, Suécia; Abengoa, Babilafuente, Espanha; e Clariant, Straubing, Alemanha) e em instalações industriais: Abengoa, Hugoton-USA; Beta-Renewables, Crescentino, Itália; St1, Finlândia; GranBio, Alagoas, Brasil e Raízen, Piracicaba, Brasil. No entanto, apenas a St1, a GranBio e a Raízen operam atualmente à escala comercial, tentando ultrapassar os elevados custos CAPEX e OPEX. Recentemente, a Clariant começou a construir a sua primeira fábrica de bioetanol 2G em Podari, Roménia, e ainda com base na sua tecnologia Sunliquid®, foram contratados acordos de licença para quatro novas fábricas comerciais avançadas de bioetanol 2G na Eslováquia, Polónia, China e Bulgária.

Embora os pré-tratamentos hidrotérmicos tenham muitas vantagens, nomeadamente a hidrólise seletiva de hemiceluloses juntamente com a produção de uma pasta de celulose com digestibilidade enzimática significativamente melhorada, não são adequados para a separação e produção de lenhina de alto valor acrescentado (Moniz et al., 2013; Rossberg et al., 2014; Viola et al., 2008). A remoção da lenhina pode ser obtida através de vários processos de pré-tratamento, nomeadamente os conhecidos processos ao sulfato (*kraft*) ou ao sulfito utilizados na indústria da pasta e do papel. No entanto, estes processos são dirigidos à obtenção de celulose, produzindo lenhina de baixa qualidade, sendo a separação da hemicelulose também ineficiente. Neste sentido, os processos organosolv representam não só uma alternativa importante para a deslenhificação da biomassa e consequente obtenção de lenhinas de alto valor acrescentado, bem como para a potencial separação eficiente das outras frações poliméricas, celulose e hemicelulose.

O pré-tratamento organosolv envolve o processamento de materiais lenhocelulósicos com solventes orgânicos (temperaturas usualmente na gama de 180 – 200 °C) para o fracionamento da biomassa. Durante o processo, os solventes dissolvem eficazmente a lenhina e parte da hemicelulose, que pode ser assim separada da lenhina (Sannigrahi and Ragauskas, 2013; Zhao et al., 2009). O processo de pré-tratamento organosolv abrange uma vasta gama de solventes orgânicos tais como álcoois, cetonas e ácidos orgânicos (Mittal et al., 2015). Nos últimos anos tem surgido o interesse na utilização de etanol como solvente devido ao seu baixo ponto de ebulição, baixo custo e fácil recuperação da lenhina de alta qualidade obtida.

Recorrendo a ferramentas de engenharia de processos é possível avaliar o pré-tratamento da biomassa, bem como todo o processamento a jusante, com ênfase nas combinações ótimas de processos? individuais para alcançar um desempenho global ótimo. Juntamente com a metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) – ISO 14040/44 –, pode-se avaliar a configuração de processo mais eficiente, rentável e sustentável para o sistema de fracionamento da biomassa para obter lenhina de alta qualidade. Além disso, a utilização de abordagens inovadoras para o sistema de

fracionamento pode levar a menores impactos ambientais, nomeadamente o potencial de redução de emissões de GEE.

O principal objetivo deste trabalho consiste na avaliação da viabilidade do pré-tratamento organosolv (utilizando etanol como solvente) com dois tipos de biomassa (palha de trigo e resíduos de eucalipto), tendo em conta os dados experimentais obtidos em laboratório, em comparação com os processos clássicos de pré-tratamento à escala industrial (e.g. explosão com vapor). Para esta avaliação comparativa, os balanços de massa e energia foram efetuados recorrendo à ferramenta de simulação de processos SuperPro Designer (Intelligen, Inc.), de forma a desenvolver o Inventário de Ciclo de Vida e conseqüentemente realizar a ACV com recurso à ferramenta SimaPro e à base de dados Ecoinvent, para a análise das emissões de GEE e outras categorias de impacto ambiental.

## MÉTODOS

### Matéria-Prima

A biomassa residual lenhocelulósica, como a palha de trigo (WS) e os resíduos de eucalipto (ER), são matérias-primas representativas do Sul da Europa, bem dispersas e significativamente disponíveis em regiões geográficas de curto raio de recolha (Faraco and Hadar, 2011; Kim and Dale, 2004). Por conseguinte, foram escolhidas para avaliar o potencial de processos organosolv em comparação com a explosão de vapor (StEx) para gerar bioprodutos provenientes da (hemi)celulose e lenhina, bem como bioprodutos de valor acrescentado (e.g. oligossacáridos). A Tabela 1 mostra a composição da WS e ER analisada neste trabalho. A caracterização química foi realizada utilizando os métodos descritos na literatura (Carvalho et al., 2009). O teor de celulose em WS é uma fonte adequada de glucose, após hidrólise enzimática, a ser utilizada para produzir biocombustíveis avançados, enquanto que o elevado teor de xilano é particularmente interessante para a extração de oligossacáridos de alto valor acrescentado para aplicações alimentares. Além disso, o teor de lenhina em ER é adequado para processos de recuperação de lenhina de alta qualidade, tais como as tecnologias baseadas em organosolv.

Tabela 1. Composição da palha de trigo (WS) e resíduos de eucalipto (ER), em base seca, utilizados neste trabalho

Composição (%)	Matéria-Prima	
	WS	ER
Acetato	2.60	3.40
Celulose	32.17	40.63
Xilano	19.93	14.37
Arabinano	2.10	0.41
Manano	0.00	0.94
Galactano	0.90	1.00
Acetato	2.60	3.40
Lenhina	14.77	23.28
Lenhina solúvel	1.43	4.63
Extrativos	7.00	3.86
Cinza	12.37	0.94
Outros sólidos	6.73	6.54
Total	100.00	100.00

### Design conceptual do processo de pré-tratamento

O objetivo deste trabalho consiste na avaliação das vantagens económicas e ambientais e os *bottlenecks* dos processos de pré-tratamento organosolv em comparação com a explosão com vapor. Estas tecnologias de pré-tratamento da biomassa podem ser vistas como diferentes possibilidades para a produção de açúcares C5 e C6, produtos de lenhina (celulolenhina - lenhina com elevado teor de celulose, normalmente utilizada para caldeiras e fornos; e lenhina técnica - lenhina de alta qualidade para maior valorização em produtos de alto valor) e produtos de valor acrescentado (por exemplo, oligossacáridos), no sentido de avaliar a opção mais adequada para uma maior integração num conceito de biorrefinaria (para a produção avançada de biocombustíveis e bioprodutos). Assim, foram considerados os seguintes processos e cenários no âmbito deste estudo: (i) explosão com vapor clássica para ambas as matérias-primas (StEx-WS e StEx-ER); (ii) etanol-organosolv com uma razão líquido/sólido (RLS) de 10 (EtOH-WS e EtOH-ER). Segue-se uma descrição detalhada do desenho conceptual do processo considerado para cada tecnologia de pré-tratamento.

Explosão com vapor (*Steam Explosion*): Foi considerada a abordagem clássica de explosão com vapor (StEx) industrial. A matéria-prima lenhocelulósica (WS ou ER) com 10 % de humidade é introduzida num moinho a fim de moer a biomassa em partículas mais pequenas. A biomassa moída entra no reator StEx e é pressurizada a 19 bar com vapor saturado a 212 °C. A biomassa é mantida dentro do reator nestas condições durante 10 minutos. Após este

tempo, a mistura é despressurizada à pressão atmosférica para um tanque de expansão. A fração líquida (rica em pentoses) é enviada para um evaporador para recuperação de açúcares C5 sob a forma de xarope. A fração sólida é enviada para um reator de hidrólise enzimática com 20 % (m/m) de carga sólida e uma carga enzimática de 0,1 g/g de celulose e mantida a 50 °C durante 48 horas, não se considerando necessária a utilização de tampão. Os sólidos (celulolenhina) são recuperados após a filtração do hidrolisado e os açúcares C6 recuperados como xarope após evaporação.

**Organosolv-Etanol:** A matéria-prima lenhocelulósica (WS ou ER) com 10 % de humidade é moída em partículas mais pequenas, entrando posteriormente num reator organosolv, sendo depois misturada com uma solução de etanol:água (1:1 m/m) numa RLS de 10 para 1, não sendo adicionado qualquer catalisador. Após 2 horas a 190 °C, a fração líquida rica em hemicelulose/lenhina é separada da fração sólida e introduzida num evaporador para recuperação de etanol e, conseqüentemente, a lenhina de alta qualidade (lenhina técnica) precipita, sendo recuperada de seguida após centrifugação. Os oligossacáridos presentes na fração líquida da centrifugação são recuperados após a evaporação de filme descendente. A fração sólida (rica em celulose) é então lavada com uma solução etanol:água (1:1 m/m), na mesma quantidade que no reator organosolv, e depois filtrada num filtro de placas. Subseqüentemente, é lavada com água na mesma quantidade total que na lavagem anterior e depois filtrada. Os líquidos de lavagem são misturados e depois alimentados no evaporador para recuperação de etanol. Os sólidos lavados são alimentados no reator de hidrólise enzimática, com 20 % (m/m) de carga sólida e uma carga enzimática de 0,1 g/g de celulose e mantidos a 50 °C durante 48 horas. Os sólidos (celulolenhina) são recuperados após a filtração do hidrolisado e os açúcares C6 recuperados como um xarope após evaporação.

### Simulação de Processos

Os balanços de massa e energia foram obtidos por simulação de processos utilizando o software SuperPro Designer v10.0 (Intelligen, Inc.). O principal objetivo deste procedimento era determinar as necessidades de matérias-primas, utilidades e necessidades energéticas. Para cada pré-tratamento (StEx e Organosolv), a desconstrução e o fracionamento da biomassa foram adaptados a partir de dados experimentais obtidos à escala laboratorial e à escala piloto para as reações resumidas na Tabela 2. A hidrólise enzimática da fração sólida obtida no pré-tratamento foi também adaptada nos modelos utilizando as conversões na Tabela 2 (Eq. 20, 21, 22). Para cada cenário, as conversões das reações foram adaptadas de resultados experimentais obtidos pelo ENEA (StEx-WS e StEx-ER) e pelo LNEG (EtOH-WS e EtOH-ER).

Tabela 2. Reações e conversões consideradas no modelo implementado em SuperPro Designer para cada biomassa

Reação	Conversão	
	EtOH-WS	EtOH-ER
1 Celulose + H <sub>2</sub> O → Glucose	2.09	5.42
2 Celulose → Gluco-oligossacáridos (GlcOS)	1.08	0.00
3 Celulose → HMF + 2H <sub>2</sub> O	0.06	2.02
4 Xilano + H <sub>2</sub> O → Xilose	5.93	2.76
5 Xilano → Xilo-oligossacáridos (XOS)	15.76	37.62
6 Xilano → Furfural + 2H <sub>2</sub> O	2.48	7.20
7 Arabinano + H <sub>2</sub> O → Arabinose	64.75	64.75
8 Arabinano → Arabino-oligossacáridos (AOS)	16.88	0.00
9 Arabinano → Furfural + 2H <sub>2</sub> O	0.00	0.00
10 Acetato → Ácido Acético	80.78	80.32
11 Lenhina insolúvel → Lenhina solúvel (R)	54.82	80.25
12 Lenhina Solúvel (R) → Lenhina solúvel	0.05	0.05
13 Lenhina Solúvel (R) → Lenhina insolúvel	0.95	0.95
14 Galactano + H <sub>2</sub> O → Galactose	5.93	2.76
15 Galactano → Galacto-oligossacáridos (GalOS)	15.76	37.62
16 Galactano → HMF + 2H <sub>2</sub> O	0.00	0.00
17 Manano + H <sub>2</sub> O → Manose	5.93	2.76
18 Manano → Manano-oligossacáridos (ManOS)	15.76	37.62
19 Manano → HMF + 2H <sub>2</sub> O	0.00	0.00
20 Celulose + H <sub>2</sub> O → Glucose	68.50	71.70
21 Xilano + H <sub>2</sub> O → Xilose	87.20	85.00
22 Arabinano + H <sub>2</sub> O → Arabinose	100.00	100.00

Para todos os cenários, foi considerado um processamento de biomassa de 100 000 ton/ano (com 10 % de humidade).

Análise de Ciclo de Vida (ACV)

A fim de avaliar os impactos ambientais destas tecnologias de pré-tratamento num contexto industrial (por exemplo, emissões de GEE), foi aplicada a metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV). O principal objetivo da ACV era avaliar a redução das emissões de GEE do processo organosolv em comparação com o processo clássico de *steam explosion*. A unidade funcional (UF) escolhida para esta avaliação foi 1 kg de biomassa lenhocelulósica seca processada – WS ou ER –, num conceito *gate-to-gate* utilizando os softwares SimaPro v9.0 (LNEG) e GaBi v9.2 (ENEA), ambos utilizando a base de dados Ecoinvent (v3.5) e aplicando o método de cálculo ILCD 2011 Midpoint+. Numa avaliação *gate-to-gate*, o cultivo, recolha e transporte da biomassa não são considerados. Contudo, os recursos e a matéria-prima utilizados em cada secção do processo foram avaliados num conceito *cradle-to-gate*. O mix energético EU-27 (médio) foi utilizado na análise. O Inventário do Ciclo de Vida (*inputs* e *outputs*) foi desenvolvido considerando os balanços de massa e energia da simulação do processo de *Steam Explosion* (StEx) e do Organosolv-etanol (EtOH) no SuperPro Designer. Para os cenários StEx, foram considerados três subsistemas (SS): SS1 – Pré-tratamento da biomassa, SS2 – Plataforma Bioquímica (Hidrólise Enzimática), SS3 – Recuperação de açúcares C5. Para a tecnologia organosolv-etanol, foram considerados quatro subsistemas: SS1 – Pré-tratamento da biomassa, SS2 – Plataforma Bioquímica (Hidrólise Enzimática), SS3 – Recuperação de lenhina, SS4 – Recuperação de oligossacáridos. O sistema (com entradas, saídas e fronteiras) para os cenários StEx-WS/ER e EtOH-WS/ER estão representados nas Figs. 1 e 2, respetivamente.

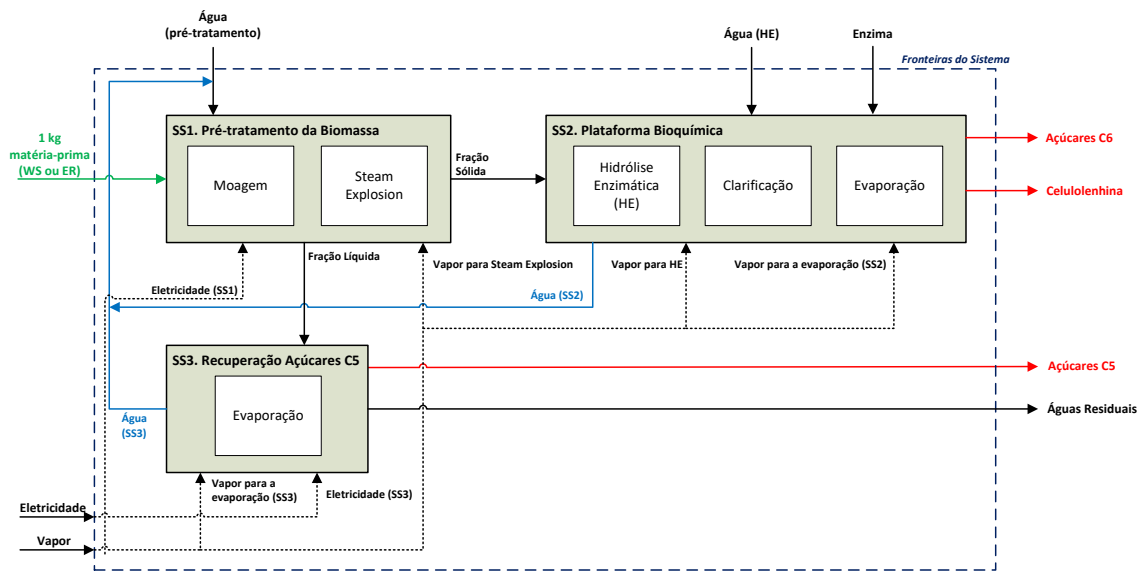


Fig. 1. Fronteiras do sistema, inputs e outputs considerados na ACV com *steam explosion* (*gate-to-gate*)

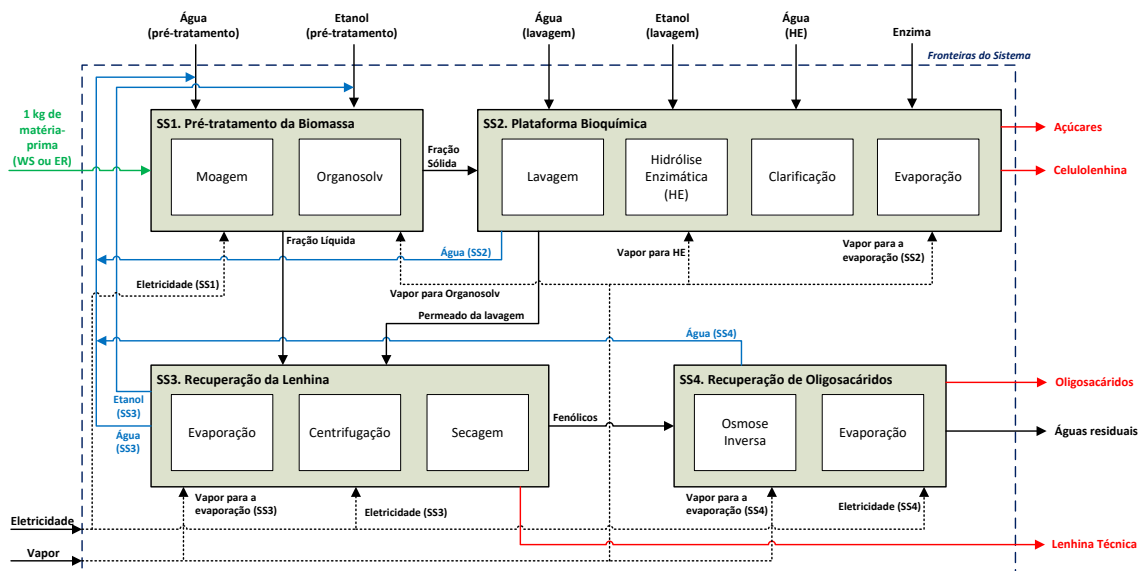


Fig. 2. Fronteiras do sistema, inputs e outputs considerados na ACV com organosolv-etanol (*gate-to-gate*)

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

Simulação de Processos

Os balanços de massa e energia obtidos dos modelos SuperPro Designer para todos os cenários estão resumidos na Tabela 3. Em termos de balanço de massa, o pré-tratamento organosolv produz potencialmente quantidades mais elevadas de açúcares C6 para ambas as matérias-primas. A fração de oligossacáridos que pode ser recuperada com etanol-organosolv é superior para ER, apesar do menor teor de hemicelulose desta biomassa em comparação com WS. A celulolenhina produzida com o pré-tratamento organosolv é mais elevada do que com StEx para ambas as matérias-primas, apresentando o EtOH-WS um valor 50% mais elevado em comparação com o StEx.

Podem ser observadas grandes diferenças no balanço energético, no que diz respeito ao uso de utilidades (principalmente eletricidade) e isto deve-se às diferentes abordagens e necessidades para cada sistema. O StEx requer um maior consumo de eletricidade para a produção de vapor necessário para o pré-tratamento da biomassa, enquanto que os processos organosolv requerem um maior consumo de vapor (média e alta pressão) para aquecer os *reboilers* do evaporador (para a recuperação do etanol e da lenhina). O mesmo comportamento pode ser observado para as necessidades de água de refrigeração (também associado a evaporadores - condensação do solvente recuperado).

Tabela 3. Balanços de massa e energia obtidos em SuperPro Designer para as duas matérias-primas

Componente	Cenário				
	StEx-WS	StEx-ER	EtOH-WS (RLS=10)	EtOH-ER (RLS=10)	
Matéria-Prima (ton/a)	Biomassa (seca)	90 000	90 000	90 000	90 000
	Etanol	-	-	9 990	9 990
	Enzima	2 503	3 128	2 802	3 388
	Água	157 548	258 214	264 994	206 505
Produtos (ton/a)	Lenhina Técnica	-	-	8 062	18 161
	Açúcares C6	25 108	25 058	34 016	33 018
	Açúcares C5	21 048	18 841	-	-
	Oligossacáridos	-	-	6 661	9 977
	Celulolenhina (sólida)	42 261	41 277	64 014	46 964
Utilidades (Mton/a)	Eletricidade (MWh/a)	11 936	14 620	7 105	7 542
	Vapor	1 295	1 521	3 720	3 663
	Vapor (alta pressão)	197	197	1 209	561
	Água de arrefecimento	-	-	101 853	90 188

Análise de Ciclo de Vida (ACV)

Após a compilação do Inventário de Ciclo de Vida para cada processo, os dados foram implementados no software SimaPro (Organosolv-Etanol) e GaBi (StEx) a fim de realizar a ACV. O método de cálculo utilizado compila as emissões de GEE (em kg CO<sub>2eq</sub>. por UF) na categoria de Alterações Climáticas. Na Fig. 3 está representada uma comparação entre todas as tecnologias avaliadas relativamente aos subsistemas de pré-tratamento (SS1) e hidrólise enzimática (SS2). Pode-se verificar que, apesar dos melhores resultados em termos energéticos, o Organosolv-Etanol apresenta emissões de GEE mais elevadas no SS1 que no caso do StEx, em grande parte devido à não recuperação total do solvente (etanol), que tem impacto direto nas emissões de GEE, se for considerado ter uma origem fóssil. De notar ainda que, no caso do SS2, para a biomassa proveniente do Organosolv-Etanol dos resíduos de eucalipto (ER), há uma ligeira redução das emissões de GEE devido ao menor consumo de vapor na evaporação dos açúcares. É expectável que uma redução da RLS, sem baixar os rendimentos, conduza a uma redução das emissões de GEE associadas ao uso de fontes fósseis e, portanto, se tornem uma alternativa mais sustentável ao *steam explosion* clássico.

Adicionalmente, a fim de avaliar o impacto do processamento a jusante para a valorização dos subprodutos obtidos nos processos organosolv, os subsistemas SS3 e SS4 foram avaliados também em termos de emissões GEE. Na Fig. 4 são apresentadas as emissões de GEE do pré-tratamento organosolv-etanol para a secção de recuperação de lenhina e secção de recuperação de oligossacáridos. Pode-se observar que a recuperação da lenhina representa a principal contribuição para as emissões globais de GEE devido à recuperação de solventes por evaporação, que está incluída neste subsistema e requer uma quantidade significativa de vapor (que é gerado por fontes fósseis). Por outro lado, a recuperação dos oligossacáridos não representa uma contribuição importante para as emissões globais de GEE, uma

vez que as necessidades de vapor e eletricidade não são tão problemáticas como noutras secções destes processos. É importante assinalar que o tipo de matéria-prima utilizada não tem influência nesta fase do processamento a jusante.

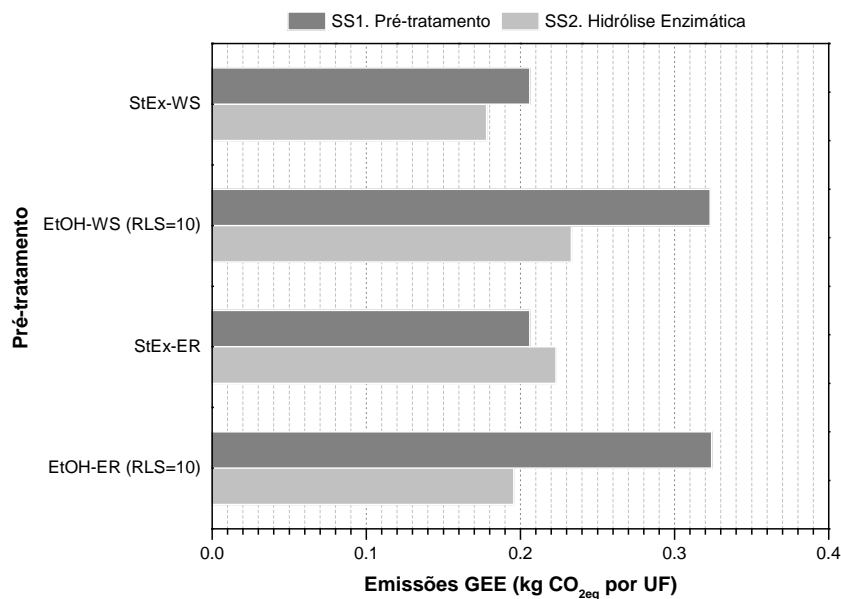


Fig. 3. Emissões de GEE dos subsistemas de pré-tratamento e hidrólise enzimática para os dois tipos de biomassa

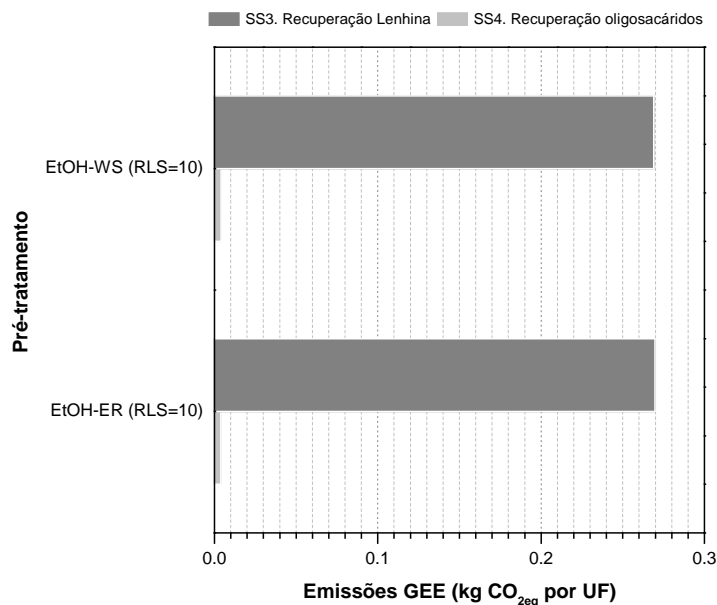


Fig. 4. Emissões de GEE dos subsistemas de recuperação de lenhina e oligossacáridos para os dois tipos de biomassa

### COMENTÁRIOS FINAIS

O pré-tratamento de resíduos agrícolas e florestais com organosolv-etanol demonstrou ser uma alternativa válida do ponto de vista energético em relação ao *steam explosion* clássico, apresentando, no entanto, emissões de GEE superiores à tecnologia industrialmente implementada. De qualquer forma, os resultados mais recentemente obtidos sugerem que a utilização de RLS mais baixas (dentro da viabilidade técnica), temperaturas de processo ligeiramente mais baixas e mantendo a ausência de catalisadores, seja possível atingir reduções consideráveis nas emissões de GEE. A utilização de etanol de origem renovável (como solvente), poderá também ter um impacto direto na redução das emissões de GEE. Extrapolações para biorrefinarias totalmente integradas, nomeadamente onde os fluxos de açúcares aqui produzidos podem ser convertidos no próprio solvente utilizado, devem também ser (cuidadosamente)

consideradas. Para além disso, as metodologias de poupança de energia, tais como a integração de calor, devem ser um tópico importante para uma investigação mais aprofundada em trabalhos futuros.

#### AGRADECIMENTOS

Este trabalho de investigação foi realizado no âmbito projeto AMBITION financiado pelo programa-quadro europeu H2020 (n.º 731263). Agradece-se à Doutora V. Fatta e ao Doutor E. Viola (ENEA) pelo trabalho de simulação de processos para o pré-tratamento *Steam Explosion*. Este trabalho foi efetuado na Infraestrutura de Investigação para a Biomassa e a Bioenergia (BBRI - Biomass and Bioenergy Research Infrastructure) - LISBOA-01-0145-FEDER-022059, financiada pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) através do Programa Operacional para a Competitividade e Internacionalização (PORTUGAL2020), do Programa Operacional Regional Lisboa Portugal (Lisboa 2020) e do Programa Operacional Regional Norte Portugal (Norte 2020) sob o acordo de parceria Portugal 2020.

#### REFERÊNCIAS

- Abas, N., Kalair, A., Khan, N., 2015. Review of fossil fuels and future energy technologies. *Futures* 69, 31–49. <https://doi.org/10.1016/j.futures.2015.03.003>
- Carvalho, F., Silva-Fernandes, T., Duarte, L.C., Gírio, F.M., 2009. Wheat straw autohydrolysis: Process optimization and products characterization. *Appl. Biochem. Biotechnol.* 153, 84–93. <https://doi.org/10.1007/s12010-008-8448-0>
- Faraco, V., Hadar, Y., 2011. The potential of lignocellulosic ethanol production in the Mediterranean Basin. *Renew. Sustain. Energy Rev.* <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.050>
- Gírio, F.M., Fonseca, C., Carvalho, F., Duarte, L.C., Marques, S., Bogel-Lukasik, R., 2010. Hemicelluloses for fuel ethanol: A review. *Bioresour. Technol.* 101, 4775–4800. <https://doi.org/10.1016/J.BIORTECH.2010.01.088>
- Gullón, P., Román, A., Vila, C., Garrote, G., Parajó, J.C., 2012. Potential of hydrothermal treatments in lignocellulose biorefineries. *Biofuels, Bioprod. Biorefining* 6, 219–232. <https://doi.org/10.1002/bbb.339>
- Kim, S., Dale, B.E., 2004. Global potential bioethanol production from wasted crops and crop residues. *Biomass and Bioenergy* 26, 361–375. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2003.08.002>
- Mittal, A., Vinzant, T.B., Brunecky, R., Black, S.K., Pilath, H.M., Himmel, M.E., Johnson, D.K., 2015. Investigation of the role of lignin in biphasic xylan hydrolysis during dilute acid and organosolv pretreatment of corn stover. *Green Chem.* 17, 1546–1558. <https://doi.org/10.1039/c4gc02258k>
- Moniz, P., Pereira, H., Quilhó, T., Carvalho, F., 2013. Characterisation and hydrothermal processing of corn straw towards the selective fractionation of hemicelluloses. *Ind. Crops Prod.* 50, 145–153. <https://doi.org/10.1016/J.INDCROP.2013.06.037>
- Rosberg, C., Steffien, D., Bremer, M., Koenig, S., Carvalho, F., Duarte, L.C., Moniz, P., Hoernicke, M., Bertau, M., Fischer, S., 2014. Pulp properties resulting from different pretreatments of wheat straw and their influence on enzymatic hydrolysis rate. *Bioresour. Technol.* 169, 206–212. <https://doi.org/10.1016/J.BIORTECH.2014.06.100>
- Sannigrahi, P., Ragauskas, A.J., 2013. *Fundamentals of Biomass Pretreatment by Fractionation. Aqueous Pretreat. Plant Biomass Biol. Chem. Convers. to Fuels Chem., Wiley Online Books.* <https://doi.org/doi:10.1002/9780470975831.ch10>
- Viola, E., Zimbardi, F., Cardinale, M., Cardinale, G., Braccio, G., Gambacorta, E., 2008. Processing cereal straws by steam explosion in a pilot plant to enhance digestibility in ruminants. *Bioresour. Technol.* 99, 681–689. <https://doi.org/10.1016/J.BIORTECH.2007.02.001>
- Wertz, J.-L., Bédué, O., 2013. *Lignocellulosic Biorefineries*, 1st ed, EPFL Press. EPFL Press, Lausanne, Switzerland. <https://doi.org/10.1201/b15443-4>
- Zhao, X., Cheng, K., Liu, D., 2009. Organosolv pretreatment of lignocellulosic biomass for enzymatic hydrolysis. *Appl. Microbiol. Biotechnol.* 82, 815–827. <https://doi.org/10.1007/s00253-009-1883-1>



## DESENVOLVIMENTO DE PROCESSOS DE PRÉ-TRATAMENTO DA BIOMASSA PARA A SEPARAÇÃO EFICIENTE DAS CORRENTES DE LENHINA E DE AÇÚCARES

Carvalho F., Lukasiak R.M., Duarte L.C., Roseiro L.B., Ribeiro B., Marques S., Bernardo J.R., Van-Dúnem V., Pires F., Costa D., Sanfins L., Gírio F.

Unidade de Bioenergia e Biorrefinarias, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar 22, 1649-038 Lisboa, Portugal, [florbela.carvalho@lneg.pt](mailto:florbela.carvalho@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.4082>

### RESUMO

O fracionamento da biomassa é um dos principais pontos críticos no desenvolvimento das biorrefinarias. Neste trabalho, são apresentadas três estratégias inovadoras com vista à separação seletiva das frações de celulose, hemicelulose e lenhina, utilizando compostos orgânicos, geralmente em solução aquosa: i) utilização de líquidos iónicos (ILs) em particular [emim][OAc] e [emim][HSO<sub>4</sub>]; ii) processos organosolv baseados na utilização de misturas etanol:água (50:50); e iii) um processo não aquoso baseado em imidazole. Os processos com ILs permitiram um fracionamento diferencial e, em geral, uma redução da cristalinidade da celulose. Os processos organosolv permitiram modular a distribuição de produtos derivados da hemicelulose e da lenhina entre as fases sólida e líquida. A utilização de imidazole, permitiu a separação das duas frações de polissacáridos e contribuiu para despolimerização da lenhina.

**PALAVRAS-CHAVE:** processos organosolv, líquidos iónicos, imidazole, biomassa residual, biorrefinarias

### ABSTRACT

The biomass fractionation is one of the main critical points in the technological development of biorefineries. In this work, three innovative fractionation strategies aiming the selective separation of the cellulose, hemicellulose and lignin fractions, using organic compounds, generally in aqueous solution, are presented and discussed: i) use of ionic liquids (ILs), in particular [emim][OAc] and [emim][HSO<sub>4</sub>]; ii) organosolv process based on ethanol:water mixture (50:50); and iii) a non-aqueous process based on imidazole. The processes with ILs allowed a differential fractionation and, in general a decrease of cellulose crystallinity. The organosolv process enabled the modulation of the distribution of hemicellulose and lignin-derived products between the solid phase and the liquid phase. The use of imidazole, allowed the separation of the two polysaccharide fractions and contributed to lignin depolymerization, producing phenolic compounds whose molecular weight is a function of severity.

**KEYWORDS:** organosolv processes, ionic liquids, imidazole, residual biomass, biorefinery

## INTRODUÇÃO

A biomassa lenhocelulósica constitui uma fonte de matéria-prima renovável e alternativa aos recursos fósseis para produção de uma vasta gama de combustíveis, produtos químicos e materiais. No entanto, a sua recalcitrância natural dificulta o seu processamento (Sun et al., 2016), o que implica a utilização de processos de fracionamento/desconstrução. Este processamento de forma económica e eficiente, tem sido um dos principais objetivos de investigação nesta área na última década (Gírio et al., 2010), mas as abordagens já disponíveis impõem, em geral, a utilização de catalisadores pouco atrativos e/ou elevados custos energéticos. Assim, a procura de processos energeticamente eficientes utilizando catalisadores não perigosos e/ou solventes verdes para a separação seletiva de componentes poliméricos continua a ser um dos objetivos principais (Carvalho et al., 2016). Entre as várias abordagens possíveis e inovadoras, deve dar-se prioridade a processos passíveis de ocorrer a baixa temperatura (~140°C). De entre estas destaca-se a utilização de líquidos iónicos (ILs) devido à sua capacidade de dissolver biomassa lenhocelulósica pela disrupção das interações não covalentes entre hidratos de carbono e a lenhina. O principal efeito do IL no pré-tratamento da biomassa é a modificação da estrutura fibrilar das paredes celulares a fim de (i) diminuir a cristalinidade da celulose, (ii) aumentar a acessibilidade da superfície da celulose pela remoção de lenhina e/ou hemicelulose e (iii) promover um efeito de intumescimento da biomassa. Outra alternativa potencialmente viável consiste na utilização de misturas de água e solventes (processos *organosolv*), que permitem remover e despolimerizar seletivamente a lenhina e a hemicelulose a temperaturas relativamente baixas (120-160 °C) produzindo simultaneamente sólidos ricos em celulose, com elevada digestibilidade. Especificamente, o uso de misturas água/álcoois (e.g. etanol) constitui uma alternativa particularmente interessante. Finalmente, a utilização de solventes orgânicos sem qualquer adição de água é também uma alternativa vantajosa, nomeadamente pela poupança de água de processo potencialmente atingível.

Neste trabalho foram estudados dois tipos de ILs: um com o anião com propriedades alcalinas ([emim][OAc]) e outro com o anião constituído por uma base conjugada de um ácido Brønsted ([emim][HSO<sub>4</sub>]). O primeiro apresenta capacidade para promover a dissolução da biomassa, permitindo a recuperação de três frações sólidas (celulose, hemicelulose e lenhina) e o segundo, em meio aquoso, com o objetivo de obter a conversão direta dos polissacáridos hemicelulósicos em açúcares e produzir um sólido rico em celulose e lenhina valorizável. Foi também estudada uma abordagem baseada num processo *organosolv*, usando como solvente uma mistura de etanol:água e ainda um processo baseado na utilização de imidazole como único solvente. Nos pré-tratamentos organosolv com misturas etanol:água foram utilizadas condições não catalisadas ou com a adição de catalisadores como o ácido acético ou sulfúrico em baixas concentrações. Estes processos foram estudados usando duas matérias-primas modelo, uma de origem agrícola (palha de trigo, WS) e outra de origem florestal (resíduos de eucalipto, ER), representativas na Europa, bem dispersas e disponíveis em quantidades significativas em regiões geográficas de curto raio de recolha.

## MÉTODOS

### Matérias-Primas

As amostras de biomassa modelo testadas foram gentilmente cedidas pela The Navigator Company (Cacia, Portugal), e pelo ECN>TNO (Países Baixos), respetivamente para os resíduos de Eucalipto (ER) e palha de trigo (WS).

### Métodos de fracionamento

*Processos com líquidos iónicos:* Os ILs testados foram um IL ácido: hidrogenossulfato de 1-etil-3-metilimidazólio, [emim][HSO<sub>4</sub>], e um IL básico: acetato de 1-etil-3-metilimidazólio, [emim][OAc]. Nos ensaios realizados com [emim][HSO<sub>4</sub>], foram testadas soluções aquosas de ILs com diferentes razões [emim][HSO<sub>4</sub>]/H<sub>2</sub>O a 131 ou 140°C durante 90 min. Nos ensaios com [emim][OAc] as reações foram realizadas às temperaturas de 120 ou 140 °C, durante 2 h. A percentagem de biomassa na mistura reacional foi também diferente, sendo de 10 % (m/m) para os tratamentos com [emim][HSO<sub>4</sub>] e de 5% (m/m) para o tratamento com [emim][OAc]. As reações foram realizadas em tubos de vidro de 15 mL (Supelco/Sigma-Aldrich, EUA), com agitação continua num banho de óleo pré-aquecido à temperatura pretendida. No caso dos ensaios com [emim][HSO<sub>4</sub>]), após a reação a mistura é arrefecida seguida da adição de água para precipitação das frações não-hidrolisadas. A mistura resultante é filtrada (filtros de nylon de 0,45 µm) e a fase líquida é utilizada para as análises de HPLC, enquanto que a biomassa sólida (pré-tratada) é lavada exaustivamente com água (100 mL). Os ensaios com [emim][OAc], foram realizados com base num procedimento previamente descrito (Magalhães da Silva et al., 2013). Os sólidos obtidos foram secos a 60 °C durante 24 h e posteriormente caracterizados quimicamente e para teste da digestibilidade enzimática.

*Pré-tratamento organosolv:* Estes tratamentos foram realizados em reatores de 600 mL, agitados, (Parr®, EUA) usando misturas etanol:água (50%, m/m) e uma razão líquido/sólido de 10 (m/m). Um primeiro conjunto de experiências foi realizado a 190°C, sem adição de catalisador, para um tempo de reação máximo de 2 h. Foram também realizadas experiências utilizando baixas concentrações de catalisador, ácido sulfúrico (50 mM) ou acético

ácido (50 mM-1 M), tendo-se também estudado o efeito da diminuição da temperatura de reação (140°C). Após arrefecimento, as frações líquida e sólida foram separadas por prensagem (até 200 bar). A polpa resultante, após lavagem (mistura etanol: água e água, sequencialmente) é seca a 45°C e guardada para análise química posterior e avaliação da digestibilidade enzimática. O hidrolisado e o primeiro solvente de lavagem são guardados para análise por HPLC. A lenhina dissolvida foi recuperada por precipitação com água (4:1, m/m), seguida de incubação (30°C, 2 h, 150 rpm) e recolhida por centrifugação a 6000 g durante 15 min. O *pellet* foi seco a 45°C (48 h).

*Pré-tratamento com imidazole:* Este tratamento teve por base a metodologia referida acima para o IL básico, utilizando frascos Schott de 50 mL, com agitação contínua, contendo uma razão biomassa:imidazole de 1:9 (m/m). As temperaturas de pré-tratamento variariam entre os 130-160°C, e o tempo de reação entre 2 a 4 h. Após arrefecimento (até 110°C), foram adicionados 90 mL de água destilada, e a mistura é transferida para frascos de 500 mL onde é aplicada uma agitação vigorosa durante 1 h. O licor resultante é filtrado, sob vácuo, e a fração celulósica resultante lavada com 135 mL de etanol (96%). Para a regeneração da hemicelulose, fez-se evaporação da água (sob vácuo) até um volume final de 45 mL. Em seguida, o pH da solução foi ajustado para 6,8 (HCl 25%, m/m) e foram adicionados 135 mL de etanol 96% para favorecer a precipitação da hemicelulose. Analogamente à regeneração da celulose, a solução contendo hemicelulose precipitada foi filtrada e a hemicelulose sólida foi lavada com 135 mL de etanol (96%). A celulose e hemicelulose foram secas numa estufa a 45°C durante 24 h. O etanol presente foi evaporado sob vácuo e o pH da solução foi ajustado para 2 com HCl, de modo a regenerar a fração da lenhina. A solução foi mantida a 70 °C durante 30 min com agitação contínua, e a filtração da solução quente foi feita para recuperar a lenhina presente.

#### Hidrólise enzimática:

A digestibilidade enzimática dos sólidos pré-tratados foi avaliada através da hidrólise enzimática usando a enzima Cellic CTec2 (199,9 FPU·mL<sup>-1</sup>) gentilmente fornecida pela Novozyme (Dinamarca). As condições base dos ensaios foram fixadas para uma carga de enzima de 10% (m/m celulose) e incubação a 180 rpm e 50 °C durante 72 h. A mistura reacional contém tampão citrato 0,05 M, pH 5,0 e 0,02% m/v de azida de sódio. Imediatamente após o ensaio as enzimas são inativadas, e após filtração (filtros de nylon de 0,22 µm), os hidrolisados são analisados por HPLC, sendo as concentrações finais de açúcares corrigidas com brancos de substrato e de enzima.

#### Caraterização química

As matérias-primas e os sólidos tratados foram caracterizados por métodos baseados nos protocolos NREL (Sluiter et al., 2011; Sluiter et al. 2008a). A composição química das amostras líquidas (hidrolisados obtidos a partir dos pré-tratamentos, hidrólise enzimática e de análise quantitativa das matéria-prima e biomassa pré-tratada) foram analisados por HPLC (Agilent 1110 series, Alemanha) utilizando uma coluna Bio-Rad Aminex HPX-87H (Hercules, CA, EUA). A deteção foi realizada usando um detetor de índice de refração para quantificar monossacáridos (glucose, xilose e arabinose) e ácido acético e um detetor de fotodíodos (280 nm) para quantificar furanos (furfural e 5-hidroximetilfurfural). A caraterização qualitativa do perfil de compostos fenólicos de baixa massa molecular presentes nos hidrolisados foi feita por eletroforese capilar (CZE), conforme descrito em (Roseiro et al., 2013). A avaliação da cristalinidade da celulose presente nas biomassas não tratadas e materiais pré-tratados foi realizada por difração de raios-X (XRD) como descrito anteriormente (Bernardo et al., 2019).

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Fig. 1 apresenta a composição química das duas matérias-primas utilizadas neste trabalho, tendo ambas um teor elevado de polissacáridos (cerca de 60%). Os ER destacam-se no entanto por apresentarem um teor de glucano (i.e. celulose) mais elevado, bem como de lenhina. No entanto, esta biomassa é praticamente desprovida de cinza, contrariamente à palha de trigo que apresenta um valor relativamente elevado (11,4%).

Palha de trigo	Resíduos de eucalipto
----------------	-----------------------

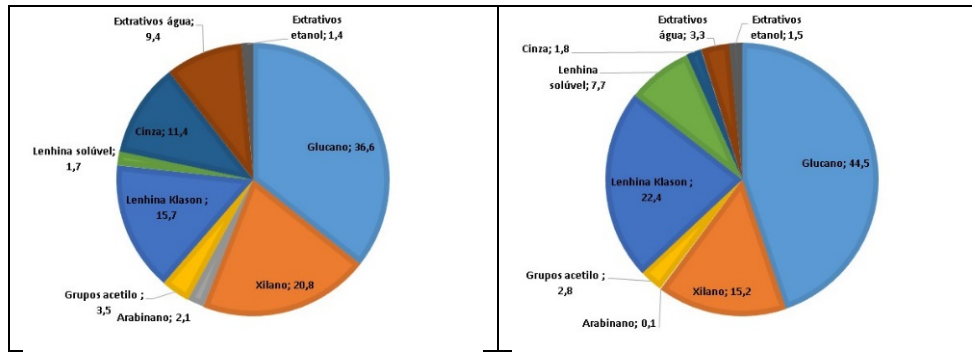


Fig 1 – Composição química das matérias-primas

Embora com algumas diferenças, ambas as matérias-primas apresentam composições químicas muito interessantes para utilização em processos conducentes à recuperação da lenhina e de açúcares.

### Processos com líquidos iónicos

O tratamento da biomassa com [emim][HSO<sub>4</sub>] permitiu a integração do pré-tratamento com a hidrólise e conversão num único passo. O caráter ácido do anião [HSO<sub>4</sub>] do IL, promove a hidrólise seletiva da hemicelulose com formação de pentoses com um rendimento acima de 80% do teórico (a 131°C, 58,7% de água e 88 min de reação). A abordagem com IL básico [emim][OAc] realizada à temperatura de 120°C e 2 h, permitiu a dissolução da biomassa em frações ricas em celulose, hemicelulose e lenhina.

Para as condições otimizadas, os sólidos ricos em celulose foram sujeitos a hidrólise enzimática. Os resultados comparativos, obtidos com as biomassas nativas e os sólidos pré-tratados, estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Digestibilidade enzimática (%) das biomassas tratadas com os processos baseados em líquidos iónicos sob condições otimizadas

Material	Após tratamento em condições otimizadas	
	[emim][HSO <sub>4</sub> ]	[emim][OAc]
WS	61,6 ± 0,2	93,1 ± 4,1
ER	7,9 ± 0,3	82,9 ± 1,2

Pode observar-se claramente que o pré-tratamento com [emim][HSO<sub>4</sub>] quando comparado o de [emim][OAc] foi menos eficiente tanto para a WS como para os ER. No entanto, a redução da digestibilidade enzimática foi menos afetada para WS do que para ER. Este facto, levou ao estudo das propriedades da biomassa, nomeadamente da cristalinidade da celulose, dado que esta tem sido referida como um dos fatores mais importantes na eficiência da hidrólise enzimática, pois uma maior cristalinidade da celulose dificulta o ataque enzimático. Os resultados obtidos por difração de raios-X, mostram que os ILs, em particular o [emim][OAc], como reagente alcalino tem capacidade de alterar a estrutura da celulose I para celulose II, o que não se observa no caso de processos com ácidos, como é o caso de [emim][HSO<sub>4</sub>].

### Processo organosolv com misturas etanol:água

A Tabela 2 apresenta os a cinética do processo organosolv utilizando etanol:água como solvente quando operado a 190° C, sem adição de catalisador. Pode observar-se que a percentagem de deslenhificação aumentou com a severidade do processo para ambas as matérias-primas, atingindo 59,0% e 70,9%, respetivamente para WS e ER ao fim de 120 min. Além da deslenhificação, estes tratamentos organosolv também dão origem a uma hidrólise parcial da hemicelulose, medida aqui pela solubilização do xilano (Xn), que aumenta até atingir valores próximo de 50% para ambas as matérias-primas, mas ligeiramente mais elevados para os ER. Pelo contrário, a celulose (glucano, Gn) foi retida principalmente na fase sólida, obtendo-se uma solubilização, no máximo de 14,2%.

Tabela 2. Fracionamento das biomassas palha de trigo (WS) e resíduos de eucalipto (ER) utilizando o processo organosolv etanol:água (190° C, sem catalisador)

Material	Tempo de reação (min)	pH	Rend. em sólido (%)	Gn solub. (%)	Xn solub. (%)	Deslenhificação (%)
WS	0	5,6	86,4	6,6	9,1	19,8
	15	5,2	78,8	9,8	28,0	34,3
	30	5,1	74,9	6,7	48,8	40,7
	60	4,9	66,7	18,9	46,0	46,8
	120	4,5	62,8	14,2	44,6	59,0
ER	0	5,0	87,6	11,3	14,1	26,1
	15	4,5	68,9	25,4	39,8	45,8
	30	4,0	68,6	22,3	59,3	58,8
	60	4,1	63,7	17,8	47,3	64,4
	120	4,0	58,4	12,5	51,5	70,9

Conseqüentemente, os gluco-oligosacáridos (GlcOs) e a glucose (Glc) são apenas produzidos em pequenas quantidades, bem como o HMF. A Figura 2 apresenta-se como exemplo os resultados da distribuição de produtos obtidos para o ER neste fracionamento. Como não foi adicionado qualquer ácido, o comportamento observado pode estar relacionado a uma maior capacidade tampão do WS em relação ao ER, o que pode estar relacionado com o maior teor de cinzas encontrado na WS. Devido à hidrólise da hemicelulose, ocorre uma produção relevante de (arabino)xilo-oligosacáridos (A)XOS, que pode representar cerca de 50% dos açúcares hemicelulósicos recuperados (30 min). A produção de furfural é praticamente desprezável para a maioria das condições testadas (Fig. 2).

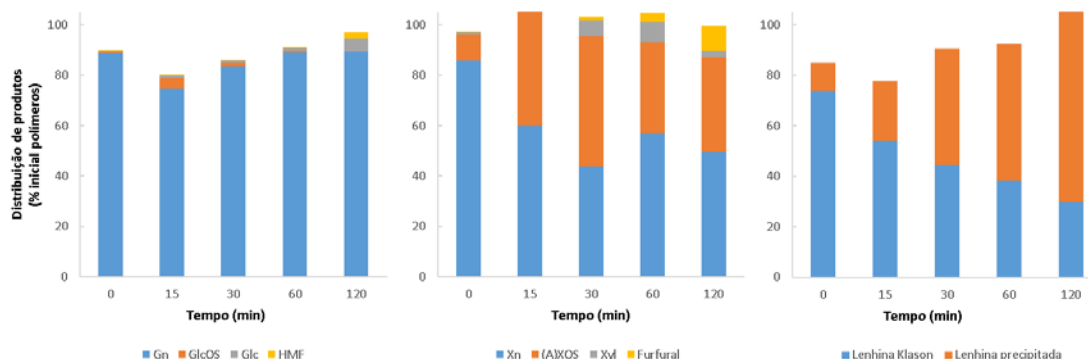


Fig. 2. Distribuição de produtos obtidos a partir do fracionamento organosolv etanol:água (sem catalisador) dos resíduos de eucalipto (ER)

É também importante destacar que o processo produziu uma fração de lenhina solúvel que foi facilmente recuperada por precipitação com água (Fig. 2). A lenhina precipitada pode atingir até 54,8 e 81,8% da lenhina insolúvel, para WS e ER, respectivamente. Além dessa lenhina precipitada, também foram encontrados, por eletroforese capilar, compostos fenólicos de baixo peso molecular com potencial valor acrescentado. Na Figura 3 apresenta-se como exemplo o eletroferograma obtido para a WS. Entre os vários compostos identificados encontram-se a vanilina, tricina, e ácido cumárico. No caso dos hidrolisados de eucalipto foi ainda possível encontrar siringaldeído.

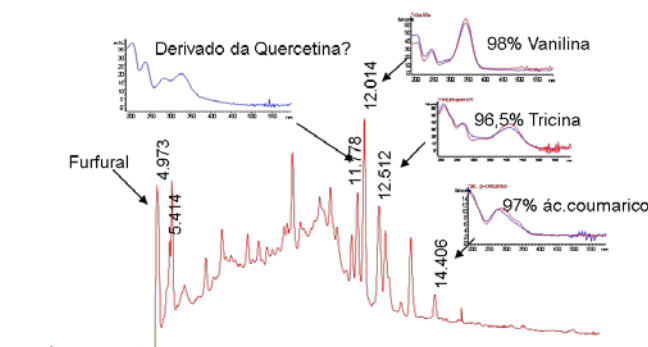


Fig. 3. Eletroferograma dos compostos fenólicos de baixa massa molecular obtido para os hidrolisados organosolv de palha de trigo (sem catalisador)

De modo a avaliar o efeito de baixas concentrações de catalisador nos rendimentos de deslenhificação e na produção de açúcares foi estudada a adição de ácido acético para os dois materiais. Os resultados obtidos demonstram que a utilização de ácido acético (entre 50-1000 mM) teve efeito no aumento da deslenhificação, com aumentos de 59% para 65% (WS) e de 71% para 79% (ER, dados não apresentados), em simultâneo com uma recuperação de lenhina solúvel elevada. Nas melhores condições, esses valores podem chegar a 67,6% e 79,2% da lenhina inicial, respetivamente para WS e ER. Além disso, este ácido orgânico apresentou um efeito importante na solubilização do xilano, embora a recuperação de oligo- e monossacáridos diminua, quando comparados com os processos não catalisados, o que sugere que nestes casos a presença de diversas reações de degradação é mais elevada. Isto é corroborado pelo aumento das concentrações de furfural encontradas, para além de se postular a ocorrência de outras reações de degradação, originando outros produtos não identificados. Os dados obtidos mostram também que, ao contrário dos processos não catalisados, podem ser obtidas frações de celulose de maior pureza (particularmente no caso do ER, Fig. 4).

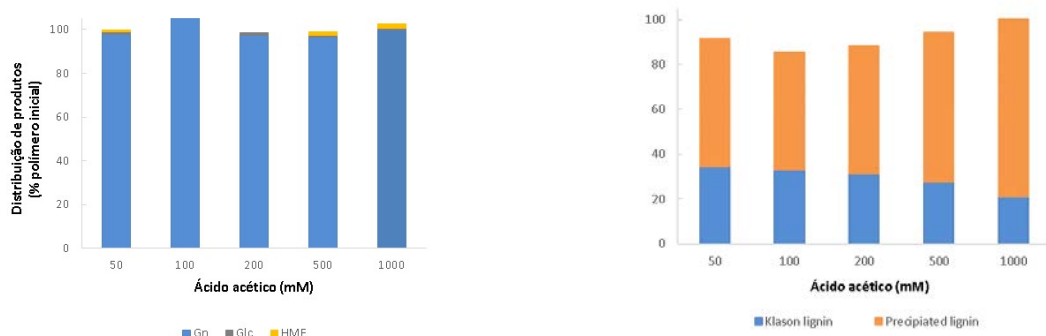


Fig. 4. Distribuição de produtos obtidos a partir do fracionamento organosolv etanol:água dos resíduos de eucalipto (ER) utilizando ácido acético como catalisador

A diminuição da temperatura de reação de 190°C para 140°C (Tabela 3), levou a uma diminuição significativa da hidrólise do xilano e deslenhificação, em particular quando não é utilizado catalisador ou na presença de baixas concentrações de ácido acético. Nestes casos, a deslignificação alcançada é baixa. Contrariamente ao ácido acético, o ácido sulfúrico tem um efeito relevante a esta temperatura, levando à hidrólise do xilano de 71% (WS) ou 100% (ER) e rendimentos de deslenhificação de 72% (WS) e 74% (ER). É de destacar que neste caso o rendimento em açúcares é superior ao obtido a temperaturas mais elevadas, provavelmente pela diminuição das reações de degradação. Também a lenhina recuperada por precipitação aumenta quando é utilizado ácido sulfúrico na concentração de 50 mM, atingindo 95%, no caso dos ER.

Tabela 3. Fracionamento das biomassas palha de trigo (WS) e resíduos de eucalipto (ER) utilizando processos organosolv etanol:água (sem catalisador e com ácido acético ou ácido sulfúrico como catalisador, 140°C, 2 h)

Condições de operação				Rendimento em sólido (%)	Gn solub. (%)	Xn solub. (%)	Deslenhificação (%)
Materia l	T (°C)	Catalisador	pH				
WS	140	-	5,3	84,6	n.a	n.a.	n.a.
	140	CH <sub>3</sub> COOH, 50 mM	5,1	89,5	19,6	13,6	12,0
	140	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , 50 mM	2,0	54,4	0	71,1	72,4
ER	140	-	4,6	92,5	6,6	0	14,1
	140	CH <sub>3</sub> COOH, 50 mM	4,2	91,6	7,2	0	20,3
	140	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , 50 mM	1,7	49,8	5,5	100	74,4

Para avaliação da eficiência dos pré-tratamentos organosolv foi também foi determinada a sacarificação enzimática. Os rendimentos de sacarificação dos sólidos pré-tratados estão apresentados na Tabela 4. Por uma questão de simplificação são apenas apresentados os resultados mais relevantes e para o tempo de reação de 2 h. A 190°C (sem adição de catalisador), a conversão enzimática da celulose em glucose atinge respetivamente valores de 68,5% e 71,7% para WS e ER. Estes valores representam um aumento próximo de 5 e 7 vezes em comparação com as matérias-primas originais. A adição de ácido acético como catalisador produz aumento dos rendimentos de sacarificação enzimática da WS, mesmo quando o pré-tratamento é realizado com apenas 50 mM de ácido acético (3 g/l), obtendo-se neste caso um aumento de 27%. Esta tendência mantém-se com o aumento da concentração de ácido acético, obtendo-se o rendimento de sacarificação de 99,5%, para 0,5 M de ácido acético (dados não apresentados).

Tabela 4. Sacarificação enzimática das polpas de palha de trigo (WS) e resíduos de eucalipto (ER) obtidas partir do fracionamento organosolv etanol:água (190°C, sem catalisador, 190°C, ácido acético como catalisador e 140°C, ácido acético ou ácido sulfúrico a como catalisadores)

Material	Condições de operação		Sacarificação enzimática (%)
	T (°C)	Catalisador	
WS	190	-	68,5
	190	CH <sub>3</sub> COOH, 50mM	86,9
	140	CH <sub>3</sub> COOH, 50mM	37,2
	140	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , 50 mM	82,6
ER	190	-	71,7
	190	CH <sub>3</sub> COOH, 50mM	68,5
	140	CH <sub>3</sub> COOH, 50mM	15,3
	140	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , 50 mM	54,4

Os aumentos nos rendimentos de sacarificação podem estar relacionados com um ligeiro aumento do rendimento de deslenhificação mas também com o aumento da despolimerização e hidrólise do xilano a esta temperatura, provavelmente permitindo um acesso facilitado à celulose. No entanto, para os ER não foi observada a mesma tendência embora tenha ocorrido uma hidrólise completa do xilano para aqueles materiais. Os rendimentos de sacarificação obtidos para as polpas do tratamento organosolv com etanol a 140°C foram significativamente mais baixos. Na verdade, no caso em que foi utilizado catalisador, os rendimentos de sacarificação são apenas ligeiramente superiores aos obtidos para a matéria-prima, 20,4% vs 14,2% e 15,3% vs 10,6%, para WS e ER, respectivamente. Nessa temperatura, somente com a adição de ácido sulfúrico como catalisador é possível obter valores significativos de sacarificação enzimática (82,6% para WS e 54,4% para ER). Para além deste ensaios, foi realizado um conjunto adicional de experiências em que ocorreu uma diminuição da dose de enzima para 5%. Tal como descrito para outros pré-tratamentos, isso induziu uma diminuição ligeira a moderada (máximo de 20%) dos rendimentos de sacarificação (dados não apresentados), que, numa aplicação industrial, será facilmente compensada pela redução dos custos com a aquisição dos enzimas.

#### Processo de fracionamento com Imidazole

Todos os ensaios com imidazole resultaram na obtenção de duas frações sólidas constituídas principalmente por polissacáridos (celulose e hemicelulose). Os resultados obtidos, mostram que a temperatura é a variável mais influente no processo. No caso da WS e da fração rica em celulose um aumento na temperatura de 130°C para 160°C levou a um aumento no teor de celulose até  $55,1 \pm 0,1\%$  (m/m). No caso da fração hemicelulósica o seu teor em hemicelulose aumenta de  $52,1\% \pm 0,7$  para  $61,4\% \pm 1,0\%$  (m/m), também com o mesmo aumento da temperatura. No caso da lenhina os rendimentos de deslenhificação chegaram até  $85,9 \pm 0,8\%$  (m/m). A comparação do rendimento de deslenhificação e rendimentos de sacarificação de ER e WS está apresentada na Tabela 5. O rendimento de sacarificação mais elevado foi obtido para a polpa WS obtida a 160°C.

Tabela 5. Fracionamento das biomassas de WS e ER utilizando processos de fracionamento com imidazole

Material	Condições de operação			Rendimento	
	T (°C)	Tempo (h)	Deslenhificação (%)	Hidrólise de Gn (%)	Hidrólise de Xn (%)
WS	130	4	61,0±0,5	75,2±0,5	54,9±1,0
	145	3	69,4±0,4	86,7±0,8	62,1±1,1
	160	4	85,9±0,8	93,3±1,5	77,3±0,8
ER	130	4	14,7±0,2	40,5±0,8	41,1±0,9
	145	3	13,0±0,1	40,7±0,5	41,5±1,0
	160	4	22,3±0,3	40,6±0,9	39,9±1,1

Contrariamente à WS, para os ER as condições de pré-tratamento não têm influência nos rendimentos de sacarificação e um rendimento semelhante de glucano e glucose, i.e., ca. 40% foi obtido para todas as condições de processamento. Os dados indicam claramente que os ER são mais resistentes ao processamento com o imidazole o que está de acordo com o que se observou no caso do processamento com ILs.

#### CONCLUSÕES

Os pré-tratamentos com ILs permitiram a redução da recalcitrância da biomassa e da cristalinidade da celulose, típica da biomassa nativa, o que permitiu um aumento significativo dos rendimentos de hidrólise enzimática. Os resultados obtidos com o IL ácido mostraram a possibilidade de uma integração do pré-tratamento, hidrólise e conversão da biomassa num passo único. O carácter ácido do grupo [HSO<sub>4</sub><sup>-</sup>] promoveu uma despolimerização seletiva da

hemicelulose, obtendo-se sólidos contendo principalmente celulose e lenhina. O IL básico ([emim][OAc]) permitiu a dissolução total da biomassa e o fracionamento da celulose, hemicelulose e lenhina.

O processo organosolv permite obter rendimentos elevados em produtos, tanto para WS como para ER, demonstrando não ser significativamente dependente do tipo de biomassa, ao contrário do processo baseado em IL, sendo eficiente, mesmo na ausência de catalisadores, onde ocorre uma hidrólise significativa de hemicelulose com a produção de oligossacáridos como produtos principais, o que tem impacto positivo na economia do processo. A catálise ácida, mesmo a baixas concentrações e temperaturas (140°C), tem um impacto positivo na deslenhificação e na sacarificação da celulose, mas faz diminuir a recuperação de hemicelulose em produtos de valor acrescentado.

O processo baseado em imidazole, à semelhança do processo com ILs é mais dependente do tipo de matéria-prima, sendo especialmente interessante para a WS e muito pouco eficaz para o ER.

#### AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi financiado pelo projeto AMBITION (“Advanced biofuel production with energy system integration Work”), Contrato no. 731263 do Programa H2020, tendo sido efetuado na Infraestrutura de Investigação para a Biomassa e a Bioenergia (BBRI - Biomass and Bioenergy Research Infrastructure)- LISBOA-01-0145-FEDER-022059, financiada pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) através do Programa Operacional para a Competitividade e Internacionalização (PORTUGAL2020), do Programa Operacional Regional Lisboa Portugal (Lisboa 2020) e do Programa Operacional Regional Norte Portugal (Norte 2020) sob o acordo de parceria Portugal 2020. Este trabalho foi também financiado pelo projeto Investigador FCT - IF/00471/2015 (RML). Os autores agradecem a ajuda prestada pela técnica Céu Penedo.

#### REFERÊNCIAS

- Bernardo JR, Gírio FM, Łukasik RM (2019). The effect of the chemical character of ionic liquids on biomass pre-treatment and posterior enzymatic hydrolysis. *Molecules*, 24: 808
- Carvalho, F.; Duarte, L.C.; Gírio, F.M.; Moniz, P. (2016). Hydrothermal/liquid hot water pretreatment (autohydrolysis): a multi-purpose process for biomass upgrading. In S.I. Mussatto (Ed.), *Biomass fractionation technologies for a lignocellulosic feedstock based biorefinery*. Elsevier, First Edition, 315-347
- Gírio, F.M., Fonseca, C., Carvalho, F., Duarte, L.C., Marques, S., Bogel-Łukasik, R. (2010). Hemicelluloses for fuel ethanol: a review. *Bioresour. Technol.* 101, 4775–4800.
- Magalhães da Silva, S. P.; da Costa Lopes, A. M.; Roseiro, L. B.; Bogel-Lukasik, R. (2013) Novel pre-treatment and fractionation method for lignocellulosic biomass using ionic liquids. *RSC Adv.* 3, 16040-16050.
- Roseiro LB, Tavares CS, Roseiro JC, Rauter AP. (2013). Antioxidants from aqueous decoction of carob pods biomass (*Cerentonia siliqua* L.): Optimisation using response surface methodology and phenolic profile by capillary electrophoresis. *Ind Crops Prod* 44,119-126.
- Sluiter, A.; Hames, B.; Ruiz, R.; Scarlata, C.; Sluiter, J.; Templeton, D.; Crocker, D. (2011) Determination of structural carbohydrates and lignin in biomass - Laboratory Analytical Procedure (LAP); NREL/TP-510-42618; National Renewable Energy Laboratory: Golden, Colorado, USA.
- Sluiter, A.; Hames, B.; Ruiz, R.; Scarlata, C.; Sluiter, J.; Templeton, D. (2008a) Determination of ash in biomass; NREL/TP-510-42622; National Renewable Energy Laboratory: Golden, Colorado, USA
- Sluiter, A.; Ruiz, R.; Scarlata, C.; Sluiter, J.; Templeton, D. (2008b) *Determination of extractives in biomass*; NREL/TP-510-42619; National Renewable Energy Laboratory: Golden, Colorado, USA.
- Sun, S.; Sun, S.; Cao, X.; Sun, R. (2016) The role of pretreatment in improving the enzymatic hydrolysis of lignocellulosic materials. *Bioresour. Technol.*, 199, 49–58.



**POTENCIAL BIOENERGÉTICO DOS RESÍDUOS ORGÂNICOS DAS FLORESTAS  
E DA INDÚSTRIA AVIÁRIA DA REGIÃO DE LAFÕES****D'Espiney A.C.\*\*\*, Marques I.P.\***

\* Unidade de Bioenergia, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Estrada do Paço do Lumiar,  
Lisboa, 1649-038, Portugal

\*\* Instituto Superior Técnico, Av. Rovisco Pais 1, 1049-001 Lisboa, Portugal

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.4083>

**RESUMO**

A Associação de Desenvolvimento Rural de Lafões (ADRL, Portugal), entidade de gestão florestal e promotora desta pesquisa, desenvolve esforços que visam a adequada gestão dos resíduos originados na região. Na percussão de estratégias para uma gestão sustentável, definiu-se como objetivo numa primeira etapa o mapeamento dos resíduos da indústria aviária e das unidades de gestão florestal de Lafões. Utilizaram-se métodos baseados em Sistemas de Informação Geográfica, orientados por pressupostos metodológicos, referidos em bibliografia selecionada a partir de revisão bibliográfica, obtendo-se a quantidade anual em matéria seca, no que concerne à biomassa florestal. Quanto à biomassa dos aviários, optou-se pela recolha de dados junto das entidades regionais, seguindo as orientações metodológicas do IPCC e de outras entidades nacionais, estimando-se a sua quantidade anual em sólidos voláteis. Os valores obtidos foram 67 Mt VS/ano (60% da classe florestal eucalipto e 33% da pinheiro-bravo) e 69 Mt MS/ano (78 % da classe de aves frango) de biomassa florestal e dos aviários, respetivamente.

**PALAVRAS-CHAVE:** Biomassa Florestal, Resíduos de Aviários, Sistemas de Informação Geográfica

**ABSTRACT**

The promoter of this research was the Lafões Rural Development Association (ADRL), a forest management entity, which counts waste management in the Lafões region as a concern. In the percussion of strategies for sustainable management, the objective of the first stage was to map the waste of the poultry industry and forest management units in the region. Geographic Information Systems based methods were applied, guided by methodological assumptions selected from a bibliographic review, obtaining their quantity in dry matter per year, with respect to forest biomass. With regard to the biomass from poultry industry, regional data was collected from local entities, following the methodological guidelines of the IPCC and national entities, obtaining their quantity in volatile solids per year. The values obtained were 67 Mt VS/year (60% of the eucalyptus forest class and 33% of Pinus pinaster) and 69 Mt MS/year (78% of the chicken poultry class), generated by the forest and the poultry industry, respectively.

**KEYWORDS:** Forest Biomass, Poultry Industry Residues, Geographic Information Systems

## INTRODUÇÃO

A depleção de recursos naturais, resultado da demanda energética imposta pelos padrões de consumo atuais e os danos ao ecossistema e à saúde humana gerados por muitas das práticas de gestão de resíduos, levou um grande número de membros da comunidade científica a investigarem a mitigação desses impactos, através de sistemas energéticos e da gestão de resíduos mais sustentáveis (Ferreira et al. 2009; Hossen et al. 2016; Oehmichen e Thrän 2017; Majer et al. 2016; Meisel et al. 2017; Fraga et al. 2019; Bhattacharya et al. 1997; Axelsson et al. 2012; Sajjakulnukit et al. 2005; Paredes-Sánchez et al. 2016).

Relativamente aos resíduos orgânicos, podem ser encontradas inúmeras investigações sobre o seu potencial bioenergético e vários sistemas energéticos têm vindo a ser implementados, criando simbioses entre indústrias através de fluxos circulares de resíduos/recursos. Em Portugal, onde as condições climatéricas convidaram ao investimento noutros tipos de energia renovável, o potencial energético da valorização de resíduos orgânicos não se encontra aproveitado da mesma forma que em vários países do norte da Europa (Ferreira et al. 2012).

Esta investigação, promovida pela Associação de Desenvolvimento Rural de Lafões (ADRL), tem por objetivo determinar o potencial bioenergético dos resíduos orgânicos da região de Lafões (Oliveira de Frades, São Pedro do Sul e Vouzela), identificando complementaridades entre substratos que criam mais valias numa gestão circular de fluxos. A investigação tem por base o levantamento dos vários tipos de substrato, que é usado para determinar o potencial energético e avaliar o impacto ambiental da sua conversão. Para o efeito, recorre-se a diferentes cenários constituídos por variadas combinações de sistemas de bioenergia.

Este artigo apresenta o levantamento dos efluentes orgânicos feito até ao momento, que incidiu em duas atividades agropecuárias de Lafões: a das Entidades de Gestão Florestal e a da indústria aviária. Foi dada prioridade a estas duas atividades devido à sua importância na economia da região, mas também pela grande quantidade e pelo tipo de efluentes que geram, atrativos para a conversão energética: a biomassa florestal e os dejetos das aves.

O levantamento teve início numa revisão bibliográfica sobre a avaliação do potencial de biomassa, considerando diferentes limites (local, regional, nacional ou mundial) e diferentes escalas de plantas de reconversão (pequena, média e grande), considerando tanto os resíduos florestais (Lourinho e Brito 2015; Quinta-Nova et al. 2017; Viana et al. 2010; Mateos et al. 2016; Rocha et al. 2020), como os resíduos dos aviários (Dong et al. 2019; Bao et al. 2019; Bhattacharya et al. 1997; Tańczuk et al. 2019; Amon et al. 2019), como ainda os resíduos orgânicos em geral (Pereira et al. 2019; Roberts et al. 2014; Hossen et al. 2017, Vieira et al. 2006; Papilo et al. 2017).

Em relação à biomassa florestal, é comum recorrer a métodos baseados em Sistemas Informação Geográfica para a sua quantificação, usando dados georreferenciados derivados de imagens de deteção remota, levando em consideração restrições importantes como declive, acessibilidade e conflitos do uso da terra (Lourinho e Brito 2015).

A avaliação do potencial de biomassa dos dejetos de galinha começa pela quantificação do número de aves nas instalações industriais cobertas, que geralmente está disponível em estatísticas locais ou nacionais. A metodologia *Tier 2* das Diretrizes de 2006 do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) (Dong et al. 2019) permite o cálculo dos sólidos voláteis, obtendo assim a quantidade de biomassa disponível para conversão.

Este trabalho apresenta a metodologia e os resultados do levantamento sobre os efluentes orgânicos gerados pelas atividades de gestão florestal e da produção aviária, os quais foram analisados e discutidos tendo em vista tecer contributos de percussão de estratégias sustentáveis e inovadoras quanto aos resíduos orgânicos gerados pela região de Lafões, assentes na sua reconversão energética.

## MÉTODOS

Os pressupostos metodológicos resultaram, como referido na introdução, de uma revisão bibliográfica sobre a avaliação do potencial de biomassa e que a seguir se apresentam em mais detalhe, primeiro relativos à biomassa florestal e depois relativos à biomassa dos aviários.

### MÉTODOS Do LEVANTAMENTO Da BIOMASSA FLORESTAL

O primeiro passo dado para mapear a biomassa florestal gerada em Lafões, foi a estimação da área acessível e que efetivamente contribui para o fornecimento de biomassa. Para calcular esta área começou por obter-se a Carta Administrativa Oficial de Portugal (Direção-Geral do Território 2019a), de onde se retirou as áreas dos concelhos da região de Lafões.

À área abrangida pelos três concelhos, foram retiradas todas as áreas com usos do solo diferentes dos de floresta, usando a Carta de Ocupação do Solo (Direção-Geral do Território 2018). Dentro das áreas subtraídas encontram-se os matos, permitindo ultrapassar as restrições decorrentes das limitações de mobilização total ou parcial dos matos, tanto impostas pela Rede Nacional de Áreas Protegidas como pela Rede Natura 2000.

Ao estimar a área de fornecimento de biomassa florestal, os conflitos de uso do solo devem ser resolvidos (Quinta-Nova, et al. 2017 e Vieira et al. 2006) e, portanto, o conflito com as áreas de conservação da natureza foi considerado. Essas áreas foram obtidas a partir do geocatálogo do Instituto de Conservação da Natureza e Florestas (Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas 2020). Dois tipos de áreas foram identificados dentro das fronteiras de Lafões, a saber, Sítios de Importância Comunitária e Zonas Especiais de Conservação.

Devido ao risco de incêndio que ameaça essas áreas (tornando obrigatória a remoção preventiva da biomassa) e uma vez que a necessidade de deixar uma fração de resíduos no solo para fins ambientais é tida em consideração nos cálculos subsequentes, essas áreas não foram subtraídas à área florestal a ser considerada.

Ao quantificar a área de fornecimento de biomassa, a acessibilidade também foi considerada, uma vez que existem dificuldades técnicas com a recolha de biomassa florestal em áreas de declive acentuado. Devido a preocupações ambientais como a erosão do solo, e de forma a permitir a mecanização e reduzir os custos da recolha, apenas as áreas com declive inferior ou igual a 20% (Lourinho e Brito 2015) foram selecionadas no modelo digital do terreno (ESRI-PT 2009) de Lafões. As áreas com declive maior que 20% foram subtraídas à área florestal.

Ainda para atender aos critérios de acessibilidade, as restrições técnicas impostas por grandes distâncias às estradas ou faixas transitáveis também devem ser levadas em consideração. Assim, foi solicitada a rede viária florestal ao Gabinete Florestal dos três municípios, para se poder subtrair à área florestal, as áreas a distâncias superiores a 3 km (Lourinho e Brito 2015). Observou-se uma densa cobertura rodoviária em toda a região, portanto, nenhuma área foi subtraída com relação a esta restrição técnica da recolha da biomassa, uma vez que nenhum ponto no mapa está a uma distância de uma estrada superior a 3 km.

Dos vários pressupostos definidos, foi obtida a área que efetivamente está disponível e acessível para fornecer biomassa, em que a nomenclatura das classes florestais utilizada está de acordo com as especificações técnicas dadas em (Direção-Geral do Território 2019b). O SIG utilizado, para delinear as várias áreas mencionadas, foi ArcGIS versão 10.5.

A área resultante da interseção dos vários mapas foi multiplicada pela produtividade do resíduo (PR) de cada classe florestal e pela projeção horizontal da vegetação (PHV) das espécies predominantes em cada uma das classes, conforme sugerido em Rocha et al. (2020), obtendo-se assim o potencial de biomassa florestal (PBF). Os valores da PR e da PHV encontram-se resumidos na Tabela 1.

Tabela 1. Dados utilizados na estimação do Potencial de Biomassa Florestal (PBF): Produtividade de Resíduos (PR); Projeção Horizontal de Vegetação (PHV)

Classe florestal	PR [MS t/ha/ano]	PHV [%]
Sobreiro	0,48	20
Azinhreira	0,48	20
Outros carvalhos	0,50	65
Castanheiro	0,50	65
Eucalipto	0,88	65
Espécies invasoras	20,00	65
Outras folhosas	0,75	65
Pinheiro-bravo	1,00	65
Outras resinosas	0,85	65

#### MÉTODOS do LEVANTAMENTO da BIOMASSA das AVES

A estimação da biomassa dos dejetos de aves na região de Lafões foi efetuada em três passos: (1) coleta do número de aves nas unidades industriais da região; (2) cálculo do potencial de biomassa de cada classe de aves usando a taxa de excreção de sólidos voláteis (SV); (3) Cálculo do total de sólidos voláteis produzido por cada classe de aves e por ano ( $SV^{ano}$ ).

Para se iniciar o cálculo da produção de dejetos de aves na região de Lafões, foi avaliado o número de aves existentes nos três municípios de Lafões, por informação recolhida junto da Direção Geral de Alimentação e Veterinária (DGAV) (dados atualizados em fevereiro de 2020). Sabendo o número de aves, o cálculo do potencial de biomassa dos seus dejetos geralmente é feito considerando a carência química de oxigénio ou o teor de sólidos voláteis do excreta das aves.

A metodologia aplicada foi a sugerida nas diretrizes do IPCC (Dong et al. 2019) e no inventário nacional (Pereira et al. 2019), em que se utiliza a SV, calculada através da Eq. 1, para cada classe de ave. O valor de SV<sup>ano</sup> foi então obtido multiplicando o valor de SV pelo número de aves de cada classe, numa base de 365 dias por ano.

$$SV = \left[ GE \times \left( 1 - \frac{DE}{100} \right) + (UE \times GE) \right] \times \left[ \frac{1-ASH}{18,45} \right] \quad \text{Eq. 1}$$

Onde: SV é a taxa de excreção de sólidos voláteis de uma ave média [kg SV/(ave.dia)]; GE é a ingestão de energia bruta no alimento para uma ave média [MJ/(ave.dia)]; DE é a digestibilidade do alimento [%]; UE é a energia urinária expressa como fração de GE; ASH é o teor de cinzas no dejetos calculado como fração mássica da sua matéria seca; 18,45 é o fator de conversão entre GE na dieta e matéria seca nos dejetos [MJ/kg].

O cálculo da ingestão de energia bruta, que depende da energia metabólica recomendada na ingestão e metabolismo, é explicado em detalhe em Dong et al. (2019 e Pereira et al. (2019). Os valores de energia bruta, de digestibilidade da alimentação e do teor de cinzas no dejetos, específicos a cada classe de ave, foram extraídos de Pereira et al. (2019) e estão apresentados na Tabela 2. Quanto ao valor da energia urinária (não se tendo identificado o valor disponível para aves), foi utilizado o valor de 0,04 kg/kg atribuído a outros animais (bovinos, ovinos e caprinos).

Tabela 2. Dados necessários ao cálculo da Taxa de Excreção de Sólidos Voláteis (SV): Consumo de energia bruta na alimentação; Digestibilidade da alimentação; Teor de cinzas no dejetos (Pereira et al. 2019).

Classe de ave	Energia bruta [MJ/d]	Digestibilidade da alimentação [%]	Teor de cinzas [%]
Frango	1,6	0,68	0,02
Galinha poedeira	2,2	0,64	0,05
Galinha reprodutora	2,2	0,64	0,05
Perú	4,8	0,68	0,03

## RESULTADOS

### RESULTADOS do LEVANTAMENTO da BIOMASSA FLORESTAL

Os mapas com as áreas das diferentes restrições mencionadas na definição dos pressupostos na metodológicos – áreas de conservação da natureza (A), declive (B) e distância à estrada (C) – encontram-se na Fig. 1.

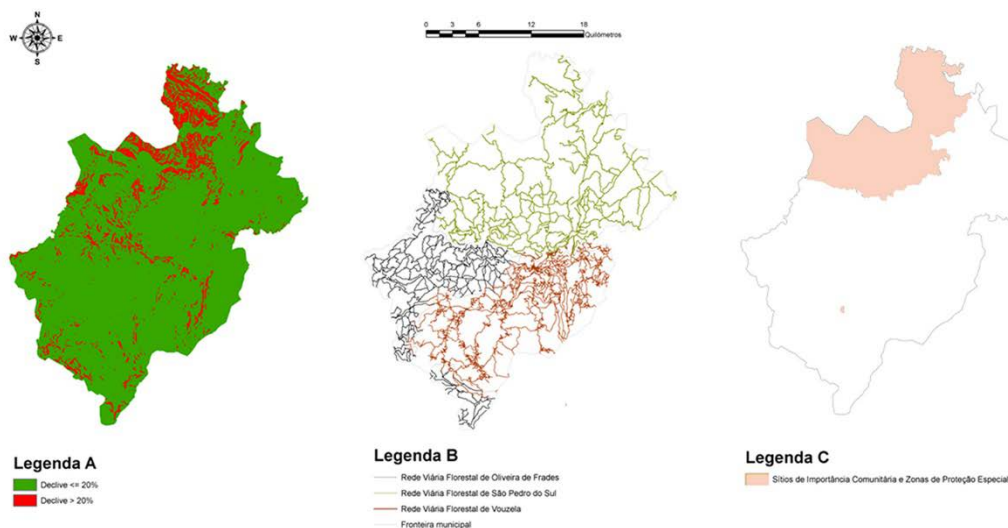


Fig. 1. Mapas das áreas com restrições à colheita biomassa florestal: A) Mapa com representação das classes de declive; B) Mapa da Rede Viária Florestal; C) Mapa das áreas de conservação da natureza

A área disponível e acessível é a área resultante da interseção entre a área florestal e a área que resta após consideração das restrições mencionadas e está ilustrada na Fig. 2.

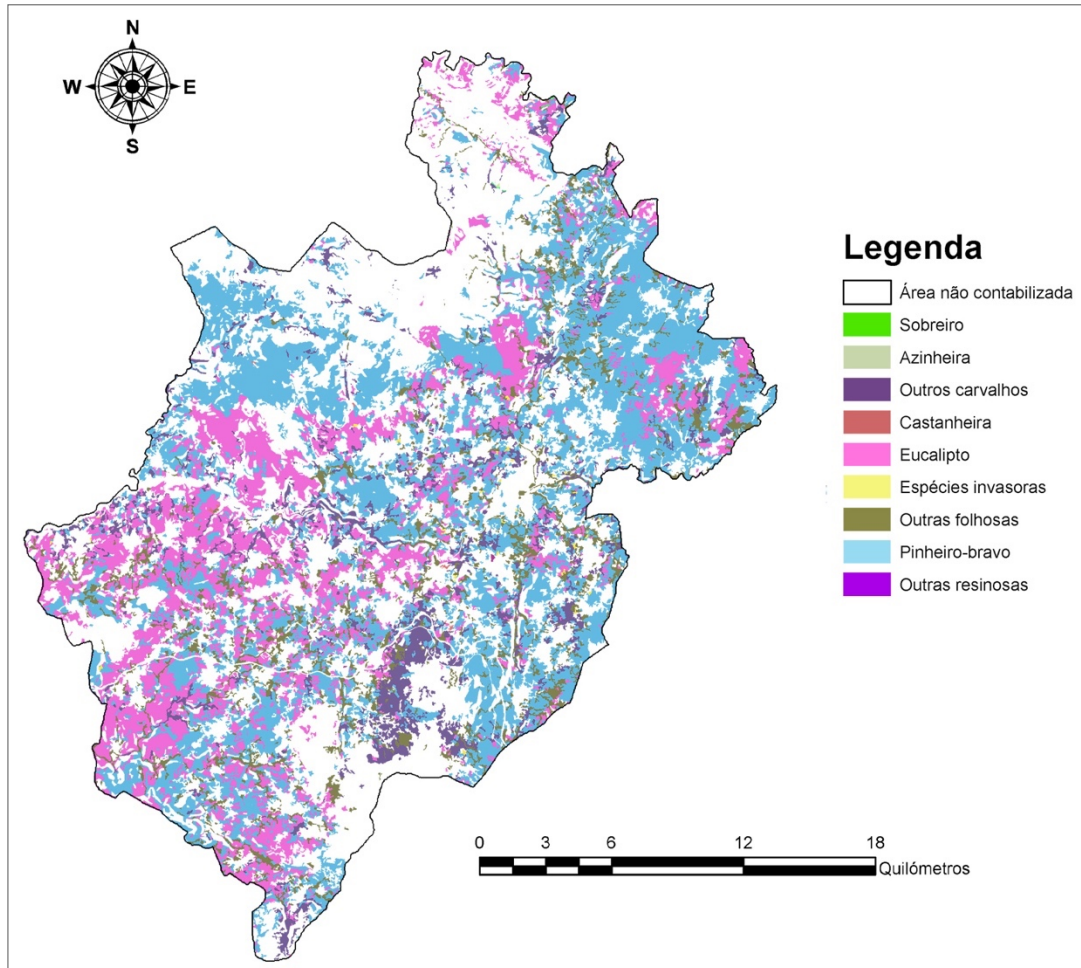


Fig. 2. Área considerada para o fornecimento de biomassa de cada classe florestal

Os valores das áreas das várias classes florestais estão apresentados na Tabela 3, bem como o seu PBF. Os resultados mostram que a maioria dos resíduos florestais provem de eucalipto (60%) e pinheiro-bravo (33%), num total de 67 Mt MS/ano.

Tabela 3. Área e Potencial de Biomassa Florestal (PBF) de cada classe florestal

Classe florestal	Área [ha]	PBF [MS t/ano]
Sobreiro	15	1
Azinheira	24	2
Outros carvalhos	4453	1447
Castanheiro	30	10
Eucalipto	70077	40084
Espécies invasoras	85	1106
Outras folhosas	4989	2432
Pinheiro-bravo	33868	22014
Outras resinosas	29	16

#### RESULTADOS do LEVANTAMENTO da BIOMASSA das AVES

Registaram-se 328 produtores e 5716945 aves (dados atualizados em fevereiro de 2020), distribuídas em quatro classes da indústria avícola, a saber, frangos de corte, galinhas poedeiras, galinhas reprodutoras e perus. A Tabela 4 mostra o número de aves de cada classe registado nos três municípios de Lafões.

Tabela 4. Total do número de aves registado, por classe e por município

Classe de ave	Oliveira de Frades	São Pedro do Sul	Vouzela	Total
Frango	1869294	1734020	1361166	4964480
Galinha poedeira	102108	46607	27027	175742
Galinha reprodutora	201149	0	209200	410349
Perú	75919	63055	27400	166374
Total	2248470	1843682	1624793	5716945

Os resultados da estimativa da SV e do SV<sup>ano</sup> na região de Lafões, são apresentados na Tabela 5 para as várias classes aviárias e para o total da indústria. Sobressai como resultado um total da indústria aviária de 69 Mt VS/ano, dos quais 78 % são provenientes de frango.

 Tabela 5. Taxa de excreção de sólidos voláteis (SV) e total de sólidos voláteis por ano (SV<sup>ano</sup>), por classe e no total da indústria aviária

Classe de ave	SV [kg SV/ave/dia]	SV <sup>ano</sup> [Mt SV/ano]
Frango	0,03	54,1
Galinha poedeira	0,05	2,9
Galinha reprodutora	0,04	6,6
Perú	0,09	5,5
Total da indústria aviária	-	69,1

## DISCUSSÃO

Os resultados mostram que milhares de toneladas de resíduos são gerados na região de Lafões, tanto pelas Unidades de Gestão Florestal (67 Mt MS/ano) como pela indústria aviária (69 Mt VS/ano), que poderiam ser propostos para valorização energética, simultaneamente reduzindo o impacto ambiental da sua gestão. O levantamento dos restantes resíduos orgânicos gerados na região irá tornar possível calcular o total de biomassa disponível para conversão em Lafões e entender se o papel destas duas atividades é realmente significativo no potencial de biomassa total da região.

Para perceber o papel do resíduo destas duas atividades no potencial energético total da região, há ainda um grande caminho a percorrer, uma vez que se pretender identificar complementaridades entre substratos que criam mais valias numa gestão circular de fluxos. É necessário prosseguir com a constituição de cenários que contemplem diferentes combinações de substratos e que integrem os sistemas de bioenergia mais indicados a cada um deles.

Por serem dificilmente biodegradáveis e apresentarem um baixo teor de humidade, os resíduos florestais são um substrato adequado para a conversão termoquímica. Dentro das opções de processos de conversão termoquímica, nomeadamente, combustão, pirólise, gaseificação e liquefação, a combustão de resíduos em instalações descentralizadas de pequena escala pode ser considerada uma opção promissora quanto à exploração de resíduos florestais. Isso resulta de outras opções envolverem desafios tecnológicos que permanecem sem solução e a custos de investimento um tanto incertos (Lourinho e Brito 2015).

Os resíduos dos aviários, um substrato comparativamente mais facilmente biodegradável e com maior teor de humidade que os resíduos florestais, é adequado para aplicação em processos de conversão bioquímica. Existem diferentes rotas possíveis nos processos bioquímicos, principalmente através da fermentação e digestão anaeróbia. O primeiro é amplamente implementado para produzir etanol a partir de safras ricas em açúcar e celulose e o segundo é frequentemente usado para a conversão direta do excreta animal em biogás (Ferreira et al. 2009).

A digestão anaeróbica pode fornecer uma “contribuição importante para a salvaguarda do fornecimento de energia no futuro” (Kornatz, n.d.), conforme afirma o chefe da área de pesquisa "Processos Anaeróbicos" do centro de pesquisa de biomassa alemão (Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH). Como ele também afirma, “as instalações de biogás devem tornar-se mais flexíveis em termos de substratos e da entrega de energia”. É neste enquadramento que a digestão anaeróbica se torna a questão central do presente estudo de caso, a fim de recuperar o máximo possível do potencial energético dos resíduos orgânicos.

Relativamente aos substratos que aqui se apresentam (a biomassa florestal e a dos aviários), irá dar-se prioridade às classes que se revelaram mais representativas em termos de quantidade de biomassa – a classe eucalipto e pinheiro, no caso da biomassa florestal, e a classe frango, no caso da biomassa dos aviários. A composição química das duas

classes florestais referidas, em que a de pinheiro revela maior relação C:N que a de eucalipto, permite prever maior complementaridade com o substrato da classe frango, uma vez que esta apresenta uma relação C:N muito reduzida.

## CONCLUSÕES

Com o levantamento identificou-se qual a quantidade de efluentes orgânicos gerados pelas atividades de gestão florestal e da produção aviária, que devem ser propostos para valorização energética na perspetiva de tornar a região de Lafões mais sustentável. Percebeu-se ainda quais as classes florestais com maior potencial de biomassa disponível e que apresentam um maior potencial para a gestão de complementaridades de efluentes, fulcral a essa sustentabilidade.

## NOMENCLATURA

DGAV – Direção Geral de Alimentação e Veterinária  
 IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas  
 PBF – Potencial de Biomassa Florestal  
 PHV – Projeção Horizontal da Vegetação  
 PR – Produtividade de Resíduos  
 SIG – Sistemas de Informação Geográfica  
 SV – Taxa de Excreção de Sólidos Voláteis  
 SV<sup>ano</sup> – Total de Sólidos Voláteis por Ano

## AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de expressar os seus agradecimentos à Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) pela atribuição da Bolsa de Doutoramento ref. SFRH/BD/146002/2019, à Associação de Desenvolvimento Rural de Lafões enquanto instituição de acolhimento, à DGAV de Viseu e aos três municípios de Lafões (Oliveira de Frades, São Pedro do Sul e Vouzela) pelo fornecimento dos dados necessários à quantificação da biomassa.

## REFERÊNCIAS

- Axelsson L., Franzén M., Ostwald M., Berndes G., Lakshmi G. and Ravindranath N.H. (2012). Perspective: Jatropha Cultivation in Southern India: Assessing Farmers' Experiences. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining* 6(3), 246–256.
- Bao W., Yang Y., Fu T. and Xie G.H. (2019). Estimation of Livestock Excrement and Its Biogas Production Potential in China. *Journal of Cleaner Production* 229, 1158–1166.
- Amon B., Hutchings N., Dämmgen U., Sommer S. and Webb J. (2019) 3.B Manure management. In *EMEP/EEA Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2019: Technical guidance to prepare national emission inventories 1994-2019*, Albrechtsen R., Hutchings N., Mikkelsen M.H., Dore C., German R., Goodwin J., Hobson M., King K., Sanchez B., Amon B., Vandromme N., Kouridis C., Mellios G., Ntziachristos L., Webb J., Kuenen J., Hausmann K., Doering U., Kludt R. and Reichel J., pp. 74. European Environment Agency, Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- Bhattacharya S.C., Thomas J.M and Salam P.A. (1997). Greenhouse Gas Emissions and the Mitigation Potential of Using Animal Wastes in Asia. *Energy* 22(11), 1079–1085.
- Direção-Geral do Território. (2018). Carta de Ocupação Do Solo (COS'2018).
- Direção-Geral do Território. (2019a). Carta Administrativa Oficial de Portugal (CAOP 2019).
- Direção-Geral do Território. (2019b). Especificações Técnicas Da Carta de Uso e Ocupação Do Solo (COS) de Portugal Continental Para 2018. Relatório Técnico. Direção-Geral do Território.
- Dong H., Gavrilova O., Leip A., MacDonald J.D., Bravo, C.A.G., Amon B., Rosales R.B., Prado A., Lima M. A., Oyhançabal W., Weerden T. J. and Widiawati Y. (2019). Chapter 10 Emissions From Livestock and Manure

- Management. *In Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Vol. 4, p. 209. IPCC, Kyoto.
- ESRI-PT. (2009). Digital Terrain Model 30 m Portugal (ETRS89).
- Ferreira M., Marques I.P. and Malico I. (2012). Biogas in Portugal: Status and Public Policies in a European Context. *Energy Policy* 43, 267–274.
- Ferreira S., Moreira N.A. and Monteiro E. (2009). Bioenergy Overview for Portugal. *Biomass and Bioenergy* 33(11), 1567–1576.
- Fraga L.G., Teixeira J.F. and Ferreira M.C. (2019). The Potential of Renewable Energy in Timor-Leste: An Assessment for Biomass. *Energies* 12(8), 1–12.
- Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas. (2020). Nature Conservation Areas Geocatalogue. Available from: <https://geocatalogo.icnf.pt/> [Accessed: 2020-04-20].
- Kornatz P. Introduction statement of the Anaerobic Processes Research Focus Area [Internet]. Available from: <https://www.dbfz.de/en/research/research-focus-areas/anaerobic-processes/> [Accessed: 2020-04-20]
- Lourinho G. and Brito P. (2015). Assessment of Biomass Energy Potential in a Region of Portugal (AltoAlentejo). *Energy* 81, 189–201.
- Majer S., Oehmichen K., Kirchmeyr F. and Scheidl S. (2016). Calculation of GHG Emission Caused by Biomethane. Available from: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5af1a57b6&appId=PPGMS> [Accessed: 2020-09-18]
- Mateos E., Garrido F. and Ormaetxea L. (2016). Assessment of Biomass Energy Potential and Forest Carbon Stocks in Biscay (Spain). *forests* 7(4), 1-15
- Meisel K., Clemens A., Schulz E. and Fühner C. (2017). Carbowert: Life Cycle Assessment Of Hydrothermal Carbonisation Concepts Producing Char For Energetic And Material Use. *In 25th European Biomass Conference and Exhibition* 3DO.9.3
- Hossen MdM., Rahman A.H.M.S., Kabir A.S., Hasan M.M.F. and Shoeb MdA. 2016. Systematic Assessment of the Availability and Utilization Potential of Biomass in Bangladesh. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67, 94–105.
- Oehmichen K. and Thrän D. (2017). Fostering Renewable Energy Provision from Manure in Germany – Where to Implement GHG Emission Reduction Incentives. *Energy Policy* 110(August): 471–477.
- Papilo P., Kusumanto I. and Kunaifi K. (2017). Assessment of Agricultural Biomass Potential to Electricity Generation in Riau Province. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* 65(1).
- Paredes-Sánchez J.P., García-Elcoro V., Rosillo-Calle F. and Xiberta-Bernat J. (2016). Assessment of Forest Bioenergy Potential in a Coal-Producing Area in Asturias (Spain) and Recommendations for Setting up a Biomass Logistic Centre (BLC). *Applied Energy* 171(2016), 133–41.
- Pereira T. C., Amaro A., Borges M., Silva R., Pina A. and Canaveira P. (2019). Portuguese National Inventory Report on Greenhouse Gases, 1990 - 2004 Submitted under the United Nations Framework Convention on Climate Change. 1–751.
- Quinta-Nova L., Fernandez P. and Pedro N. (2017). GIS-Based Suitability Model for Assessment of Forest Biomass Energy Potential in a Region of Portugal. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* 95(4).
- Roberts J.J., Cassula A.M., Prado P.O., Dias R.A. and Balestieri, J.A.P. (2014). Assessment of Dry Residual Biomass Potential for Use as Alternative Energy Source in the Party of General Pueyrredón, Argentina. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41, 568–83.
- Rocha, JT, Malico I, Gonçalves A.C. and Sousa A.M.O. (2020). Análise Do Potencial de Biomassa Residual No Algarve, Portugal, Baseada Em SIG. *Ciência da Madeira (Brazilian Journal of Wood Science)* 11(1), 42–52.



Sajjakulnukit B., Rungrawee Y., Maneekhao V., Pongnarintasut V., Bhattacharya, S.C. and Salam P.A. (2005). Assessment of Sustainable Energy Potential of Non-Plantation Biomass Resources in Thailand. *Biomass and Bioenergy* 29(3), 214–24.

Tańczuk M., Junga R., Kolasa-Więcek A. and Niemiec P. (2019). Assessment of the Energy Potential of Chicken Manure in Poland. *Energies* 12(7).

Viana H., Cohen W., Lopes D. and Aranha J. (2010). Assessment of Forest Biomass for Use as Energy. GIS-Based Analysis of Geographical Availability and Locations of Wood-Fired Power Plants in Portugal. *Applied Energy* 87(8), 2551–60.

Vieira A., Franco C., Marques F., Rosa F. and Monsanto M. (2006). *Avaliação Do Potencial de Biomassa Da Região Do Algarve*. pp.114. INETI – Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, I.P. Departamento de Energias Renováveis, Lisboa.



**FIXAÇÃO BIOLÓGICA DE CO, CO<sub>2</sub> E H<sub>2</sub>:  
FERMENTAÇÃO DE GÁS DE SÍNTESE COM PRODUÇÃO DE ÁCIDOS ORGÂNICOS DE CADEIA  
CURTA**

**Pacheco M., Ortigueira J., Gírio F., Moura P.**

\* Unidade de Bioenergia e Biorrefinarias, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Estrada do Paço do Lumiar  
22, 1649-038 Lisboa, Portugal, [patricia.moura@lneg.pt](mailto:patricia.moura@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.4084>

RESUMO

Os perfis de assimilação de monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e hidrogénio (H<sub>2</sub>) de gás de síntese (singás) por *Butyribacterium methylotrophicum* foram caracterizados e foram determinadas as percentagens de fixação de carbono. Testaram-se duas formulações diferentes de singás, duas condições de pH para a cultura do microorganismo e o efeito da suplementação do meio com acetato de sódio (NaAc). Foi observada uma assimilação mais rápida do CO por *B. methylotrophicum* acompanhada por crescimento celular. A assimilação de CO<sub>2</sub> foi limitada pela disponibilidade de H<sub>2</sub>. O microorganismo produziu maioritariamente ácido acético, mas a razão butirato/acetato aumentou significativamente após suplementação do meio de cultura com NaAc. O valor mais elevado de fixação de carbono do singás por *B. methylotrophicum* foi de 87 % (mol/mol). Este trabalho veio demonstrar o potencial da fermentação de singás para a fixação biológica de carbono na forma de ácidos orgânicos como possíveis precursores de combustíveis avançados, por ex. ácido butírico para esterificação a butil-burirato.

PALAVRAS-CHAVE: Gás de síntese, Bactérias acetogénicas, Ácido butírico

ABSTRACT

The assimilation profiles of carbon monoxide (CO), carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) and hydrogen (H<sub>2</sub>) of synthesis gas (syngas) by *Butyribacterium methylotrophicum* were characterized and the percentages of carbon fixation were determined. Two different syngas formulations, two pH conditions for the culture of the microorganism and the effect of supplementing the medium with sodium acetate (NaAc) were tested. A faster assimilation of CO by *B. methylotrophicum* was observed, accompanied by cell growth. The assimilation of CO<sub>2</sub> was limited by the availability of H<sub>2</sub>. The microorganism produced mostly acetic acid, but the butyrate/acetate ratio increased significantly with the supplementation of the culture medium with NaAc. The highest value of carbon fixation from syngas by *B. methylotrophicum* was 87 % (mol/mol). This work demonstrated the potential of syngas fermentation for the biological carbon fixation in the form of organic acids as possible precursors of advanced fuels, as for example butyric acid for esterification to butyl-butyrate.

KEYWORDS: Synthesis gas, Acetogenic bacteria, Butyric acid

INTRODUÇÃO

A gasificação de biomassa é um processo termoquímico amplamente estudado e já implementado em larga escala, capaz de transformar o carbono presente em fluxos de resíduos recalcitrantes em energia (De Tissera *et al.*, 2017). Baseia-se na combustão parcial da matéria-prima, resultando na geração de energia, uma mistura de gases combustíveis (gás de síntese ou singás) e alcatrão. A gasificação permite alta flexibilidade da matéria-prima, uma vez que admite praticamente qualquer tipo de biomassa, como por exemplo as lenhinas técnicas que são obtidas como subproduto da produção de etanol celulósico (Liakakou *et al.*, 2019). O singás resultante da gasificação é maioritariamente composto por monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), hidrogénio (H<sub>2</sub>) e metano (CH<sub>4</sub>), e quantidades menores de hidrocarbonetos gasosos superiores (C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>), compostos de azoto e compostos de enxofre (Pinto *et al.*, 2015). Alguns microrganismos anaeróbios, conhecidos como acetogénicos, podem ser utilizados como biocatalisadores para a conversão microbiana de singás em álcoois e ácidos orgânicos de cadeia curta. Estes microrganismos dispõem das vias metabólicas necessárias para realizar uma fermentação carboxidotrófica na ausência de luz e oxigénio, sob condições de pressão e temperatura próximas das condições ambientais.

A fermentação microbiana de singás consiste na fixação biológica de CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> por bactérias acetogénicas autotróficas, como por exemplo *Acetobacterium woodii*, *Butyribacterium methylotrophicum*, *Clostridium carboxidivorans*, *Clostridium ljungdahlii*, *Eubacterium limosum* e *Moorella thermoacetica* (Dürre, 2016; Liu et al., 2014). As bactérias acetogénicas usam a via de Wood-Ljungdahl (WL) para incorporar duas moléculas de CO ou CO<sub>2</sub> (+H<sub>2</sub>) numa molécula de acetil-CoA (Figura 1). O acetil-CoA pode ser usado para a síntese de carbono celular ou pode servir como intermediário para a produção de compostos C<sub>2</sub> e C<sub>4</sub> que servem de precursores a compostos químicos plataforma e biocombustíveis. Até à data foi demonstrada a produção em grande escala de compostos como ácido acético, etanol e 2,3-butanodiol por bactérias acetogénicas mesofílicas, a partir de singás. Esta capacidade de síntese a partir do carbono gasoso, aliada ao facto de os microrganismos acetogénicos conseguirem resistir a algumas das impurezas contidas no singás, fazem deles uma alternativa interessante a processos catalíticos convencionais de conversão de gás em líquidos (GTL).

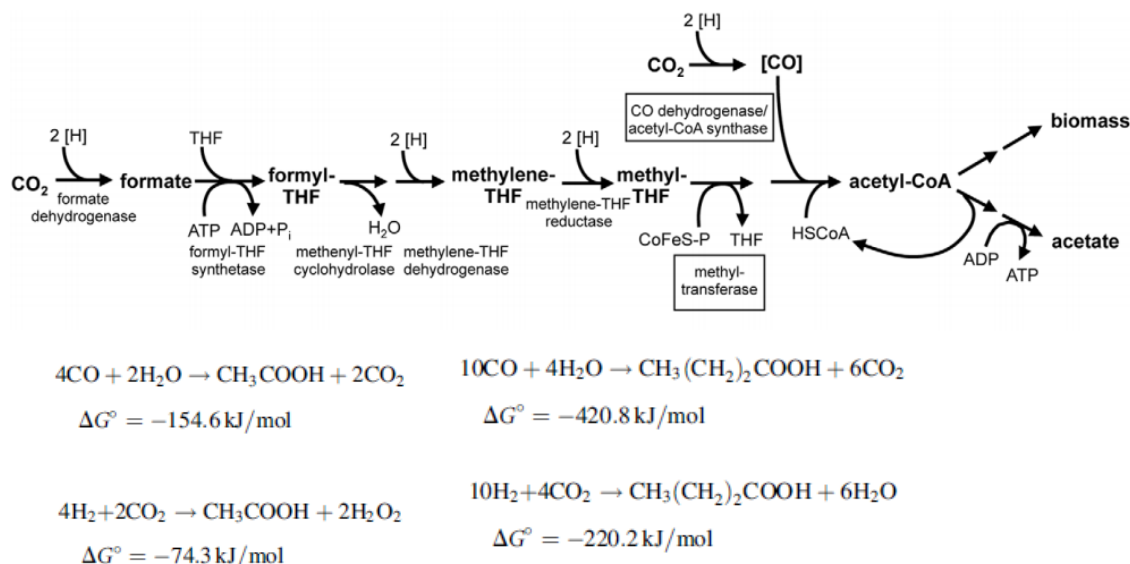


Figura 1. Via de Wood-Ljungdahl (WL): via metabólica para a conversão de CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> em acetil-CoA e estequiometria da produção de ácido acético e butírico (Poehlein *et al.*, 2012)

Com vista a caracterizar a eficiência da conversão microbiana de singás em ácido acético e butírico, foram estudados os perfis de assimilação de CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> pela bactéria *B. methylotrophicum*. Para o efeito foram utilizadas duas misturas sintéticas de singás, em que uma das composições simulou o singás real produzido a partir da gasificação de lenhina técnica. Foram comparadas três condições de cultura microbiana, a diferentes valores de pH e com ou sem suplementação do meio de cultura com acetato de sódio (NaAc), para determinação das respectivas eficiências de fixação de carbono e do rendimento na produção de ácidos orgânicos de cadeia curta.

## Materiais e métodos

### Misturas de Singás

Neste trabalho foram utilizadas duas misturas sintéticas de singás, designadas por *Syngas I* e *Syngas II*, cuja composição é apresentada na Tabela 1. A composição de *Syngas II* foi concebida de modo a mimetizar a concentração dos 4 componentes gasosos principais da mistura de singás real obtida a partir da gasificação de lenhina técnica. As misturas gasosas sintéticas foram adquiridas à Air Liquide Portugal.

### Estirpe Microbiana, Meio de Cultura e Adaptação a Singás

O microrganismo acetogénico utilizado neste estudo foi *Butyribacterium methylotrophicum* DSM 3468, adquirido à Coleção Alemã de Microrganismos e Culturas Celulares (DSMZ, Braunschweig, Alemanha). *B. methylotrophicum* foi cultivado em meio mínimo Syn 1 (adaptado de Oswald *et al.* 2016) composto por 20 g/L de ácido 2-(N-morfolino) etanossulfónico (MES), 2,5 g/L NH<sub>4</sub>Cl, 2 g/L NaCl, 0,25 g/L KCl, 0,25 g/L KH<sub>2</sub>PO<sub>4</sub>, 0,5 g/L MgSO<sub>4</sub>·H<sub>2</sub>O, 0,1 g/L

$\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , 10 mL/L de solução de oligoelementos e de solução de vitaminas, 0,001 g/L resazurina e 0,56 g/L cisteína-HCl·H<sub>2</sub>O. O meio Syn 1 continha uma concentração residual de 2 g/L de extrato de levedura para minimizar a influência de fontes de carbono que não as presentes na própria composição do singás, e foi opcionalmente suplementado com NaAc a 50 mmol/L.

A adaptação de *B. methylotrophicum* a singás decorreu ao longo de três gerações, após um crescimento inicial em meio suplementado com glucose. A adaptação foi concretizada por meio de transferências sequenciais, em meio Syn 1 com *Syngas I* ou *Syngas II* como fonte de carbono e energia, com incubação a 37 °C e agitação a 150 rpm. Ao ser atingido um valor de densidade óptica de  $\text{Abs}_{600\text{nm}}$  de 0,5, a cultura respectiva foi repicada para meio de cultura fresco com atmosfera de singás, até se obter um tempo de replicação constante de 48h (Figura 2).

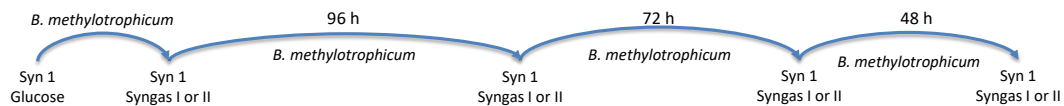


Figura 2. Representação esquemática das transferências sequenciais necessárias para a adaptação de *B. methylotrophicum* ao crescimento em singás

#### Testes de Assimilação de CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>

A assimilação de CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> por *B. methylotrophicum* foi testada em 4 condições de cultura: (i) *Syngas I* a pH 7,0, (ii) *Syngas I* a pH 6,0, (iii) *Syngas I* a pH 6,0 com suplementação de NaAc e (iv) *Syngas II* a pH 6,0 com suplementação de NaAc. Foram preparados 18 a 27 frascos independentes para cada condição a testar, referentes aos triplicados dos respectivos tempos de amostragem (t = 0, 24, 42, 48, 60, 72, 84, 96, 120 h).

Ao fim de cada tempo de amostragem, duas das três réplicas com cultura microbiana foram utilizadas para a caracterização da mistura gasosa no *headspace* do frasco de cultura por cromatografia gasosa (GC) num Agilent/HP 6890 equipado com uma válvula de amostragem, duas colunas de enchimento (Molecular Sieve 5A, Porapak Q), um detector de condutividade térmica (TCD) e um detector de chama ionizante (FID) montados em série. Cada amostra gasosa foi aquecida a 40 °C durante 17 min, seguida de uma rampa de aquecimento a 15 °C/min até 185 °C durante 43 min. Foi utilizado argon como gás de arraste a um fluxo constante de 18,5 mL/min. A análise quantitativa de CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> foi efectuada por comparação com padrões externos. Após a análise por GC, os frascos foram abertos para determinação do valor de pH e leitura da densidade óptica. A quantificação dos produtos de fermentação (ácidos acético e butírico) foi efectuada por cromatografia líquida de alta eficiência (HPLC), com uma coluna Aminex HPX 87-H (Bio-Rad Laboratories) a 35 °C, com um fluxo de 0,4 mL/min de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> a 0,5 mM. A detecção dos compostos foi efectuada num detector diferencial de índice de refração, e a quantificação de acetato e butirato foi realizada por comparação das áreas e tempos de retenção com padrões externos.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

Composição das Misturas de Singás

A primeira composição de singás seleccionada para o presente trabalho, denominada *Syngas I*, foi adaptada de Oswald et al. (2016), para testar a conversão acetogénica usando uma razão de H<sub>2</sub>:CO igual a 1,0 (Tabela 1). Todos os ensaios iniciais para estabelecer os padrões de assimilação de CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> por *B. methylotrophicum* e caracterizar a produção dos ácidos acético e butírico foram realizados com *Syngas I*.

No seguimento do trabalho de investigação, a composição volumétrica de CO, H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> na mistura sintética de singás foi planeada de modo a que a razão H<sub>2</sub>:CO reproduzisse o valor do singás real produzido a partir da gasificação de lenhina técnica na instalação termoquímica do LNEG. Foi estabelecido um compromisso entre os objectivos de fermentação e de gasificação: por um lado seria visada a maior concentração possível de CO no singás devido à importância crucial deste para o metabolismo fermentativo de *B. methylotrophicum*; por outro lado, a maximização do CO teria que ser ajustada a uma boa operabilidade do gasificador de leito fluidizado borbulhante (BFB), para evitar ou minimizar a ocorrência de deposições dentro do gasificador.

O melhor compromisso foi obtido com a gasificação da lignina a 750 °C, tendo-se obtido um singás real com uma razão H<sub>2</sub>:CO de 0,7 (Tabela 1). Esta composição foi seleccionada como modelo para a aquisição da mistura sintética *Syngas II* a testar no presente trabalho.

Tabela 1. Composições sintéticas das misturas de CO, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> e N<sub>2</sub> utilizadas e do singás obtido a partir da gasificação de lenhina técnica. Os valores de concentração dos gases são apresentados em percentagem volumétrica (% vol.) em condições normais de pressão e temperatura (PTN)

	CO	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	H <sub>2</sub> :CO
Oswald <i>et al.</i> 2016	32,5	16	32,5	19	-	-	1,0
<i>Syngas I</i>	30	20	30	20	-	-	1,0
Singás de lenhina <sup>†</sup>	26	19	18	21	12	4	0,7
<i>Syngas II</i>	26	19	18	37	-	-	0,7

Estirpe Microbiana e Adaptação a Singás

A Tabela 2 apresenta as taxas específicas de crescimento máximas e as concentrações de acetato e butirato registadas na primeira e na quarta transferência em série de *B. methylotrophicum* sob atmosfera de *Syngas II*. A 1<sup>a</sup> transferência em série referiu-se à passagem microbiana do meio Syn 1 suplementado com glucose para Syn 1 com *Syngas II*. A 4<sup>a</sup> transferência em série foi alcançada após 3 transferências sucessivas da cultura de *B. methylotrophicum* em gás de síntese como fonte de carbono e energia.

Tabela 2. Taxas de crescimento e produção de ácido butírico e acético por *B. methylotrophicum* antes e após a adaptação a *Syngas II*

	1 <sup>a</sup> transferência sequencial	4 <sup>a</sup> transferência sequencial
Taxa específica de crescimento máxima (h <sup>-1</sup> )	0,01	0,03
Acetato (mmol/L <sub>meio</sub> )	5,4 ± 0,01	21,9 ± 0,04
Butirato (mmol/L <sub>meio</sub> )	n.d.	0,3 ± 0,0

n.d., não detectado

O tempo de incubação necessário para atingir um valor de Abs<sub>600nm</sub> igual ou superior a 0,5 em singás foi progressivamente reduzido de 96 h para 72 h, e para 48 h. Após a quarta transferência em série, a taxa máxima de crescimento no singás aumentou aproximadamente 3 vezes, a produção de ácido acético aumentou significativamente e tornou-se possível a detecção de butirato no meio de cultura.

Por conseguinte, a adaptação ao singás em 3 etapas foi considerada útil para melhorar o desempenho da fermentação de singás por *B. methylotrophicum*, e a estirpe adaptada foi mantida em meio Syn 1 sob atmosfera de singás, com renovação a cada 72 horas.

Assimilação de CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>

Os perfis de assimilação de CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> foram analisados e relacionados com o crescimento celular de *B. methylotrophicum* e a produção dos ácidos acético e butírico. A fixação do carbono de *Syngas I* a pH 7,0 ocorreu em três etapas distintas (Figura 3). A primeira etapa foi caracterizada pelo consumo total de CO até às 48 h de incubação, com uma taxa de assimilação específica pela bactéria acetogénica de 11,1 mmol/L<sub>headspace</sub>·g peso celular seco. A segunda etapa prosseguiu entre as 48 e 84 h, até ao desaparecimento de H<sub>2</sub> no *headspace* da cultura. Neste período de tempo houve assimilação e produção simultânea de CO<sub>2</sub> por *B. methylotrophicum*, que resultou num balanço negativo (assimilação) de apenas 1,3 mmol/L<sub>headspace</sub>. Na terceira etapa, a partir das 84 h de incubação, apenas foi detectado CO<sub>2</sub> no *headspace* da cultura e a assimilação deste componente de *Syngas I* foi de 2,5 mmol/L<sub>headspace</sub>. Globalmente, a pH 7,0, a percentagem de fixação de carbono de *Syngas I* por *B. methylotrophicum* atingiu 61 % (mol/mol), com produção de biomassa celular, ácido acético e ácido butírico (Tabela 3). A produção de ácido acético ocorreu em simultâneo com o aumento da densidade celular, enquanto a detecção de butirato apenas foi possível após 72 h de incubação (Figura 4), quando se verificou também um claro abrandamento do crescimento celular.

Nos testes de fermentação a pH 6,0, o CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> de *Syngas I* foram assimilados em simultâneo por *B. methylotrophicum*. O consumo completo de CO e H<sub>2</sub> foi observado, respectivamente, após 48 h e 72 h de incubação (Figura 3). O balanço entre a produção e assimilação de CO<sub>2</sub> no meio de cultura culminou num decréscimo total de 4,8 mmol/L<sub>headspace</sub> e 5,6 mmol/L<sub>headspace</sub>, respectivamente com e sem suplementação do meio com NaAc. A pH 6,0 com NaAc, a biomassa celular e os ácidos acético e butírico foram produzidos em simultâneo, sem fase de latência, à custa da fixação de 86 % (mol/mol) do carbono fornecido.

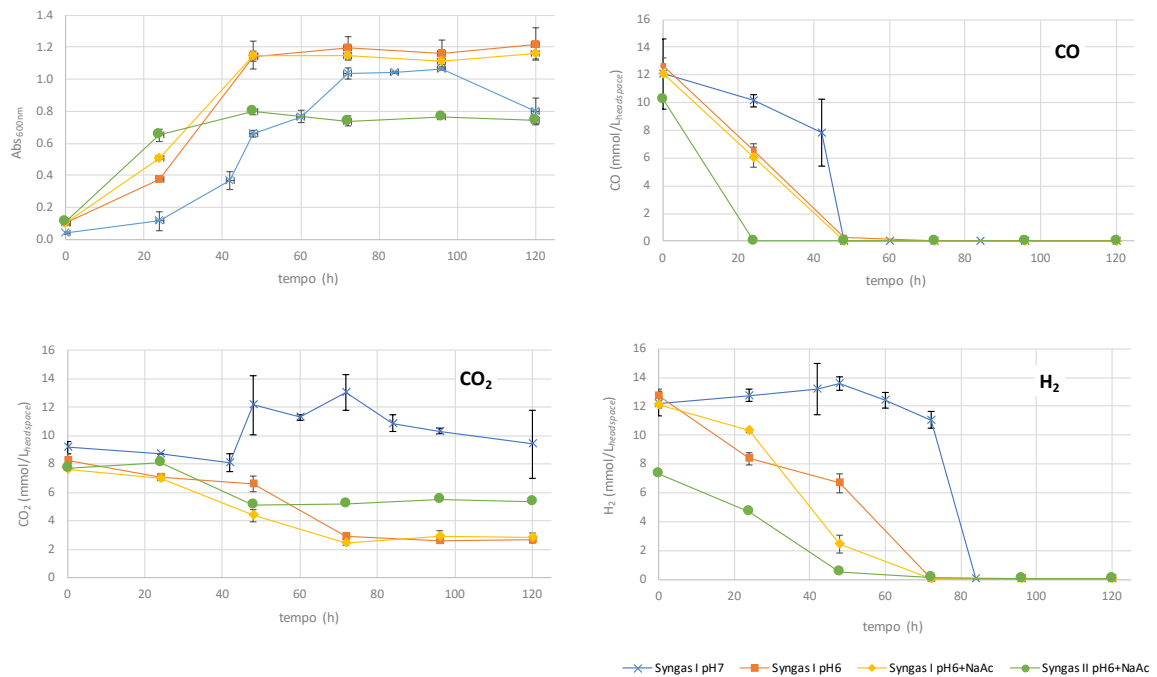


Figura 3. Comparação da densidade celular e perfis de assimilação de CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> por *B. methylotrophicum* a pH 6,0 e 7,0, com ou sem suplementação de meio de cultura com NaAc, e com *Syngas I* ou *Syngas II*

A assimilação quase simultânea de CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> foi também observada na fermentação de *Syngas II* a pH 6,0 com NaAc, tendo o CO sido totalmente consumido até às 24 h e o H<sub>2</sub> praticamente até às 48 h de incubação. O balanço entre a produção e a assimilação de CO<sub>2</sub> resultou num decréscimo total de 2,4 mmol/L<sub>headspace</sub>. O aumento da concentração de acetato e butirato no meio acompanhou o crescimento microbiano e a assimilação dos gases até às 48 h, com uma produção máxima de 11,9 mmol/L<sub>meio</sub> e 3,0 mmol/L<sub>meio</sub>, respectivamente, que resultou numa fixação de carbono de 70 % (mol/mol) (Tabela 3).

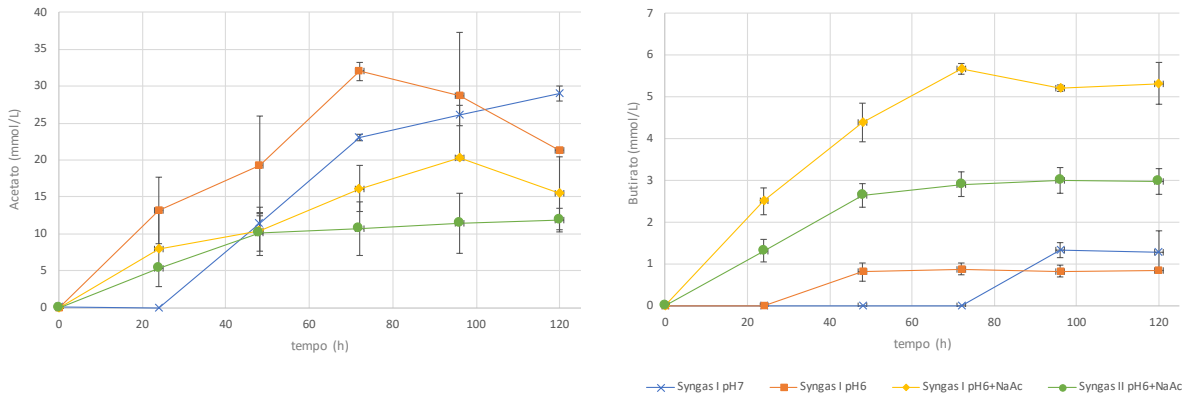


Figura 4. Produção de ácido acético e ácido butírico por *B. methylotrophicum* a pH 6,0 e 7,0, com ou sem suplementação de meio de cultura com NaAc, e na presença de *Syngas I* ou *Syngas II*

Tabela 3. Percentagens de fixação de carbono e produção de ácido acético e ácido butírico a partir de *Syngas I* ou *Syngas II*, em diferentes condições de cultura de *B. methylotrophicum*

	<i>Syngas I</i> (H <sub>2</sub> :CO = 1)		<i>Syngas II</i> (H <sub>2</sub> :CO = 0,7)	
	pH 7,0	pH 6,0	pH 6,0+NaAc	pH 6,0+NaAc
Fixação de carbono (% mol/mol)	61	87	86	70
Acetato (mmol/L <sub>meio</sub> )	29,0 ± 1,0	32,0 ± 1,2	20,3 ± 0,3	11,9 ± 1,6
Butirato (mmol/L <sub>meio</sub> )	1,3 ± 0,5	0,9 ± 0,1	5,7 ± 0,1	3,0 ± 0,3
Razão butirato/acetato	0,04	0,03	0,28	0,25

Analisando os perfis de assimilação dos gases por *B. methylotrophicum* foi possível observar que a pH 7,0 existiu um faseamento que não foi observável nas condições testadas a pH 6,0. Enquanto na cultura a pH 7,0 foram observados três patamares de assimilação distintos para cada um dos compostos do singás - primeiro a total assimilação do CO<sub>2</sub>, seguida de uma assimilação mais lenta de H<sub>2</sub> até à exaustão, e finalmente apenas a presença de CO<sub>2</sub> no *headspace* da cultura com manutenção da actividade metabólica de *B. methylotrophicum* - a pH 6,0 ocorreu uma assimilação quase simultânea entre CO e CO<sub>2</sub>+H<sub>2</sub>. No entanto, mesmo a pH 6,0, foi possível reconhecer que o componente CO das misturas de singás testadas foi preferencialmente assimilado por *B. methylotrophicum* em todos os casos. Isto deveu-se à fácil assimilação do CO pela via de WL, sendo directamente convertido em acetyl-CoA e, subsequentemente, em acetato e biomassa celular (Figura 1).

A assimilação de CO<sub>2</sub> por *B. methylotrophicum* esteve dependente da disponibilidade de H<sub>2</sub> no *headspace* da cultura. Uma vez que o H<sub>2</sub> foi totalmente esgotado pelo microrganismo em todas as condições testadas antes do desaparecimento completo do CO<sub>2</sub> do *headspace* das culturas, comprovou-se que existiria a necessidade de suplementar as misturas de *Syngas I* e *Syngas II* com H<sub>2</sub> para que pudesse ocorrer a fixação total do carbono do singás. Desta forma, no caso de *Syngas I* a pH 7,0 seria necessária uma suplementação de H<sub>2</sub> de 28,7 mmol/L<sub>headspace</sub>. Esta suplementação teria que ser efectuada ao longo da terceira fase de crescimento, após o esgotamento do H<sub>2</sub> inicialmente presente. Na fermentação com *Syngas II* a pH 6,0 + NaAc seria necessário adicionar 14,8 mmol/L<sub>headspace</sub> de H<sub>2</sub>, enquanto no caso de *Syngas I* a pH 6,0 com e sem suplementação de NaAc seria necessária, respectivamente, a adição de 6,6 e 6,3 mmol/L<sub>headspace</sub> de H<sub>2</sub>.

Neste trabalho foi também avaliado o efeito da suplementação do meio de cultura de *B. methylotrophicum* com NaAc. A pH 7,0, sem suplementação de NaAc, a produção de ácido butírico só ocorreu na fase estacionária de crescimento microbiano e após a concentração de acetato no meio ter atingido 23,1 mmol/L<sub>meio</sub> (Figuras 3 e 4). A pH 6,0, com a suplementação do meio com NaAc, foi possível a detecção de butirato logo desde o início do período de incubação, tanto nas fermentações com *Syngas I*, como com *Syngas II*. A conjugação de um valor de pH baixo com uma concentração elevada de acetato no meio de cultura está descrita como sendo um estímulo para a produção de ácido



butírico (Park et al., 2017). Os microrganismos acetogénicos têm a capacidade de desviar o seu metabolismo para a produção de ácido butírico, como proteção contra os efeitos tóxicos do ácido acético e da diminuição de pH associada à sua produção. O favorecimento desta via metabólica no caso da suplementação do meio com NaAc está bem expresso na Figura 4, onde se pode ver que a concentração de butirato ascendeu a 5,7 e 3,0 mmol/L com *Syngas I* e *Syngas II*, respectivamente, provocando um claro aumento da razão entre o ácido butírico e acético produzidos por *B. methylotrophicum* (Tabela 3).

## CONCLUSÕES

Foi possível adaptar o microrganismo *B. methylotrophicum* a singás como fonte de carbono e energia, reduzindo em 2,9 vezes o tempo de duplicação celular e com produção de ácido acético e ácido butírico. Verificou-se que o CO foi o composto das misturas de singás a ser primeiramente assimilado pelo microrganismo em todos os casos estudados, até às 24 ou 48 h de incubação. A concentração de CO<sub>2</sub> no *headspace* da cultura resultou de um balanço entre a sua assimilação e produção por *B. methylotrophicum*, sendo que a assimilação de CO<sub>2</sub> esteve limitada pela disponibilidade de H<sub>2</sub>. Os valores mais elevados de fixação de carbono de 86 e 87 % (mol/mol) foram obtidos com a cultura do microrganismo acetogénico na presença de *Syngas I* (30 % vol. CO, 20 % vol. CO<sub>2</sub>, 30 % vol. H<sub>2</sub>, 20 % vol. N<sub>2</sub>), a pH 6,0, respectivamente com e sem suplementação de NaAc, e com produção de 32,9 e 25,9 mmol/L<sub>meio</sub> de acetato + butirato.

## AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi apoiado pelo projeto BRISK 2, que recebeu financiamento do programa de pesquisa e inovação Horizon 2020 da União Europeia ao abrigo do acordo de subvenção nº 731101. O trabalho foi desenvolvido no âmbito do programa Horizonte 2020, União Europeia, sob o contrato nº 731263 (AMBITION), com apoio da Infraestrutura de Investigação para a Biomassa e a Bioenergia (BBRI - Biomass and Bioenergy Research Infrastructure) - LISBOA-01-0145-FEDER-022059, financiada pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) através do Programa Operacional para a Competitividade e Internacionalização (PORTUGAL2020), do Programa Operacional Regional Lisboa Portugal (Lisboa 2020) e do Programa Operacional Regional Norte Portugal (Norte 2020) sob o acordo de parceria Portugal 2020.

## REFERÊNCIAS

- De Tissera S., Kopke M., Simpson S.D., Humphreys C., Minton N.P., and Dürre P. (2017) Syngas biorefinery and syngas utilization. *In Advances in Biochemical Engineering/Biotechnology*, Wagemann K. and Tippkötter N. (eds.), Vol. 166. Springer, Cham.
- Dürre P. (2016). Butanol formation from gaseous substrates. *FEMS Microbiol. Lett.*, 363, 1-7
- Liakakou E.T., Vreugdenhil B.J., Cerone N., Zimbardi F., Pinto F., André R., Marques P., Mata R., Gírio F. (2019) Gasification of lignin-rich residues for the production of biofuels via syngas fermentation: Comparison of gasification technologies. *Fuel*, 251, 580-592.
- Liu K., Atiyeh H.K., Stevenson B.S., Tanner R.S., and Wilkins M.R. (2014). Continuous syngas fermentation for the production of ethanol, n-propanol and n-butanol. *Bioresour. Technol.*, 151, 69-77.
- Oswald F., Dorsam S., Veith N., Zwick M., Neumann A., Ochsenreither K., and Syldatk C. (2016). Sequential mixed cultures: From syngas to malic acid. *Front. Microbiol.* 7, 891.
- Pinto F., André R., Carolino C., Miranda M., Abelha P., Direito D., Dohrup J., Sørensen H.R., Gírio F. (2015) Effects of experimental conditions and of addition of natural minerals on syngas production from lignin by oxy-gasification: Comparison of bench- and pilot scale gasification. *Fuel*, 140, 62-72.
- Park S., Yasin M., Jeong J., Cha M., Kang H., Jang N., et al. (2017). Acetate-assisted increase of butyrate production by *Eubacterium limosum* KIST612 during carbon monoxide fermentation. *Bioresour. Technol.*, 245, 560-566.
- Poehlein A., Schmidt S., Kaster A.K., Goenrich M., Vollmers, J., et al. (2012). An ancient pathway combining carbon dioxide fixation with the generation and utilization of a sodium ion gradient for ATP synthesis. *PLoS ONE*, 7, e33439.



**BIOREF – LABORATÓRIO COLABORATIVO PARA AS BIORREFINARIAS****Bernardo J., Gírio F., Rocha I., Coelho N., Noreira N., Barradas G., Pascoal-Neto C., Brito P.\***

\* Associação BIOREF – Laboratório Colaborativo para as Biorrefinarias, Rua da Amieira, apartado 1089, 4466-901 S. Mamede Infesta, Portugal, [geral@bioref-colab.pt](mailto:geral@bioref-colab.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.4085>

**RESUMO**

A investigação multidisciplinar, o desenvolvimento e a inovação são pilares fundamentais para alterar o verdadeiro paradigma da economia baseada em recursos fósseis, de modo a conceber e implementar novas economias e mercados orientados para a utilização sustentável da biomassa. De modo a contribuir para uma economia de (muito) baixo carbono e gerar novas cadeias de valor através da utilização sustentável de diferentes tipos de biomassa e biorresíduos, criação de empregos e impulsionar a bioeconomia baseada em recursos sustentáveis como alternativa aos recursos fósseis, foi criado o Laboratório Colaborativo (CoLAB) BIOREF. O BIOREF é uma entidade orientada para o mercado, concentrando as suas atividades no desenvolvimento, exploração, transferência e/ou venda de direitos de Propriedade Intelectual de novas tecnologias, produtos e serviços. O impacto a curto e longo prazo na economia nacional e na criação de empregos será alcançado pela excelência científica que opera num ambiente inspirador e inovador de I&D&I. Isto é feito, através da criação de novas ligações com as partes interessadas nacionais e europeias para identificar os desafios e necessidades para a implantação de biorrefinarias sustentáveis (económicas, ambientais e sociais) rumo a uma economia com baixo teor de carbono.

**PALAVRAS-CHAVE:** Biomassa, Bioenergia, Bioprodutos, Biorrefinaria, Bioeconomia, CoLAB, Biocombustíveis, Infraestruturas

**ABSTRACT**

Multidisciplinary research, development and innovation are required to change the actual fossil-based economy paradigm, to design and implement new economies and markets, oriented for the sustainable use of biomass. In order to contribute to a (very) low carbon economy and generate new value chains through the sustainable use of different types of biomass and biowaste, create jobs and boost the sustainable resource-based bioeconomy as an alternative to fossil resources, the Collaborative Laboratory (CoLAB)- BIOREF was created. BIOREF is a market-oriented entity concentrating its activities on the development, exploitation, transfer, and/or selling rights of Intellectual Property of novel technologies, products and services. It will be done in a strong collaboration with BIOREF associates but oriented also on the national and international industrial biomass sector. Short- and long-term impact on national economy and jobs creation will be achieved by the scientific excellence operating in inspiring, innovative R&D&I environment. It will be done, by creating new and enforcing the existing links with national and European stakeholders to identify the challenges and needs for the deployment of sustainable (economic, environmental and social) biorefineries towards to a low-carbon economy.

**KEYWORDS:** Biomass, Bio-based products, Bioenergy, Biorefinery, Bioeconomy, Biofuels, CoLAB, Infrastructures

**INTRODUÇÃO**

A Associação BIOREF – Laboratório Colaborativo para as Biorrefinarias foi constituída com o objetivo de apoiar a implementação do Plano Nacional para a Promoção de Biorrefinarias – Horizonte 2020 (PNPB) e a nova estratégia Europeia para a Bioeconomia, sendo um dos impulsionadores da mudança do paradigma do desenvolvimento económico ao utilizar a biomassa como recurso renovável nas biorrefinarias, criando novas cadeias de valor e empregos qualificados. É uma associação privada sem fins lucrativos que irá aliar conhecimento altamente qualificado e inovação ao setor industrial, promovendo a bioeconomia e a bioenergia. Para o efeito, o BIOREF promoverá uma Agenda de Inovação (I&I) voltada para o mercado, usando tecnologias avançadas com menor pegada de carbono e diferentes tipos de biomassa renovável como matéria-prima para novos processos e produtos. A abordagem de biorrefinaria integrada do BIOREF é ilustrada na Figura 1.

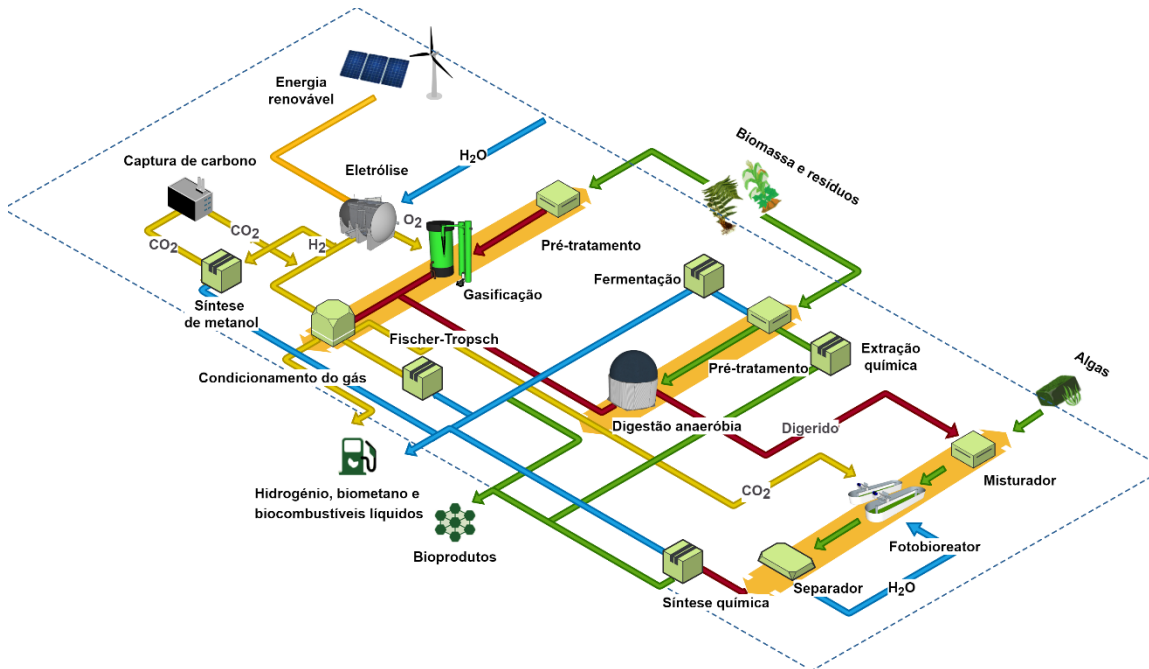


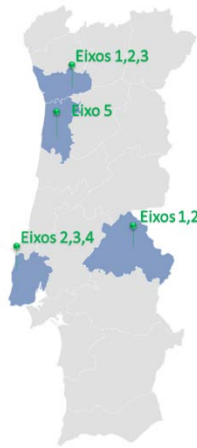
Fig. 1. Abordagem do BIOREF sobre biorrefinaria integrada.

Por consensualização entre os associados privados do CoLAB BIOREF foram definidos 5 Eixos prioritários de atividades de inovação que foram incluídos na Agenda de I&I deste CoLAB BIOREF:

1. Criar condições tecnológicas e de mercado para a produção e uso sustentável de gases renováveis (metano, hidrogénio) no sector dos transportes;
2. Criar condições tecnológicas e de mercado para o uso de tecnologias de conversão termoquímica de biomassa (ex. pirolise, liquefação hidrotérmica e gasificação) para aplicações comerciais (gases renováveis, energia, biocombustíveis líquidos);
3. Criar condições tecnológicas para a viabilidade comercial de biorrefinarias de bioproductos de valor acrescentado a partir de diferentes biomassas residuais;
4. Criar condições tecnológicas para a viabilidade comercial do uso da biomassa, em particular microalgas, em biorrefinarias de biocombustíveis líquidos, em particular aviação;
5. Desenvolvimento de metodologias de purificação e *downstream processing* para produtos industriais derivados de biomassa.

Além das atividades inerentes à Agenda de I&I, o CoLAB BIOREF participa também em consórcios e redes internacionais e apresenta-se como um prestador de serviços de "Excelência" tanto a nível nacional como internacional, na área da consultoria técnica, análise do ciclo de vida e avaliações técnicas e económicas de biorrefinarias.

O CoLAB BIOREF está dividido em 4 polos: S. Mamede de Infesta/Matosinhos (Sede), Portalegre, Aveiro e Póvoa de Santa Iria. Cada polo desenvolve as suas atividades, com base na sua experiência e nos eixos estratégicos definidos anteriormente.



- **Eixo Estratégico #1:** Gases renováveis sustentáveis;
- **Eixo Estratégico #2:** Conversão termoquímica da biomassa;
- **Eixo Estratégico #3:** Biorrefinarias de bioprodutos;
- **Eixo Estratégico #4:** Biocombustíveis líquidos avançados (incluí transportes terrestre, marítimo e de aviação);
- **Eixo Estratégico #5:** purificação e *downstream processing* para bioprodutos.

Fig. 2. Localização dos diferentes polos do CoLAB BIOREF e dos respetivos eixos de trabalho.

### MISSÃO, VISÃO E OBJECTIVOS ESTRATÉGICOS

A Missão do CoLAB BIOREF é: “Melhorar a competitividade do sector das biorrefinarias e dos produtos de base biológica, contribuindo para uma economia de muito baixo carbono, gerando novas cadeias de valor, criação de emprego e impulsionando a bioeconomia”.

Por sua vez, o CoLAB BIOREF tem como visão: "Ser uma referência internacional em Tecnologias de Biorrefinição, multiproduto e multipropósito”.

De acordo com a visão do CoLAB BIOREF, foram definidos os seguintes objetivos estratégicos gerais para os próximos três a cinco anos:

- Promoção da inovação e tecnologia orientadas para o mercado: centrar-se-á no desenvolvimento de soluções altamente valiosas para implementação no mercado. Em linha com a identidade do CoLAB BIOREF, trabalharemos em estreita colaboração com a indústria, identificando as suas necessidades e apresentando soluções, especialmente a níveis elevados de TRL (4-9). Sempre que necessário, atuaremos como ponte entre parceiros industriais e instituições de investigação, assegurando que as nossas inovações e as criadas em universidades parceiras, se traduzam na criação de novos empregos, produtos comerciais, e serviços, contribuindo para o crescimento económico;
- Promover novas cadeias de valor baseadas na biomassa e tecnologias relacionadas para a descarbonização da sociedade: O CoLAB BIOREF visa promover um desenvolvimento sustentável baseado na utilização eficiente dos recursos;
- Ser reconhecida como um "ponto de venda único" para as Biorrefinarias e como um consultor de tecnologia de excelência.

Globalmente, a Investigação e Inovação no seio do CoLAB BIOREF tira partido da equipa já contratada, altamente qualificada e multidisciplinar, que é complementada por colaborações com os nossos associados, tanto a nível industrial como académico. A estratégia proposta assegura a realização dos objetivos específicos da BIOREF (Figura 3).



Fig. 3. Relação entre os eixos estratégicos do CoLAB BIOREF e objetivos específicos.

#### Ligação entre a Indústria e a Inovação

O desenvolvimento de novas tecnologias rentáveis para produzir biocombustíveis e bioprodutos e a melhoria da eficiência da conversão da biomassa são uma pedra angular para, pelo menos, os próximos 10 anos de investigação. A inovação nesta área complexa requer fortes ligações entre centros de I&D e empresas privadas profundamente

interessadas em investir nestas tecnologias avançadas desafiantes mas essenciais. Para este fim, a constituição do CoLAB BIOREF é bem equilibrada, tendo como associados nove centros de I&D nacionais (entidades do Sistema Científico e Tecnológico Nacional) e onze empresas (privadas: dez grandes empresas e PME e, uma empresa pública), todas elas interessadas em procurar novos processos e tecnologias avançadas baseadas na biomassa para investir em produtos comercializáveis.

Os associados da BIOREF dão diferentes níveis de contribuição para a associação. As contribuições refletem-se sobretudo na subcontratação de projetos ao CoLAB BIOREF e também na partilha de know-how, como se segue na Tabela 1.

Tab. 1. Parceiros de inovação do CoLAB BIOREF e respetivas áreas de especialização.

	Parceiros	Área de atuação
<b>Parceiros Industriais</b>	A4F – Algafuel, SA	Produtos derivados de Microalgas, bioprodutos
	Dourogás Renovável	Biogás, hidrogénio, Power-to-X, CCUS
	SYSADVANCE	Separação de gases, hidrogénio, Biogás, CCUS, Power-to-X
	BLC3 –Campus de Tecnologia e Inovação	Biocombustíveis, bioprodutos
	SOLVAY	Hidrogénio, CCUS
	PETROGAL	Biojetfuel, Power-to-X
	BIOTREND	Engenharia genética, tecnologias de fermentação, bioprodutos
	TAP – Air Portugal	Biojetfuel
	RAIZ – Instituto de investigação da Floresta e do Papel	Bioplásticos, bioprodutos derivados da Biomassa
	TRATOLIXO	Bioenergia, tratamento de resíduos
	SILICOLIFE	Engenharia genética, bioprodutos
<b>Parceiros Académicos/ Institutos de I&amp;D</b>	LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia	Biogás, hidrogénio, Biocombustíveis, bioprodutos, LCA
	UA – Universidade de Aveiro	Bioplásticos, bioprodutos
	FCUL – Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa	Biogás, biojetfuel, LCA
	UM – Universidade do Minho	Biogás, hidrogénio, bioetanol biologia sintética, Engenharia genética
	IST – Instituto Superior Técnico	Bioplásticos, biojetfuel, data science, Engenharia genética
	UP – Universidade do Porto	Biogás, bioprodutos, hidrogénio, tecnologias termoquímicas, CCUS, Power-to-X
	IPP – Instituto Politécnico de Portalegre	Biogás, hidrogénio, gasificação, Biocombustíveis
	UNL – Universidade Nova de Lisboa	Bioplásticos, biologia sintética, LCA
UTAD – Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro	Biogás	

O CoLAB BIOREF pretende ser uma organização de Investigação e Tecnologia com as suas principais atividades numa escala de TRL entre 4-7, inovando em soluções tecnológicas para resolver os atuais estrangulamentos das mais avançadas plataformas de conversão de biomassa. Os associados do CoLAB BIOREF efetuam I&I em TRLs mais baixos (TRL 2-5), o que cria o ambiente certo para a cooperação entre o CoLAB e os seus associados. Atingir a excelência em inovação e impacto no mercado depende desta interação estreita e dinâmica entre o CoLAB BIOREF, as Instituições de Investigação, os Clientes e as demais partes interessadas (Figura 4).



Fig. 4. CoLAB BIOREF no centro do triângulo da inovação.

## DOMÍNIOS ESTRATÉGICOS

O plano estratégico da BIOREF é assente em três domínios. Estes estão alinhados com as necessidades dos nossos clientes e parceiros de modo a que nos posicionemos como uma instituição de referência para as Biorrefinarias.

### DOMÍNIO 1 - Produção de energia

#### **Ambição do CoLAB BIOREF**

O CoLAB BIOREF ambiciona ajudar os países a nível mundial na transição energética. A UE está empenhada em transformar o seu sistema energético num sistema neutro em carbono até 2050. Para o conseguir e cobrir as necessidades da população são necessárias soluções, tecnologias e políticas inovadoras. O desafio da redução do CO<sub>2</sub> é assegurar uma fácil transição dos combustíveis fósseis para um sistema energético baseado em combustíveis renováveis, romando em direção a uma economia mais sustentável. Esta mudança tem impacto em todos os sectores e é essencial para assegurar o fornecimento de energia limpa e acessível à população. O CoLAB BIOREF está determinado a fazer deste período de transição energética um sucesso, apoiando os seus clientes e garantindo-lhes acesso aos seus recursos disponíveis, incluindo a sua rede de associados, serviços e instalações.

#### **Contribuições da BIOREF**

O CoLAB BIOREF oferece aos seus clientes um acompanhamento sustentado nesta transição energética, proporcionando-lhes apoio contínuo ao longo da cadeia do processo de inovação, desde o desenvolvimento até à implementação das tecnologias mais avançadas. De facto, embora os projetos de descarbonização sejam atualmente dispendiosos e os riscos de investimento elevados, para colmatar a lacuna entre custos e receitas, o CoLAB BIOREF pode ajudar na obtenção de apoio governamental sob a forma de financiamento público e parcerias público-privadas.

#### **Produtos e Mercados**

As atividades de inovação do CoLAB BIOREF no domínio da Produção de Energia centram-se no desenvolvimento de soluções tecnológicas e serviços para a produção de combustíveis de base renovável, visando clientes dos sectores da energia, indústria, gestão de resíduos e construção.

Os nossos conhecimentos abrangem processos e tecnologias de produção de energia, bem como a sua interação, tal como esquematicamente ilustrado na Figura 5.

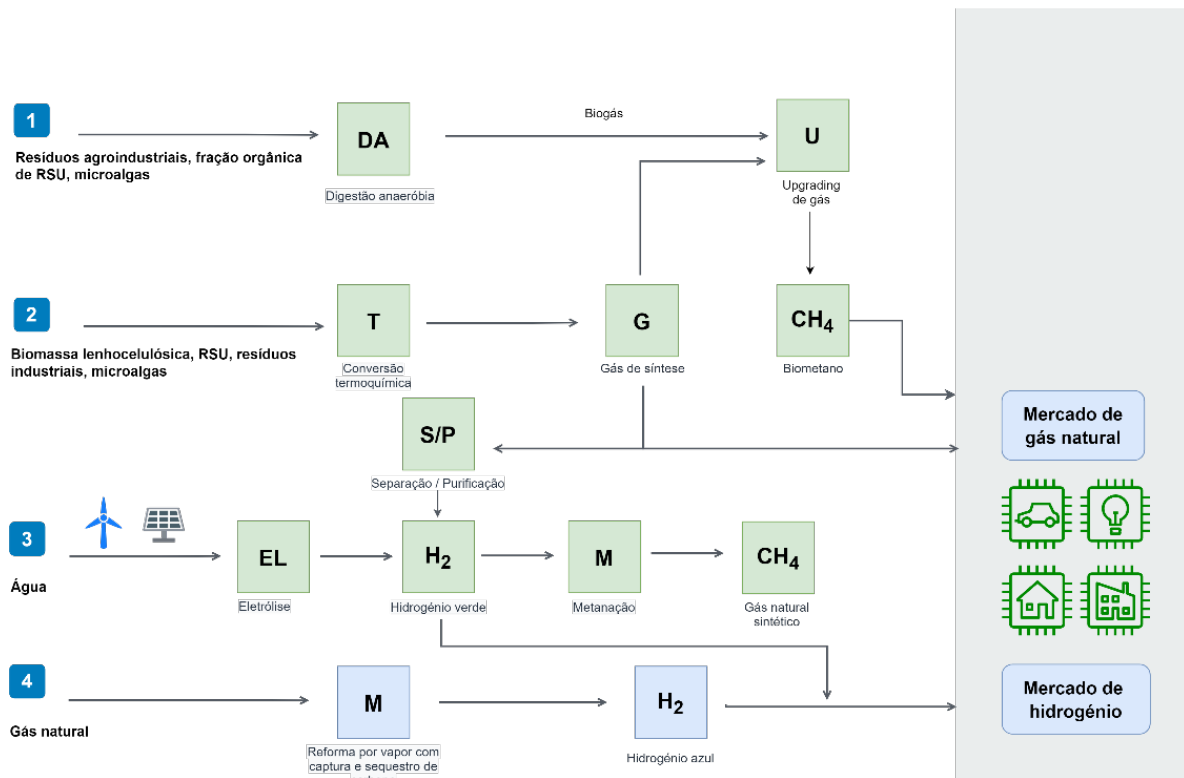


Fig. 5. Rede energética relativa aos mercados do hidrogénio e das energias renováveis de gás natural.

## DOMÍNIO 2 - Mobilidade verde

### Ambição do CoLAB BIOREF

A construção de um sistema de mobilidade eficiente e sustentável é um dos maiores desafios para os próximos anos. O CoLAB BIOREF vê a mobilidade como um todo, abrindo o caminho para o futuro a pessoas e bens, prevendo um sistema de transportes que será alimentado por eletricidade renovável e por biocombustíveis avançados. Os governos estão a planear investir vários milhares de milhões em projetos para impulsionar alternativas amigas do ambiente. O CoLAB BIOREF pretende ser um elemento essencial na criação de soluções inovadoras para promover ainda mais a mudança para uma mobilidade ambientalmente consciente e com uma menor pegada de carbono. Com as tecnologias mais avançadas, estamos dispostos a melhorar a qualidade de vida da população, transformando as cidades em espaços mais limpos, mais silenciosos e mais saudáveis. Uma Europa verde só será possível com um sistema de transportes "verde" para a acompanhar.

### Contribuições do CoLAB BIOREF

O CoLAB BIOREF irá contribuir para o desenvolvimento, implementação e industrialização de conceitos de mobilidade sustentável, tanto no mercado nacional, como internacional. A mudança tecnológica para uma mobilidade verde, juntamente com a procura de novos conceitos de mobilidade sustentável e de biocombustíveis avançados, está a prosperar em todo o mundo e a aumentar a procura em várias indústrias de diferentes setores. Como tal, o CoLAB BIOREF pode oferecer um vasto know-how em combustíveis ecológicos e uma ampla rede com os principais atores nacionais e internacionais. O CoLAB BIOREF pode desenvolver estratégias e soluções que visem a concretização de uma mobilidade sustentável em linha com as exigências do mercado, quer no que diz respeito à produção avançada de biocombustíveis, quer à integração de soluções tecnológicas de mobilidade verde com a infraestrutura energética atual.

### Produtos e Mercados

Além de fornecer soluções "à medida" para a transição para combustíveis sustentáveis e mobilidade verde, o CoLAB BIOREF pretende ser pioneiro no desenvolvimento de tecnologias e produtos tecnológicos no sector da mobilidade verde, o que inclui vários mercados com potencial de liderança:

- Hidrogénio: estudos de introdução no mercado de veículos com células de combustível; Produção e distribuição de hidrogénio renovável como solução de mobilidade a longo prazo.

- Biometano: I&I relacionados com a produção e distribuição deste gás renovável para aplicações na mobilidade, tais como veículos ligeiros, veículos pesados, transporte marítimo e transporte ferroviário.



- Biocombustíveis líquidos avançados: Desenvolvimento, aumento de escala e de mistura de biocombustíveis líquidos sustentáveis, em particular combustíveis de aviação e marítimos.  
A experiência da BIOREF inclui o desenvolvimento de tecnologias e produtos que promovem a mobilidade verde (Figura 6).

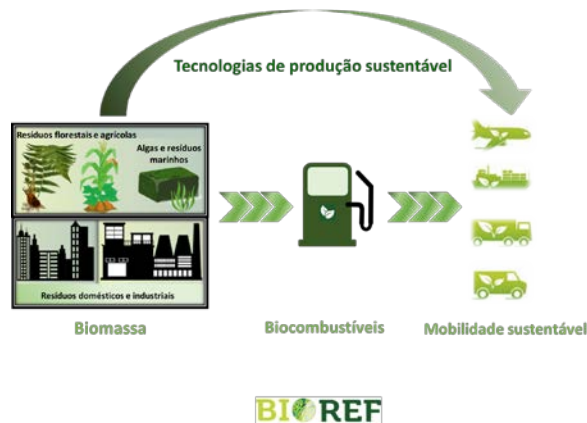


Fig. 6. Rede energética relativa aos mercados das energias renováveis

### DOMÍNIO 3 - Produtos de base biológica

#### **Ambição do CoLAB BIOREF**

A UE declarou que o sector dos produtos de base biológica são uma área prioritária com elevado potencial de crescimento futuro, de reindustrialização e de resposta aos desafios societais. O CoLAB BIOREF pretende, em primeiro lugar, avaliar o mercado, identificando onde reside o potencial de inovação, mas tendo sempre como referência os regulamentos da UE, para posteriormente os implantar no mercado internacional dentro dos próximos anos. O CoLAB BIOREF irá criar soluções tecnológicas para a introdução no mercado destes bioprodutos, obtidos principalmente através de vias biológicas. Esta abordagem significará processos mais sustentáveis - diminuindo o consumo de energia e água, evitando produção de resíduos tóxicos - em comparação com a síntese química tradicional destes produtos.

#### **Contribuições do CoLAB BIOREF**

O CoLAB BIOREF está determinado a contribuir para o desenvolvimento deste sector. Para isso, todos os sectores precisam de estar envolvidos, desde os consumidores, aos fabricantes, juntamente com o empenho dos governos regionais, nacionais e europeus. Como tal, o CoLAB BIOREF atuará como um elo entre os diferentes sectores. Além disso, como organização sem fins lucrativos, acreditamos que podemos ter um impacto sobre os consumidores, influenciando-os a considerar opções mais sustentáveis e fornecendo aos seus clientes as melhores ferramentas para melhorar o seu desempenho no sector.

#### **Produtos e Mercados**

O foco inicial será em soluções tecnológicas para a comercialização de produtos de base biológica como pigmentos, extrativos, ácidos gordos, furanos, álcoois (incluindo butanol), bioplásticos, e também outros bioprodutos que possam ser adicionados ao leque de compostos de base biológica.

Serão implementadas várias tecnologias na produção, recuperação e purificação destes produtos biológicos, entre as quais as mais importantes serão a conversão catalítica da biomassa, fermentação, extração (solvente, supercrítica), e processos cromatográficos.

Os produtos derivados da biomassa podem ser organizados em função do seu valor de mercado e das suas capacidades de volume de produção (Figura 7).

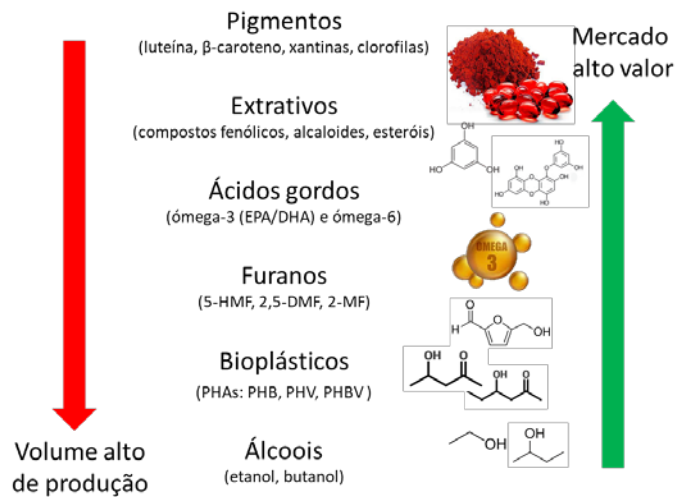


Fig. 7. O posicionamento dos produtos de base biológica em relação ao seu valor de mercado e volume de produção.

### CONCLUSÕES/COMENTÁRIOS FINAIS

Presentemente já é comum falar-se de biorrefinarias, mas este conceito ainda é percecionado como algo abstrato e longe da economia real. Mas a realidade mostra-nos que a bioeconomia europeia já é responsável por um turnover de triliões de euros e milhões de empregos em vários setores bem estabelecidos, como é o caso do setor da biomassa agrícola e o setor das indústrias de base florestal. Portugal é um país com abundantes recursos em resíduos e subprodutos de biomassa, em particular da biomassa agrícola e florestal, cuja valorização representará um contributo para a bioeconomia nacional, nomeadamente através da criação de novas fileiras industriais centradas em novas biorrefinarias. Estes *clusters* industriais são também uma oportunidade única de gerar emprego qualificado e permitem ainda substituir produtos industriais até agora produzidos a partir de matérias-primas fósseis por bioprodutos com as mesmas aplicações finais, mas obtidos a partir de uma fonte renovável.

### AGRADECIMENTOS

O CoLAB BIOREF agradece à Fundação para a Ciência e Tecnologia a atribuição do título de Laboratório Colaborativo (CoLAB) e aos Programas Operacionais Norte2020, Alentejo2020, Centro2020 e Lisboa2020 pelo financiamento para a contratação de recursos humanos altamente qualificados.

**INFRAESTRUTURA DE INVESTIGAÇÃO PARA A BIOMASSA E A BIOENERGIA  
BBRI - BIOMASS AND BIOENERGY RESEARCH INFRASTRUCTURE**

**Reis A.\*, Abreu M.\*, Pacheco M.\*, Bernardo J.\*\*, Silva R.\*\*\*, Domingues L.\*\*\*, Teixeira J.A.\*\*\*, Gírio F.\***

\* Unidade de Bioenergia e Biorrefinarias, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar 22, 1649-038 Lisboa, Portugal, [francisco.girio@lneg.pt](mailto:francisco.girio@lneg.pt)

\*\*Associação BIOREF – Laboratório Colaborativo para as Biorrefinarias,

Rua da Amieira, Apartado 1089, 4466-901 São Mamede de Infesta, Matosinhos, [joana-bernardo@bioref-colab.pt](mailto:joana-bernardo@bioref-colab.pt)

\*\*\*Centro de Engenharia Biológica, Universidade do Minho, Campus de Gualtar, 4710-057 Braga, Portugal, [jateixeira@deb.uminho.pt](mailto:jateixeira@deb.uminho.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.4086>

**RESUMO**

A BBRI é a única Infraestrutura Nacional de Investigação em Biomassa e Bioenergia, que integra o Roteiro Nacional de Infraestruturas de Investigação de Interesse Estratégico em Portugal desde 2014, sendo distribuída por dois nós. O nó de Lisboa tem por base as infraestruturas laboratoriais e piloto existentes na Unidade de Bioenergia e Biorrefinarias (UBB) do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) e o nó de Braga, as infraestruturas laboratoriais e tecnológicas do Centro de Engenharia Biológica (CEB) da Universidade do Minho (UM). As atividades científicas da BBRI estão focadas nas tecnologias de conversão de biomassa para obtenção de biocombustíveis avançados, produtos não-energéticos de base biológica e outros biomateriais, inseridas em seis sub-plataformas de investigação (sub-RIs). O trabalho da BBRI nestas 6 sub-RIs encontra-se complementarmente organizado em atividades de formação, serviços e atividades de disseminação, visando a capacitação de novos profissionais em bioenergia sustentável e contribuindo para a excelência da investigação em Portugal no domínio da Bioenergia e Bioeconomia.

**PALAVRAS-CHAVE:** Biomassa, Bioenergia, Biorrefinaria, Bioeconomia, Biocombustíveis, Infraestruturas

**ABSTRACT**

BBRI is the only National Infrastructure for Research in Biomass and Bioenergy, which is part of the National Roadmap of Research Infrastructures of Strategic Interest in Portugal since 2014, being distributed by two nodes. The Lisbon node is based on the laboratory and pilot infrastructures existing in the Bioenergy and Biorrefineries Unit of National Laboratory of Energy and Geology and the Braga node the laboratory and technological infrastructures of the Center of Biological Engineering of the University of Minho (UM). BBRI's scientific activities are focused on biomass conversion technologies to obtain advanced biofuels, bio-based non-energy products and other biomaterials, inserted in six research sub-platforms (sub-IRs). BBRI's work in these 6 sub-IRs is complementarily organized in training activities, services and dissemination activities, aiming at the training of new professionals in sustainable bioenergy and contributing to the excellence of research in Portugal in the fields of Bioenergy and Bioeconomy.

**KEYWORDS:** Biomass, Bioenergy, Biorrefinery, Bioeconomy, Biofuels, Infrastructures

**INTRODUÇÃO**

O combate às alterações climáticas requer uma abordagem integrada envolvendo, quer todos os setores económicos geradores de bens e serviços quer os cidadãos e seus comportamentos societais. A bioenergia, a bioeconomia e no geral, a aplicação dos conceitos da economia circular aos recursos utilizados na sua transformação em bens e produtos, a par da eficiência energética, são fundamentais para o sucesso das políticas de descarbonização e das metas nacionais para 2030 (PNEC) e 2050 (RNC). A utilização de biomassa como a maior fonte renovável do Planeta, para a produção de biocombustíveis limpos, combustíveis alternativos, compostos químicos renováveis e biomateriais surge como parte da solução, porém só agora começa a ser considerada em termos de políticas públicas.

É neste contexto que foi criada a BBRI como a única Infraestrutura Nacional de Investigação em Biomassa e Bioenergia, que integra o Roteiro Nacional de Infraestruturas de Investigação de Interesse Estratégico desde 2014. A BBRI é uma infraestrutura distribuída por dois nós - Lisboa e Braga. O nó de Lisboa tem por base as infraestruturas laboratoriais e piloto existentes na Unidade de Bioenergia e Biorrefinarias (UBB) do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) e o nó de Braga, as infraestruturas laboratoriais e tecnológicas do Centro de Engenharia Biológica (CEB) da Universidade do Minho (UM).

As atividades científicas da BBRI estão focadas nas tecnologias de conversão de biomassa para obtenção de biocombustíveis avançados, produtos não-energéticos de base biológica e outros biomateriais, inseridas nas seguintes sub-plataformas de investigação (sub-RIs): Açúcares (conversão bioquímica da biomassa); Microalgas;

Termoquímica (conversão química e termoquímica da biomassa); Ciências Analíticas para Biocombustíveis; Sustentabilidade em Bioenergia e Biotecnologia molecular para Combustíveis Avançados (Fig. 1.).

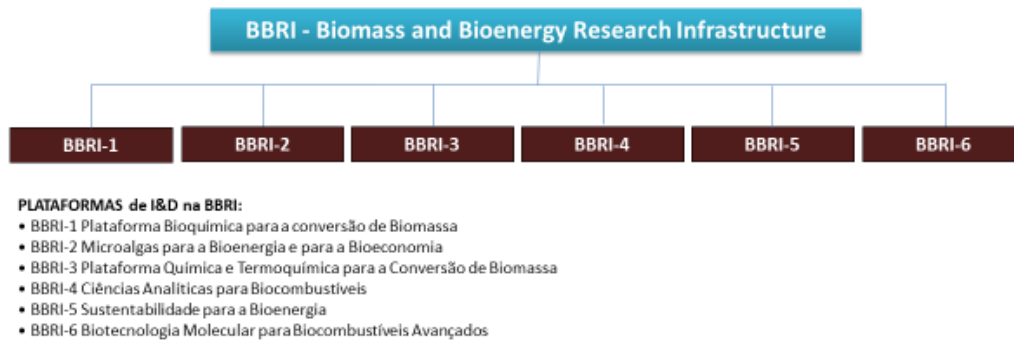


Fig. 1. Plataformas de I&D da BBRI.

O trabalho da BBRI nestas 6 sub-RIs encontra-se complementarmente organizado em atividades de formação, serviços e atividades de disseminação, visando a capacitação de novos profissionais em bioenergia sustentável e contribuindo para a excelência da investigação em Portugal no domínio da Bioenergia e Bioeconomia, estando perfeitamente alinhada com as principais cadeias de valor do Plano de Implementação da Ação #8-Bioenergia e Combustíveis renováveis para o Transporte Sustentável, do SET-Plan Europeu e com a nova estratégia europeia em Bioeconomia.

## DESCRIÇÃO DA INFRAESTRUTURA

### BBRI 1. Plataforma dos açúcares (conversão bioquímica)

A BBRI desenvolve tecnologias para a conversão bioquímica da biomassa de origem lenhocelulósica em biocombustíveis avançados, incluindo biocombustíveis rodoviários e de aviação do tipo *drop-in* (LNEG) e desenvolve bioreatores inovadores para a integração de processos (UM), bem como ferramentas computacionais para a engenharia metabólica e gestão de dados experimentais. Aproveitando a estrutura de I&D existente no LNEG e UM, a Plataforma dos açúcares distribui-se pelos seguintes Laboratórios/Instalações: Desconstrução da Biomassa (LNEG), Fábricas Celulares e Enzimas (LNEG), Laboratório de Fermentação (UM), Laboratório de Biotecnologia Molecular (UM), Laboratório de Sistemas Biológicos/Bioinformática (UM) e Piloto e *Downstream* (LNEG).

Como objetivos específicos enumeram-se os seguintes: - Desenvolvimento de tecnologias inovadoras e disruptivas para a desconstrução total da biomassa lenhocelulósica de forma eficiente em termos de custo e energia; - Construção de fábricas celulares avançadas e robustas.

### BBRI 2. Plataforma de microalgas

A BBRI 2 tem como prioridade o desenvolvimento de I&D aplicados em microalgas para a biocaptação de CO<sub>2</sub>, para a colheita de biomassa microalgal e para a produção avançada de biocombustíveis e produtos de base biológica, aproveitando as instalações existentes do Laboratório de Microalgas (LNEG), Piloto e *Downstream* (LNEG) e Laboratório de Fermentação (UM).

Como objetivos específicos enumeram-se: - Seleção e caracterização de fontes de gases de combustão industrial e de resíduos e efluentes adequados para o cultivo de microalgas para posterior depuração; - Projeto para tratamento eficiente de efluentes vários utilizando microalgas, com simultânea produção de biocombustíveis e bioprodutos; - Desenvolvimento e seleção de métodos eficientes de colheita de biomassa microalgal de baixo custo e baixo consumo energético; - Desenvolvimento de tecnologias disruptivas para extração eficiente de bioprodutos a partir de biomassa microalgal; - Implementação de projetos de biorefinarias baseados em microalgas para bioprodutos e biocombustíveis, incluindo conversões bioquímicas e/ou termoquímicas, com geração mínima de resíduos e amigos do ambiente, bem como a seleção das melhores condições operacionais; - Aquisição de dados para estudos de análise de Ciclo de Vida (*Life-Cycle Assessment- LCA*).

### BBRI 3. Plataforma Termoquímica

A BBRI 3 tem como prioridade o desenvolvimento de I & D aplicados sobre a recuperação de energia de diferentes tipos de resíduos de forma a produzir biocombustíveis avançados utilizando tecnologias de conversão termoquímica. Esta plataforma abriga o Laboratório de Gasificação e de Pirólise no nó LNEG.

Os objetivos específicos são: - Seleção das melhores condições para o funcionamento de uma instalação de pirólise de leito fluidizado à escala piloto para processar biomassa e resíduos para a produção de biocombustíveis

líquidos e/ou produtos de base biológica; - Seleção das melhores condições para a operação da instalação pressurizada para tratamento hidrotérmico de biomassa húmida e verde para a produção de biocombustíveis líquidos e/ou bioprodutos.

#### BBRI 4. Ciências Analíticas para Biocombustíveis

A prioridade é o fornecimento de suporte analítico para as cadeias de valor baseadas em biomassa quer através de conversões bioquímicas quer as termoquímicas estudadas nas plataformas BBRI 1, BBRI 2 e BBRI 3. O Laboratório de Biocombustíveis e Biomassa (LBB) da UBB, integrado na rede de laboratórios acreditados do LNEG é atualmente acreditado para combustíveis líquidos e sólidos. Nas instalações no LNEG prestam-se serviços para empresas e outras instituições do setor nomeadamente as pertencentes ao Sistema Científico e Tecnológico Nacional (SCTN) e para suporte analítico de atividades de I&D.

A lista de objetivos específicos inclui: - Prestação de serviços acreditados na análise de biomassa e biocombustíveis; desenvolvimento e apoio de atividades de I&D na análise de biomassa, materiais, biocombustíveis; formação em metodologias analíticas para biomassa, biocombustíveis, biomateriais e bioprodutos.

#### BBRI 5. Sustentabilidade da Bioenergia

A prioridade da BBRI 5 é o desenvolvimento de modelos abrangentes de ciclo de vida para diferentes cadeias de valor baseadas na biomassa, desenvolvendo, otimizando e avaliando diferentes biorrefinarias, quer de base bioenergética quer de base de bioprodutos. A avaliação do desempenho ambiental, energético e económico das cadeias de valor de biocombustíveis e bioprodutos estudadas nas Plataformas BBRI 1, BBRI 2 e BBRI 3 também merece destaque.

Como objetivos específicos surgem: - Atividades de I&D na avaliação da sustentabilidade dos processos em biorrefinarias, incluindo o cálculo das emissões de gases de efeito estufa (GEE) na totalidade das cadeias de valor (de acordo com a metodologia RED-II) e a avaliação das alterações no uso do solo (para a sustentabilidade dos biocombustíveis). Para biomassa sólida e produtos de base biológica, a avaliação da sustentabilidade é baseada nas metodologias da JRC, conforme indicado no relatório COM(2010)11 da Comissão e no SWD(2014)259: Realização de estudos de avaliação tecno-económica, incluindo análise de engenharia de valor para custos de capital e operacionais (*Capital Expenditure* - CAPEX e *Operational Expenditure* - OPEX, respetivamente) de diferentes biorrefinarias.

#### BBRI 6. Biotecnologia Molecular para Biocombustíveis Avançados

A plataforma BBRI 6 tem como prioridade a aplicação de ferramentas avançadas de biotecnologia molecular, engenharia metabólica e fisiológica, biologia sintética e bioinformática para o desenvolvimento de estirpes industriais robustas que atuem como fábricas celulares de bioenergia (*e.g.*, bioetanol, combustíveis avançados *drop-in* para aviação) e/ou produtos de base biológica de elevado valor (*e.g.*, vitaminas e fragrâncias) bem como a integração desde o início deste trabalho molecular com a intensificação dos bioprocessos. A plataforma desenvolve a sua atividade nas instalações do CEB (UM), nomeadamente no Laboratório de Biotecnologia Molecular (<https://www.ceb.uminho.pt/bfactory/Research/Lab?lab=5>).

Como objetivos específicos da sua atividade de I&D enumeram-se: - Desenvolvimento de estirpes industriais de *Saccharomyces cerevisiae* como plataformas para a produção de energia e produtos de base biológica a partir de biomassa; - Exploração e otimização de microrganismos não-convencionais como forma de complementar o papel dos modelos industriais na produção dos compostos acima mencionados (*e.g.*, fungo filamentosos *Ashbya gossypii*); - Intensificação de estratégias de pré-tratamento de biomassa e hidrólise enzimática seguindo uma abordagem integrada dentro do conceito de biorrefinaria.

A Fig. 2 apresenta equipamento adquirido pela BBRI instalado nos seus dois nós.

### ATIVIDADES DA INFRAESTRUTURA

#### Pré-tratamentos flexíveis para desconstrução de biomassa (plataforma BBRI 1)

As atividades da plataforma BBRI 1 foram dirigidas para a valorização em cascada de biomassa lenhocelulósica e/ou de microalgas. Entre os métodos de pré-tratamento testados incluem-se a hidrólise diluída, métodos hidrotérmicos, líquidos iónicos, CO<sub>2</sub> de alta pressão, polióis ou ácidos sólidos (Toscan et al. 2017). Os métodos propostos pretendem aumentar o valor potencial de cada corrente no bioprocessos e redução da carga enzimática na subsequente etapa de sacarificação das frações sólidas muito ricas em celulose para posterior conversão em bioetanol, entre outros. Adicionalmente foram testados processos semelhantes ao *organosolv* (Michelin et al. 2018) com álcoois de cadeia curta ou imidazole para produzir frações pré-tratadas adequadas, incluindo polissacáridos e lenhina para estudos posteriores.

Processos químicos para biocombustíveis e bioprodutos (BBRI 1)

As atividades desenvolvidas levaram à produção de diversos bioprodutos, os quais a médio ou longo prazo podem ser considerados como potenciais biocombustíveis ou produtos de alto valor acrescentado. Neste contexto, várias abordagens com líquidos iónicos ou sistemas CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O de alta pressão foram utilizadas com vista à produção de furfural num único passo (Costa Lopes *et al.*, 2018). Outra via estudada foi a produção de oligossacáridos como bioprodutos de valor acrescentado bem como a sua purificação e separação utilizando diferentes tecnologias de membranas. Os estudos com frações de lenhina (Moniz *et al.*, 2018) também mereceram destaque, com especial relevância da obtenção de uma mistura de monofenólicos com grande potencial como bioprodutos. Entre os produtos químicos derivados da lenhina mais frequentemente encontrados estava o seringaldeído. Os extratos ainda permitiram encontrar outros produtos químicos de valor acrescentado, nomeadamente a tricina, com grande potencial de valorização.



Fig. 2. (a) Biolector. (b) Cromatógrafo líquido de alta eficiência com espetrómetro de massa (HPLC-MS). (c) Homogeneizador de contacto para rotura celular. (d) FTIR. (e) Cromatógrafo gasoso com espetrómetro de massa (GC-MS).

Construção de Plataformas Microbianas para Bioprocessamento Consolidado (BBRI 1)

No âmbito das plataformas baseadas em *Clostridium* para fermentação escura e produção de biocombustíveis e bioprodutos de valor acrescentado, vários bioresíduos e subprodutos orgânicos foram comparados em fermentações descontínuas à escala de bancada com controle de pH para produção de H<sub>2</sub> e ácido butírico (Moura *et al.*, 2017). Os resíduos da indústria alimentar foram utilizados como substrato modelo para a produção não estéril de H<sub>2</sub> e uma célula de combustível foi integrada no processo de produção de eletricidade (Ortigueira *et al.*, 2019). Todas as correntes de fermentação recuperáveis foram dirigidas para estudos de ampliação de escala e avaliação do impacto do aquecimento global. Foram desenvolvidos também estudos de fermentação de *syngas*, que incluíram seleção de microrganismos acetogénicos para a síntese de ácidos orgânicos C<sub>2</sub> e C<sub>4</sub>. Os perfis de fermentação de CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> foram caracterizados para adaptar a composição de *syngas* mais adequada passível de ser utilizada como substrato microbiano. Finalmente foram obtidas as melhores soluções de integração de plataformas de conversão biológica e termoquímicas a fim de produzir ácido butírico para posterior esterificação enzimática com 1-butanol para se obter butirato de butilo.

Processos integrados de bioconversão (BBRI 1)

Pela aplicação do princípio de biorrefinaria, intensificaram-se os processos de bioconversão pela seleção da melhor estratégia para integrar etapas de pré-tratamento, hidrólise enzimática e fermentação microbiana, juntamente com *downstream processing* para conversão de resíduos lenhocelulósicos em biocombustíveis e/ou bioprodutos (Marques *et al.*, 2017). O LNEG e a UM têm vindo a desenvolver tecnologias inovadoras e ambientalmente amigas para o pré-

tratamento, bem como para estimular as etapas subsequentes de bioconversão, em especial a conversão de hemicelulose. No sentido de otimizar processos de sacarificação simultânea e co-fermentação (SSCF) desenvolveu-se trabalho nas seguintes áreas: 1) construção de novas estirpes industriais robustas de *Saccharomyces cerevisiae* para co-fermentação de açúcares C<sub>5</sub>-C<sub>6</sub>; 2) produção *in situ* de novas hemicelulases eficientes e de baixo custo. Aplicando essa estratégia, foi implementada a produção de etanol de segunda geração (2G), com a produção de 23 kg de etanol/100 kg de substratos de madeira com 86% de rendimento. Foi também utilizada a técnica avançada da citometria de fluxo para avaliar o desempenho das leveduras quando desenvolvidas em hidrolisados de lenhocelulósicos, através da monitorização da viabilidade celular. Esta informação, obtida em tempo real, facilita a otimização e o aumento de escala do processo (LNEG).

#### Biorrefinarias avançadas à base de microalgas para biocombustíveis e bioprodutos (BBRI 2)

Através do trabalho desenvolvido no LNEG a microalga *Scenedesmus* removeu com sucesso o CO<sub>2</sub> de gases de combustão industrial e nutrientes de diferentes águas residuais (explorações de avicultura, suinocultura e bovinocultura, indústria cervejeira, de laticínios e esgotos urbanos) com rendimentos de remoção de 95 a 100% para o azoto, 63-99% para o fósforo e 48-70% para carência química de oxigénio (CQO) (Marchão *et al.* 2018; Ferreira *et al.* 2018, 2019). A produtividade da biomassa utilizando águas residuais foi maior (exceto para o efluente de avicultura) do que no meio sintético (Bristol), sendo o maior valor obtido em efluentes da indústria cervejeira. Também aqui se utilizou a citometria de fluxo para monitorizar o estado fisiológico da microalga *Scenedesmus* quando cultivada em efluente da indústria cervejeira (Marchão *et al.* 2018). O trabalho desenvolvido no nó da Universidade do Minho (Geada *et al.* 2018) permitiu delinear estratégias para o processo de produção de microcistina pela cianobactéria *Microcystis aeruginosa* (sistemas e modo de cultivo, culturas mistas, condições ambientais, colheita, rotura celular e extração da microcistina e otimização de metodologias de purificação) especialmente no que se refere à redução de custos de operação (OPEX).

#### Conversão termoquímica de biomassa e resíduos para produção de biocombustíveis e outros produtos de base biológica (BBRI 3)

Resíduos ricos em biomassa e lenhina foram valorizados por gasificação para produzir *syngas*, o qual por sua vez foi limpo, tratado e dirigido para *upgrading* por termocatálise para melhorar a sua qualidade e rendimento (Pinto *et al.* 2017). A redução de contaminantes tais como tar, H<sub>2</sub>S e NH<sub>3</sub> foi levada a cabo utilizando reatores de leito fixo em dois andares, e calcário de baixo custo e catalisador à base de níquel. Deram-se reações de *cracking*, *reforming* e *water gas shift*. O *syngas* após *upgrading* apresentava maior percentagem em H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> e menores teores em hidrocarbonetos gasosos e em CO. Plásticos e pneus usados foram misturados com diferentes tipos de biomassa em bruto e tratada para reações de pirólise (Pinto *et al.* 2018). Foram testadas diferentes condições experimentais para produção de bio-óleos de forma a melhorar a obtenção de hidrocarbonetos líquidos. A autohidrólise de biomassa a 210°C e a hidrólise ácida produziram mais líquidos de pirólise e conversão total.

No âmbito do BBRI foi adquirida uma peletizadora [Fig.3.(a)] da empresa italiana Smartwood SRL (<https://www.smartwood srl.com/en/>) para produção de *pellets* a partir de biomassa, sendo testada no LNEG com bagaço de azeitona (mais escuros) e carolo de milho (mais claros) [Fig.3.(b)].



(a)

(b)

Fig. 3. (a) Peletizadora modelo PLT-100 – P002. (b) *Pellets* obtidos a partir do bagaço de azeitona e carolo de milho.

#### Caracterização de matérias-primas e biocombustíveis/bioprodutos (BBRI 4)

A atividade da plataforma BBRI 4 foi focada com sucesso no suporte analítico à caracterização físico-química de matérias-primas, biocombustíveis e produtos de base biológica (Dias *et al.* 2020). Também foi dada especial atenção às metodologias e protocolos de cromatografia líquida de alta eficiência (HPLC), ao longo de dois passos principais: i) preparação das amostras por correção de pH, e ii) o teste de diversas condições de operação. A BBRI 4 iniciou o

desenvolvimento de uma metodologia de análise composicional de alto rendimento baseada na tecnologia de Infravermelho Próximo (NIR) (Dias *et al.*, 2020; Mesquita *et al.*, 2017). A plataforma BBRI 4 focou-se em *Wavelength Dispersive X-ray Fluorescence* (WD-XRF) para deteção de contaminantes inorgânicos e avaliação qualitativa de metais em diferentes matérias-primas.

#### Sustentabilidade da Bioenergia (BBRI 5)

Um modelo de processo foi desenvolvido com o *software* SuperPro Designer para avaliação de uma biorrefinaria à base de microalgas utilizando *Synechocystis* para fixar CO<sub>2</sub>, para produção direta de etanol utilizando design inovador de fotobioreatores, sem a necessidade de unidades de hidrólise e fermentação, e sendo continuamente extraído por meio de uma membrana de pervaporação (Lopes *et al.*, 2019). Foi também simulada uma biorefinaria de pequena escala alimentada por matérias-primas lenhocelulósicas, integrada com uma plataforma de digestão anaeróbia baseada em resíduos suinicultura, utilizando o *software* de modelização e de *design* de processo Aspen Plus (Lopes *et al.*, 2019a). Foram considerados dois produtos: isobuteno e xilo-oligossacarídeos (XOS). O modelo de processo simulou a bioprodução de isobuteno utilizando uma estirpe de *Escherichia coli* geneticamente modificada (GMO), juntamente com a remoção e purificação de XOS de alto valor acrescentado, obtido após um pré-tratamento hidrotérmico da matéria-prima.

Na avaliação das alterações no uso do solo foi realizada a conceção, construção, desenho, validação e implementação de 3 bases de dados georreferenciados (mapeamento) de Portugal continental para avaliar áreas/solos para implementação de culturas energéticas, áreas/solos/águas para culturas de microalgas e espécies agrícolas/silvícolas cultivadas (incluindo seus resíduos) com potencial energético para seu aproveitamento ambiental, social e economicamente sustentável para a produção de biocombustíveis. O *software* ArcGIS foi utilizado como ferramenta do Sistema de Informação Geográfica (SIG), introduzindo os mapas existentes nos sites oficiais de instituições portuguesas e de Instituições Europeias que apresentavam dados relativos ao tipo de solo, necessidades hídricas e condições edafoclimáticas em formato *shapefile* ou *raster*, para avaliar as áreas para implantação da biomassa de interesse. Após a análise e seleção dos dados de interesse em cada mapa no ArcGIS, é apresentado o cruzamento de todos os mapas, sugerindo áreas adequadas e prevendo produções de biomassa para a implementação de cada cultura em Portugal Continental. Nas condições do estudo, o cardo (72 kha, 1085 kt), paulownia (81 kha, 26 kt) e microalgas (29 kha, 1616 kt) apresentaram a maior viabilidade de serem explorados como biomassa para energia em solos degradados e marginais (Abreu *et al.*, 2020). É importante especificar que a nível da sustentabilidade dos solos, as culturas energéticas dedicadas apresentam um duplo propósito, a produção de biocombustíveis, eletricidade ou calor e a recuperação de solos com baixo risco de ILUC (*Indirect Land-use Change*) como: os solos contaminados, onde as culturas são capazes de solucionar e aliviar a poluição do solo derivada da presença de agentes polimetálicos e outros elementos tóxicos; os terrenos marginais (por exemplo, solos salinos) onde é reduzido o risco de conflitos de uso da terra devido à competição por alimentos e ração, gerando receitas adicionais aos proprietários de terras, contribuindo positivamente para o crescimento económico, e por último, nos solos pobres em matéria orgânica (degradados) onde é possível o cultivo de espécies para sua posterior recuperação, podendo ser novamente utilizados como áreas adequadas para a instalação de culturas agrícolas.

#### Ferramentas computacionais para engenharia metabólica (Biotecnologia Molecular BBRI 6).

Várias ferramentas computacionais e vários algoritmos foram desenvolvidos e implementados tais como *plugins* para merlin ([www.merlin-sysbio.org](http://www.merlin-sysbio.org)) (Dias *et al.*, 2018), para acelerar a reconstrução de modelos, tais como SamPler, Transport Systems Tracker (TranSyT), a restrição de biomassa baseada na Otimização In Silico (BioISO)) e o ProTReND- Base de dados de Rede Reguladora Transcricional Procariótica ([http://bit.ly/ProTReND\\_DB](http://bit.ly/ProTReND_DB)). Um estudante de mestrado reconstruiu a rede GSM de *Lactobacillus rhamnosus* no âmbito desta infraestrutura. Foi patenteado um novo método de produção de n-butanol utilizando expressão heteróloga de vias anaeróbias (International Patent, WO/2019/185843, 2019).

#### Estirpes industriais modificadas de *S. cerevisiae* como plataformas para a produção de bioenergia e produtos de base biológica a partir de biomassa (Biotecnologia Molecular BBRI 6).

As atividades desenvolvidas na plataforma levaram à construção de leveduras robustas para a produção sustentável de produtos de alto valor a partir de biomassa bem como à exploração de novas estratégias para intensificação do pré-tratamento e hidrólise enzimática de biomassa lenhocelulósica. Estirpes industriais de *S. cerevisiae* foram modificadas de forma a avaliar qual de duas vias de assimilação de xilose é a mais eficiente tendo em conta a produção de bioetanol a partir de biomassa (Cunha *et al.*, 2019). As vias em estudo foram as que consistem numa xilose isomerase (via XI) e numa combinação de xilose redutase/xilitol desidrogenase (via XR/XDH). Até ao momento, estas vias tinham sido usadas largamente em fermentações de *S. cerevisiae* para vários fins sem que nunca houvesse uma comparação da sua eficiência quando usadas separadamente ou em conjunto. Os resultados obtidos indicaram claramente que a via XI é benéfica para se atingir altas produtividades e rendimentos em etanol a partir de xilose, mas que na presença de inibidores derivados do pré-tratamento da biomassa a presença das duas vias é vantajosa para a fermentação.



Adicionalmente, com o objetivo de concentrar as capacidades hidrolíticas e fermentativas para bioprocessos consolidados num único microrganismo, a engenharia de estirpes de *S. cerevisiae* foi feita através da expressão de enzimas hemicelulolíticas à superfície celular (“cell surface display”), criando um biocatalizador para o bioprocessos consolidado (Cunha et al., 2020a). Esta estratégia permitiu a produção de bioetanol a partir de licor de hemicelulósico não-detoxificado derivado do pré-tratamento hidrotérmico de caroço de milho, não havendo necessidade de adição catalisadores hidrolíticos externos ao processo. Esta estratégia de produção de bioetanol provou ser mais eficiente do que a sacarificação e fermentação simultânea com adição de hemicelulases comerciais. Estas e outras estratégias aplicadas em *S. cerevisiae* para a produção de bioetanol a partir de biomassa lenhocelulósica foram recentemente analisadas e discutidas (Cunha et al., 2020b).

Para além do bioetanol, também foi desenvolvida uma estratégia biotecnológica sustentável de sacarificação e fermentação simultânea para a produção do adoçante xilitol aplicando para o efeito uma estirpe modificada de *S. cerevisiae* previamente construída na plataforma. O bioprocessos foi otimizado através de desenho experimental utilizando diferentes cargas de substrato (caroço de milho pré-tratado) e concentração de enzima. No final, obteve-se a concentração máxima de 47 g/L xilitol com 6,7 % de caroço de milho pré-tratado e 24 FPU/g de concentração de enzima (Baptista et al., 2020). Com esta mesma estirpe, a plataforma desenvolveu um estudo com o objetivo de testar o efeito de soluções aquosas de solventes eutéticos profundos na hidrólise enzimática de xilano e a subsequente bioconversão da xilose obtida em xilitol (Romaní et al., 2020). A mistura estudada consistiu em Cloreto de colínio: Ureia ([Ch] Cl: U) a 50 % e 20 % (% peso) usando diferentes rácios molares. O maior rendimento de xilose (81,4 %) foi obtido com ([Ch] Cl: U) a um rácio 1:1 e 20 % em água. A produção de xilitol foi depois otimizada num processo de sacarificação e fermentação simultânea, atingindo-se um rendimento de xilitol de 66,04 %. Adicionalmente, a plataforma também tem vindo a estudar o potencial de novas matérias-primas para a produção de biocombustíveis avançados, nomeadamente biomassa marinha (algas) (del Río et al., 2020).

#### Exploração do fungo filamentosso *Ashbya gossypii* para a produção de biocombustíveis avançados e produtos de base biológica a partir de substratos renováveis (Biotecnologia Molecular BBRI 6).

Com um potencial de engenharia genética e metabólica elevado devido ao nível de homologia e sintenia do seu genoma com o de *S. cerevisiae*, este fungo destaca-se pelas suas inatas capacidades de produzir vitaminas (*e.g.*, riboflavina – vitamina B2) e outros compostos de valor acrescentado derivados de ácidos gordos (*e.g.*, ácidos gordos insaturados e lactonas). O potencial deste fungo para fins biotecnológicos tem vindo ser explorado ao longo da última década. Um estudo recente demonstrou o potencial de várias estirpes modificadas deste fungo para a produção de lípidos microbianos (“single cell oil”) a partir de substratos renováveis ricos em xilose, sacarose e glicerol como hidrolisados de caroço de milho, melão de cana de açúcar e crude glicerol proveniente da indústria do biodiesel (Díaz-Fernández et al., 2019). Adicionalmente, as vias metabólicas para a biossíntese *de novo* de lactonas, uma importante classe de fragrâncias com aplicação na indústria cosmética, foram decifradas através de engenharia metabólica. As estirpes modificadas resultantes deste trabalho demonstraram capacidade superior de biossíntese de lactonas a partir de açúcares simples (Silva et al., 2019). A elucidação das vias centrais envolvidas na biossíntese desta classe de compostos abre o caminho à otimização da sua produção a partir de matérias-primas renováveis, já que até a data, a sua produção biotecnológica tinha sido apenas explorada através de processo de biotransformação de ácidos gordos hidroxilados. Com bases nestes dados, as mais recentes atividades desenvolvidas na plataforma têm-se focado na exploração e desenvolvimento do fungo filamentosso *A. gossypii* como uma fábrica celular para produção de biocombustíveis avançados e compostos de valor acrescentado derivados do metabolismo lipídico (*e.g.*, lactonas) a partir de substratos presentes em matérias-primas renováveis e resíduos industriais (*e.g.*, glicerol).

#### CONCLUSÕES/COMENTÁRIOS FINAIS

A inclusão da BBRI no Roteiro Nacional das Infraestruturas de Investigação de Interesse Estratégico permitiu apoiar e estimular a atividade científica e tecnológica reconhecida internacionalmente, privilegiando a excelência, a cooperação e a internacionalização, reforçando infraestruturas científicas e de investigação baseadas no conhecimento e na capacidade de prestação de serviços à comunidade nas áreas da Biomassa, Biorrefinarias, Bioenergia e Bioprodutos, designadamente de âmbito social, científico, educacional, empresarial e industrial. O conjunto de plataformas e recursos disponibilizados, geridos e partilhados pela BBRI (equipamento científico de grande porte, instrumentos científicos e recursos humanos altamente qualificados), bem como a prestação de serviços associados estiveram em linha com o progresso das prioridades nacionais e do Plano Nacional de Reformas (PNR) e internacionalmente com o Fórum Estratégico Europeu para as Infraestruturas de Investigação (ESFRI). De salientar o número de 156 publicações científicas em domínios científicos enquadráveis na RIS3 que foram obtidos no biénio 2017-2018 pela BBRI como indicadores de realização. É nesta conjuntura criação de conhecimento e a sua disseminação que se deve ter a aspiração de alavancar a participação de Portugal no próximo Programa-Quadro Europeu de I&I (Horizonte Europa) e outros programas financiadores relevantes na área.

#### AGRADECIMENTOS

A Infraestrutura de Investigação para a Biomassa e a Bioenergia (BBRI - Biomass and Bioenergy Research Infrastructure)-LISBOA-01-0145-FEDER-022059, é financiada pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) através do Programa Operacional para a Competitividade e Internacionalização (PORTUGAL2020), do Programa Operacional Regional Lisboa Portugal (Lisboa 2020) e do Programa Operacional Regional Norte Portugal (Norte 2020) sob o acordo de parceria Portugal 2020.

## REFERÊNCIAS

- Abreu, M., Reis, A., Moura, P., Fernando, A.L., Luís, A., Quental, L., Patinha, P. and Gírio, F. (2020). Evaluation of the Potential of Biomass to Energy in Portugal—Conclusions from the CONVERTE Project. *Energies*, 13(4), 937, 1-32. doi: 10.3390/en13040937
- Baptista, S.L., Carvalho, L.C., Romaní, A., Domingues, L. (2020). Development of a sustainable bioprocess based on green technologies for xylitol production from corn cob. *Industrial Crops and Products*, 156: 112867.
- Costa Lopes, A.M., Morais, A.R.C. and Lukasik, R.M. (2017). Sustainable catalytic strategies for C5-sugars and biomass hemicellulose conversion towards furfural production. In *Production of Platform Chemicals from Renewable Resources*. Fang Z., Smith R.L.J. and Qi X. (eds.), pp. 45-80. Springer, Champ.
- Cunha, J.T., Romaní, A., Inokuma, K., Johansson, B., Hasunuma, T., Kondo, A., Domingues, L. (2020). Consolidated bioprocessing of corn cob-derived hemicellulose: engineered industrial *Saccharomyces cerevisiae* as efficient whole cell biocatalysts. *Biotechnology for Biofuels*, 13:138.
- Cunha, J.T., Soares, P.O., Romaní, A., Thevelein, J.M., Domingues, L. (2019). Xylose fermentation efficiency of industrial *Saccharomyces cerevisiae* yeast with separate or combined xylose reductase/xylylitol dehydrogenase and xylose isomerase pathways. *Biotechnology for Biofuels*, 12:20.
- Cunha, J.T., Soares, P.O., Baptista, S.L., Costa, C.E., Domingues, L. (2020). Engineered *Saccharomyces cerevisiae* for lignocellulosic valorization: a review and perspectives on bioethanol production. *Bioengineered*, 11, 883-903.
- del Río, P.G., Gomes-Dias, J.S., Rocha, C.M.R, Romaní, A., Garrote, G., Domingues, L. (2020). Recent trends on seaweed fractionation for liquid biofuels production. *Bioresource Biotechnology*, 299:122613.
- Dias, F., Drolc, A., Camões, M.F., Majcen, N.H., Jalukse, L., Leito I., Mosca, A., Šarac, T.M., Oliveira, C., Pustinek, J., Kanduč, K.R., Taylor, P., Teixeira, P. and Trancoso, M. (2020). Measurement of Total Reactive Phosphorus in Natural Water by Molecular Spectrophotometry (SMEWW 4500-P D) In *Practical examples on traceability, measurement uncertainty and validation in chemistry*, vol. 3, Hrstelj N. and Bettencourt da Silva R. (eds.), pp. 1-36. Springer, Champ.
- Dias, O., Rocha, M., Ferreira E.C. and Rocha, I. (2018). Reconstructing high-quality large-scale metabolic models with merlin. *Methods in Molecular Biology*, 1716, 1-36.
- Díaz-Fernández, D., Aguiar, T.Q., Martín, V.I., Romaní, A., Silva, R. Domingues, L., Revuelta, J.L., Jiménez, A. (2019) Microbial lipids from industrial wastes using xylose-utilizing *Ashbya gossypii* strains. *Bioresource Technology*, 293:122054.
- Ferreira, A., Reis, A., Curcin, S., Vladoic, J., Gkelis, S., Melkonyan, L., Avetisova, G., Congestri, R., Ación, G., Muñoz, R., Collet, P. and Gouveia, L. (2019). Combining Microalgae-Based Wastewater Treatment with Biofuel and Bio-Based Production in the Frame of a Biorefinery. In *Grand Challenges in Algae Biotechnology. Grand Challenges in Biology and Biotechnology*, Hallmann A., Rampelotto P. (eds), pp. 319-369. Springer, Champaign.
- Ferreira, A., Marques, P., Ribeiro, B., Assemany, P., Vieira de Mendonça, H., Barata, A., Oliveira, A.C., Reis, A., Pinheiro, H.M. and Gouveia, L. (2018). Combining biotechnology with circular bioeconomy: From poultry, swine, cattle, brewery, dairy and urban wastewaters to biohydrogen. *Environmental Research*, 164, 32-38.
- Geadá, P., Pereira, R.N., Vasconcelos, V., Vicente, A.A., Fernandes, B. D. (2017). Assessment of synergistic interactions between environmental factors on *Microcystis aeruginosa* growth and microcystin production. *Algal Research-Biomass Biofuels and Bioproducts*, 27, 235-243.
- Lopes, T.F., Cabanas, C., Silva, A., Fonseca, D., Santos, E., L., Guerra, L.T., Sheahan, C., Reis, A. and Gírio, F. (2019). Process simulation and techno-economic assessment for direct production of advanced bioethanol using a genetically modified *Synechocystis* sp. *Bioresource Technology Reports*, 6, 113–122.

- Lopes, T.F., Carvalheiro, F., Duarte, L.C., Gírio, F., Quintero, J.A. and Aroca, G. (2019a). Techno-economic and life-cycle assessments of small-scale biorefineries for isobutene and xylo-oligosaccharides production: a comparative study in Portugal and Chile. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 13, 1321-1332.
- Marchão, L., Silva, T.L., Gouveia, L. and Reis, L. (2018). Microalgae-mediated brewery wastewater treatment: effect of dilution rate on nutrient removal rates, biomass biochemical composition and physiological state. *Journal Applied Phycology*, 30, 1583-1595.
- Marques, S., Matos, C.T., Gírio, F.M., Roseiro, J.C. and Santos, J.A.L. (2017). Lactic Acid Production from Recycled Paper Sludge: Process Intensification by running Fed-Batch into a Membrane-Recycle Bioreactor. *Biochemical Engineering Journal*, 120, 63-72.
- Mesquita, D.P., Quintelas, C., Amaral, A.L. and Ferreira, E.C. (2017). Monitoring biological wastewater treatment processes: recent advances in spectroscopy applications. *Reviews in Environmental Science and Biotechnology*, 16(3), 395-424.
- Michelin M., Liebentritt S., Vicente, A.A. and Teixeira, J.A. (2018). Lignin from an integrated process consisting of liquid hot water and ethanol organosolv: Physicochemical and antioxidant properties. *International Journal of Biological Macromolecules*, 120(A), 159-169.
- Moniz, P., Serralheiro, C., Matos, C.T., Boeriu, C.G., Frissen, A.E., Duarte, L.C., Roseiro, L.B., Pereira, H. and Carvalheiro, F. (2018). Membrane separation and characterisation of lignin and its derived products obtained by a mild ethanol organosolv treatment of rice straw. *Process Biochemistry*, 65, 136-145.
- Moura, P., Ortigueira, J., Valdez-Vazquez, I., Saratale, G.D., Saratale, R.G. and Silva, C.A. (2017). Dark Fermentative Hydrogen Production. In *Microbial Fuels: Technologies and Applications*, chapter 7, 56 pp. Darvishi F. & Hiligsmann S. (eds), CRC Press/Taylor & Francis Group, Florida.
- Ortigueira, J., Martins, L., Pacheco, M., Silva, C. and Moura, P. (2019). Improving the non-sterile food waste bioconversion to hydrogen by microwave pretreatment and bioaugmentation with *Clostridium butyricum*. *Waste Management*, 88, 226-235.
- Pinto, F., Gominho, J., André, R.N., Gonçalves, D., Miranda, M., Varela, F., Neves, D., Santos, J., Lourenço, A. and Pereira, H. (2017). Effect of rice husk torrefaction on syngas production and quality. *Energy Fuels*, 31(5), 5183-5192.
- Pinto, F., Paradela, F., Carvalheiro, F., Duarte, L.C., Costa, P. and André, R. (2018). Co-Pyrolysis of Pre-Treated Biomass and Wastes to Produce Added Value Liquid Compounds. *Chemical Engineering Transactions*, 65, 211-216.
- Romaní, A., Morais, E.S., Soares, P.O., Freire, M.G., Freire, C.S.R., Silvestre, A.J.D., Domingues, L. (2020). Aqueous solutions of deep eutectic systems as reaction media for the saccharification and fermentation of hardwood xylan into xylitol. *Bioresource Technology*, 2020:123524.
- Silva, R., Aguiar, T.Q., Coelho, E., Jiménez, A., José Luis Revuelta, J.L., Domingues, L. (2019). Metabolic engineering of *Ashbya gossypii* for deciphering the de novo biosynthesis of  $\gamma$ -lactones. *Microbial Cell Factories*, 18:62.
- Toscan, A., Morais, A.R.C., Paixão, S.M., Alves, L., Andreaus, J., Dillon, A.J.P. and Lukasik, R.M. (2017). High-pressure carbon dioxide/water pre-treatment of sugarcane bagasse and elephant grass: assessment of the effect of biomass composition on process efficiency. *Bioresource Technology*, 224, 639-647.



## DESENVOLVIMENTO DE SOFTWARE PARA PRODUÇÃO DE BIODIESEL A PARTIR DO ÓLEO RESIDUAL

**Natália A.A de M.\*, Thiago F. de O.\*\*, João V.F.C.B.\*\*\*\*, Amanda S.P.\*\*\*\***

\*Engenharia de Energia, Universidade Federal de Alagoas- Campus de Engenharias e Ciências Agrárias, BR 104 Km 85 s/n, Rio Largo, 57.100-000, Alagoas, Brasil, [natalia\\_angelita@hotmail.com](mailto:natalia_angelita@hotmail.com)

\*\*Engenharia de Energia, Universidade Federal de Alagoas- Campus de Engenharias e Ciências Agrárias, BR 104 Km 85 s/n, Rio Largo, 57.100-000, Alagoas, Brasil, [thiagoferrobr@gmail.com](mailto:thiagoferrobr@gmail.com)

\*\*\*Engenharia de Energia, Universidade Federal de Alagoas- Campus de Engenharias e Ciências Agrárias, BR 104 Km 85 s/n, Rio Largo, 57.100-000, Alagoas, Brasil, [joaovincent-franco@hotmail.com](mailto:joaovincent-franco@hotmail.com)

\*\*\*\*Engenharia de Energia, Universidade Federal de Alagoas- Campus de Engenharias e Ciências Agrárias, BR 104 Km 85 s/n, Rio Largo, 57.100-000, Alagoas, Brasil, [amanda.peiter@ctec.ufal.br](mailto:amanda.peiter@ctec.ufal.br)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.4087>

### RESUMO

A demanda por energia cresce mais a cada ano e com isso aumenta a poluição. O biodiesel existe como uma alternativa ao diesel derivado do petróleo. Biodiesel é obtido por uma reação de transesterificação entre um óleo vegetal ou gordura animal e um álcool de cadeia curta. O óleo de soja residual é uma alternativa de utilização de um resíduo para produção desse biocombustível. O presente estudo traz o desenvolvimento de um software que vem a ser apoio na produção de biodiesel a partir do óleo residual. Foram feitas reações para produção de biodiesel a partir do óleo de soja residual alterando as variáveis: tipo de catalisador (KOH e NaOH), razão molar óleo:metanol (1:5 e 1:7) e tempo de reação de reação (40 min e 1h). O maior rendimento de óleo em biodiesel de 97,30% foi obtido na reação utilizando a razão molar óleo:metanol de 1:7, KOH como catalisador na temperatura de 50°C por 1h. O software coleta do usuário a massa do óleo, dispendo com isto o catalisador a ser utilizado, quantidade de massa do catalisador e álcool, tempo reacional, temperatura e porção necessária ou não de HCl para posterior purificação.

**PALAVRAS-CHAVE:** Óleo de Soja Residual, Biodiesel, Python

### ABSTRACT

The demand for energy grows more each year and with it increases pollution. Biodiesel exists as an alternative to diesel derived from petroleum. Biodiesel is obtained by a transesterification reaction between a vegetable oil or animal fat and a short-chain alcohol. Residual soybean oil is an alternative to using a residue to produce this biofuel. The present study brings the development of software that comes to support the production of biodiesel from residual oil. Reactions were made for the production of biodiesel from residual soy oil by changing the variables: type of catalyst (KOH and NaOH), molar ratio oil: methanol (1: 5 and 1: 7) and reaction time of reaction (40 min and 1h). The highest oil yield in biodiesel of 97.30% was obtained in the reaction using the oil: methanol molar ratio of 1: 7, KOH as a catalyst at a temperature of 50°C for 1h. The software collects the mass of the oil from the user, thereby providing the catalyst to be used, the amount of mass of the catalyst and alcohol, reaction time, temperature and the necessary portion or not of HCl for further purification.

**KEYWORDS:** Residual Soybean Oil, Biodiesel, Python

## INTRODUÇÃO

O crescimento massivo da população, acompanhado do desenvolvimento tecnológico e do consumo crescente do petróleo, tem como decorrência o aumento demorado da poluição e a necessidade por oferta de energia em constante crescimento. Devido a isso a economia mundial necessita de fontes alternativas de energia. O biodiesel existe como alternativa ao diesel. Biodiesel pode ser obtido a partir da reação de transesterificação, na qual os triglicerídeos presentes nos óleos vegetais ou gorduras animais reagem com álcool de cadeia curta na presença de um catalisador para obter os ésteres de ácidos graxos.

O diesel é um combustível fóssil produzido pela destilação do petróleo, o qual é constituído, basicamente, por uma mistura de hidrocarbonetos. Alguns compostos presentes no diesel apresentam, também, enxofre e nitrogênio em sua estrutura, sendo selecionados de acordo com as características de ignição e de escoamento adequadas ao funcionamento dos motores diesel. É um produto inflamável, volátil, límpido, isento de material em suspensão e com odor forte característico. A emissão de gases tóxicos por veículos automotivos é a maior fonte de poluição atmosférica. Nas cidades, esses veículos são responsáveis pelas emissões de gases como monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>), hidrocarbonetos (HC), chumbo, fumaça e particulados (Christoff, 2006).

A busca por fontes renováveis de energia cresce a cada dia, devido principalmente aos problemas energéticos e ambientais. Um combustível renovável proveniente da biomassa é o biodiesel. O processo mais utilizado para produção de biodiesel é a reação de transesterificação de óleos ou gorduras animais na com álcool primário, metanol ou etanol, na presença de um catalisador. Os óleos utilizados na transesterificação podem ser provenientes de inúmeras matérias-primas, mas a soja ainda é a cultura mais utilizada. As matérias-primas como óleo e gorduras residuais tem interessado aos produtores e usinas de biodiesel devido ao custo/benefício, e também devido ao impacto causado pelo descarte dos mesmos ao meio ambiente (Marins e Santos, 2017).

O óleo de cozinha descartado de forma incorreta tem o poder de contaminar água, solo e atmosfera. Como exemplo, a cada litro que é rejeitado sem, pelo menos, um pré-tratamento nas redes de esgoto, um milhão de litros de água é poluído; nos oceanos forma-se uma barreira causando a deficiência na entrada de luz e oxigenação da água, prejudicando a biota e facilitando a presença de enchentes; além disso, a sua decomposição emite gás metano, que tem sua principal influência nos gases de efeito estufa, o qual resulta no aquecimento irregular da terra. Como se não bastasse, a poluição do ar, as mudanças climáticas e a geração de resíduos tóxicos resultantes do uso do diesel e de outros derivados de petróleo têm um significativo impacto na qualidade do meio ambiente (Holanda, 2004).

Diante deste cenário, nota-se a necessidade de solucionar os danos causados à biota, através do despejo indevido do óleo residual nas redes de esgoto, por meios cada vez mais práticos e mais acessíveis com custos cada vez mais reduzidos. A produção de combustível não convencional a partir do óleo de fritura se torna uma alternativa visto que vem a mitigar os prejuízos causados pelo rejeito irregular desse óleo, além de ser uma opção de renda para os pequenos produtores alimentícios que podem vender esse óleo para fornecedores de biodiesel. As pesquisas têm se concentrado no desenvolvimento de novos insumos básicos, de caráter renovável, para a produção de combustíveis que possam substituir os derivados de petróleo, o que coloca a biomassa em um papel de destaque, em razão da sua natureza renovável, ampla disponibilidade, biodegradabilidade e baixo custo (Suarez *et al.*, 2007).

O uso de ferramentas computacionais obteve crescimento no Brasil para as áreas industriais, empresariais e pesquisa. Na educação o avanço é gradativo desde seu início em meados de 1970, com grande aceitação do ensino superior e sendo estimulado na educação básica (Oliveira, 2020), onde no mundo tem seu avanço exponencial. A linguagem de programação Python direciona não somente programações com o intuito de desenvolvimento de software, ou com âmbito empresarial, é também uma boa ferramenta no processo de ensino e aprendizagem (Oliveira e Silva Junior, 2019).

Python, linguagem de programação de alto nível com alta eficiência na integração de sistemas, criada em 1991 por Guido von Rossum, é uma linguagem de programação com comandos fáceis de aprender, formato de programação separada em indentação para marcar blocos facilitando ao programador a visualização daquilo que está sendo programado.

Na programação em Python, para obter melhor visualização gráfica e interatividade com o usuário, existem múltiplos ambientes de desenvolvimento integrado (IDE), que possibilitam a programação, com destaque de cores, sinalizações, e automação de comandos, dentre estes interpretadores está o Pycharm (Fig. 1), usados neste trabalho.

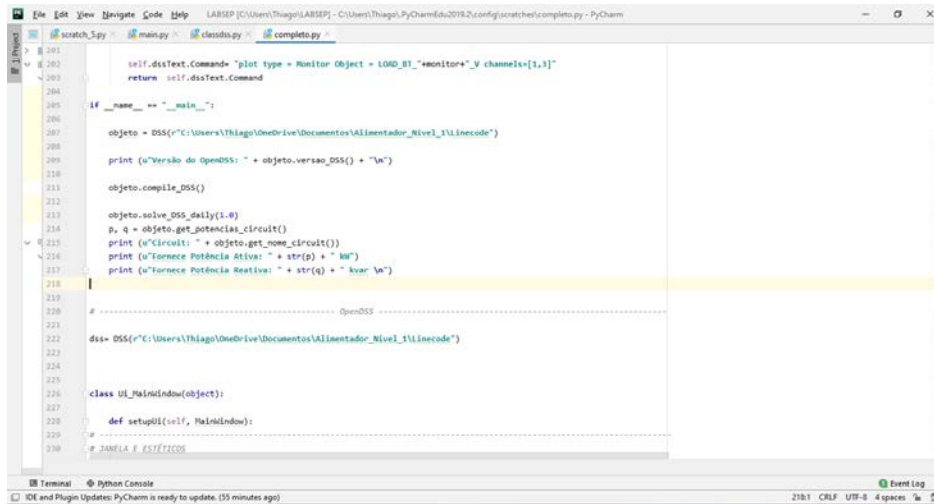


Fig. 1. Interface Pycharm

De acordo com a demanda por alternativas cada vez mais ambientalistas com preços que mantenham a concorrência monetária no mercado, o presente estudo traz o desenvolvimento de um software que vem a ser apoio na produção de biodiesel a partir do óleo residual.

### METODOLOGIA

Foram realizados testes para produção de biodiesel a partir do óleo de soja residual utilizando metanol com álcool. Os testes foram conduzidos na região metropolitana de Maceió, Alagoas, no laboratório do núcleo de Engenharia de Energias Renováveis no Campus de Engenharias e Ciências Agrárias (CECA) da Universidade Federal de Alagoas (UFAL), localizado no município de Rio Largo, Alagoas.

Para determinação das condições experimentais que maximizassem a síntese do biodiesel resultante da reação foi realizado um planejamento experimental fatorial completo com 2 níveis e 3 variáveis. As variáveis estudadas nessa etapa foram: tipo de catalisador, razão molar óleo/álcool e tempo de reação (Tabela 1). Os parâmetros fixos foram: temperatura (50 °C), tipo de álcool (metanol) e quantidade de catalisador (1,5%). Os parâmetros do estudo realizado foram utilizados para o desenvolvimento do software para diferentes variáveis na produção de biodiesel a partir de óleo de residual.

Tabela 1. Níveis dos parâmetros utilizados no planejamento fatorial completo

Variável	-1	+1
Catalisador	KOH	NaOH
Razão molar óleo:álcool	1:5	1:7
Tempo	40 min	1h

A partir das variáveis definidas foi possível construir a matriz do planejamento completo  $2^3$  conforme (Tabela 2).

Tabela 2. Planejamento completo  $2^3$

Experimento	Catalisador	Razão molar	Tempo
1	-1	-1	-1
2	+1	-1	-1
3	-1	+1	-1
4	+1	+1	-1
5	-1	-1	+1
6	+1	-1	+1
7	-1	+1	+1
8	+1	+1	+1

O biodiesel em estudo foi obtido a partir do óleo de soja oriundo do restaurante universitário do Centro de Ciências Agrárias da UFAL através da reação de transesterificação. Os reagentes utilizados foram: óleo de soja residual, álcool metílico absoluto P. A. e catalisador homogêneo (KOH ou NaOH). A reação foi realizada num agitador magnético com temperatura controlada através de um banho.

Inicialmente o catalisador foi adicionado ao álcool até ficar homogêneo e em seguida a mistura é acrescentada ao óleo na temperatura determinada. Este momento é o início da reação. Após decorrido o tempo da reação, o biodiesel foi colocado em um funil de separação para separar a glicerina produzida (Fig. 2), onde passou por uma lavagem inicial com solução ácida e em seguida foram feitas lavagens com água destilada até que o pH estivesse entre 5 e 7. Por fim o biodiesel foi colocado na estufa para tirar qualquer umidade que estivesse presente.



Fig. 2. Separação de fases

A determinação do rendimento foi via cromatografia gasosa. Os gases de arraste utilizados foram hidrogênio, nitrogênio e ar sintético. O padrão interno utilizado foi a trioctanoato de glicerina (tricaprilina), na concentração de 0,8g/10 mL de hexano. As amostras de biodiesel tinham massa aproximada de 0,15 g e eram diluídas em 1 mL da solução de padrão (tricaprilina e hexano), sendo injetado no equipamento cromatógrafo 1  $\mu$ L da amostra. As injeções foram feitas em duplicata. O rendimento dos ésteres foi calculado com a Eq. 1.

$$\text{Rendimento (\%)} = \frac{m_{\text{tricaprilina}} \times A_S \times f \times 100}{A_{\text{tricaprilina}} \times m_s}$$

Eq.1

Em que:  $m_{\text{tricaprilina}}$  é a massa do padrão interno;  $A_S$  é a soma das áreas dos picos referentes aos ésteres contidos na amostra;  $f$  é o fator de resposta;  $A_{\text{tricaprilina}}$  é a área do pico referente ao padrão interno;  $m_s$  é a massa da amostra.

Na interface do software é exigida a coleta da massa do óleo feito pelo usuário (Fig. 3), dispondo com isto o catalisador a ser utilizado, quantidade de massa do catalisador e solvente, tempo reacional, temperatura e porção necessária ou não de HCl.

O PyCharm foi escolhido para esta pesquisa devido à uso da biblioteca PyQt5. Fora utilizado como parâmetros para o desenvolvimento do software estudos realizados na Universidade Federal de Alagoas sobre diferentes variáveis na produção de biodiesel a partir de óleo de residual.



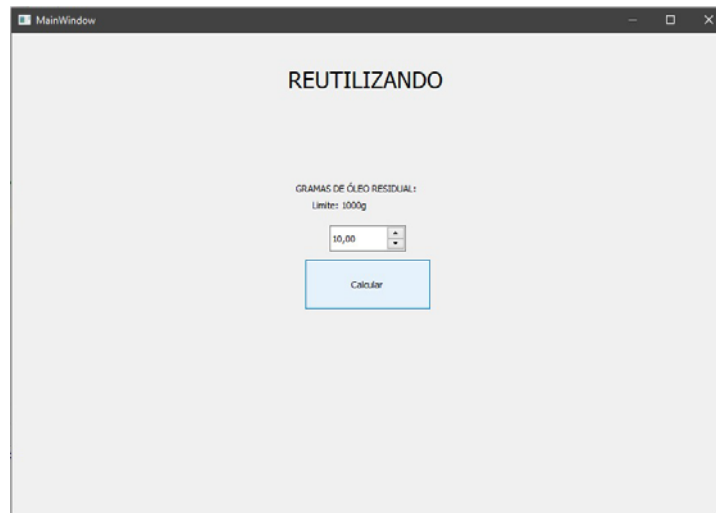


Fig. 3. Interface do software

## RESULTADOS

A Tabela 3 apresenta os resultados dos rendimentos médios em porcentagem obtidos nas corridas experimentais para cada reação.

Tabela 3. Rendimento de óleo em biodiesel obtido nos 8 experimentos

Experimento	Catalisador	Razão Molar	Tempo	R1 (%)	R2 (%)	Rendimento Médio (%)
1	KOH	1:5	40min	79,3	79,2	79,25
2	NaOH	1:5	40min	68,2	64,4	66,3
3	KOH	1:7	40min	87,4	84,9	86,15
4	NaOH	1:7	40min	72,2	69,3	70,75
5	KOH	1:5	1h	90,5	91,8	91,15
6	NaOH	1:5	1h	76,9	77,3	77,1
7	KOH	1:7	1h	96,8	97,8	97,3
8	NaOH	1:7	1h	87,2	88,7	87,95

Com os dados da Tabela 3, foi feito um gráfico para melhor verificar os dados de rendimento em cada experimento, Fig. 4.

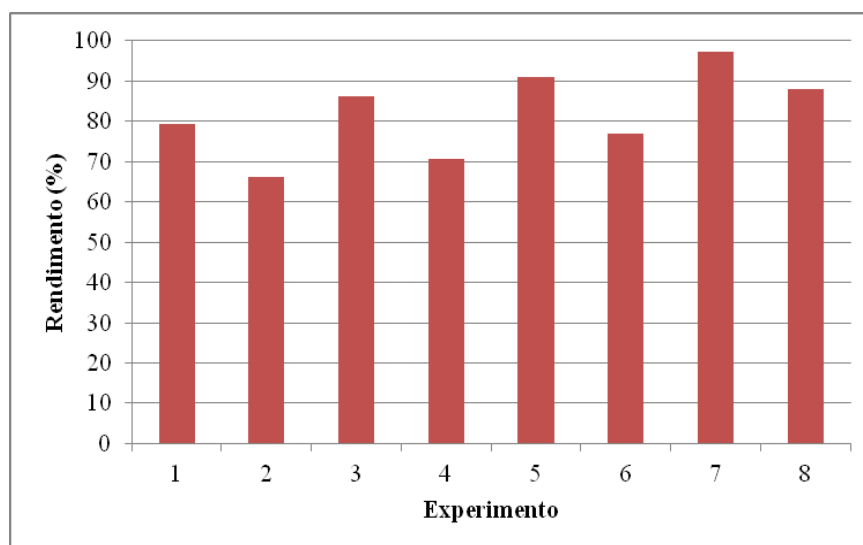


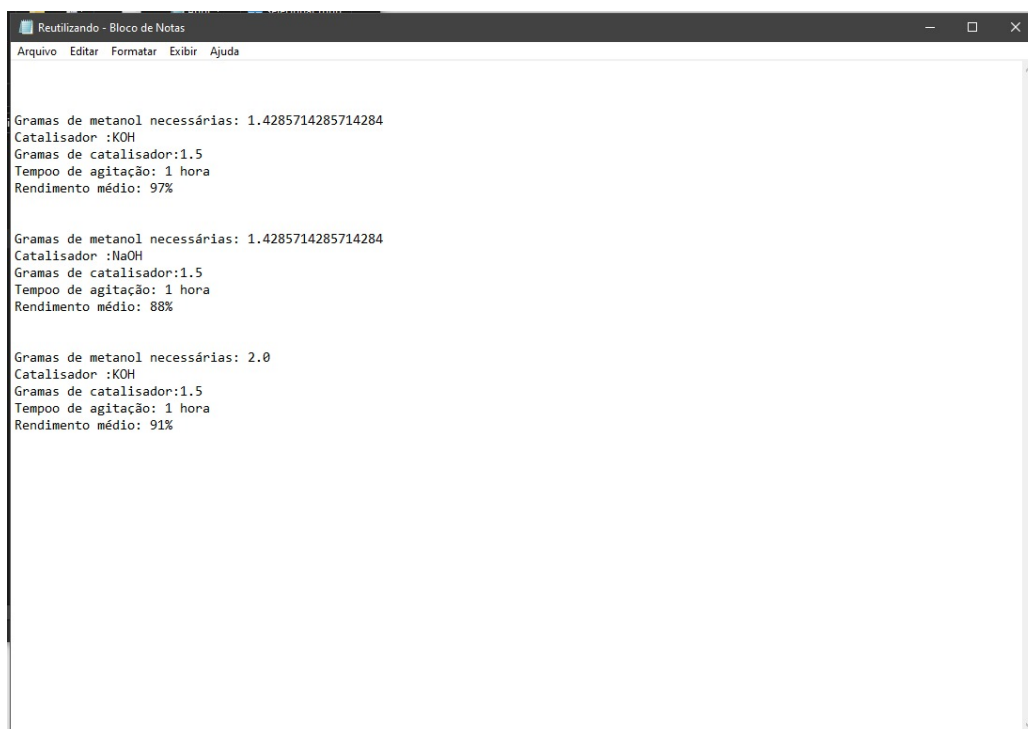
Fig. 4. Rendimentos médios obtidos nas corridas experimentais

Foi possível observar que os rendimentos médios não foram altos. Apenas para a reação 7 o rendimento foi acima de 96,5%, o mínimo permitido para a comercialização do biodiesel segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Ao observar o tipo de catalisador, verificou-se que o catalisador KOH levou a maiores rendimentos. O catalisador foi a variável que mais exerceu influência sobre os rendimentos. Analisando o tempo, as reações que duraram um maior tempo, 1h, obtiveram maiores rendimentos. Analisando agora a razão molar óleo/álcool, foi possível concluir que a maior razão molar levou a maiores rendimentos. Esses dados podem ser comprovados observando que o maior rendimento obtido foi para a reação com KOH, 1h e 1:7 óleo:álcool.

Com o auxílio da programação, obteve-se o resultado do software que tem a principal função de facilitar e mitigar os erros durante o processo de produção de combustíveis alternativos através do óleo residual.

Após o usuário ter inserido na interface do software a massa de óleo residual obtido, o programa fornece dados indispensáveis para a produção do biodiesel (Fig. 5).



```

Arquivo  Editar  Formatar  Exibir  Ajuda

Gramas de metanol necessárias: 1.4285714285714284
Catalisador :KOH
Gramas de catalisador:1.5
Tempoo de agitação: 1 hora
Rendimento médio: 97%

Gramas de metanol necessárias: 1.4285714285714284
Catalisador :NaOH
Gramas de catalisador:1.5
Tempoo de agitação: 1 hora
Rendimento médio: 88%

Gramas de metanol necessárias: 2.0
Catalisador :KOH
Gramas de catalisador:1.5
Tempoo de agitação: 1 hora
Rendimento médio: 91%
    
```

Fig. 6. Dados fornecidos pelo software

## CONCLUSÕES

O software desenvolvido é uma ferramenta eficaz e importante, principalmente, na produção de combustíveis alternativos em grande escala, mitigando erros através de cálculos necessários para seu desenvolvimento, diminuindo também o tempo gasto necessário para tais. Logo, terá um resultado positivo com o aumento da fabricação. É possível estimar o rendimento com as análises previamente realizadas em laboratório.

E a matéria-prima utilizada no estudo, que seria um resíduo, pode ser um potencial concorrente para a elaboração de biodiesel nos grandes centros, diminuindo o descarte desse óleo em lugar inapropriado e contribuindo com o meio ambiente através da produção de um biocombustível.

## REFERÊNCIAS

Christoff, P. (2006). *Produção de biodiesel a partir do óleo residual de fritura comercial*. Estudo de caso: Guaratuba, Litoral Paranaense. Dissertação de mestrado, LACTEC, IEP, Curitiba.

Marins, D. S.; Santos, M. E. (2017). Pré-tratamento do Óleo Residual de Fritura para Elevação do pH e diminuição de sólidos para a produção de biodiesel. *Revista da União Latino-americana de Tecnologia*. 5, 1- 20.

Holanda, A. (2004). *Biodiesel e inclusão social*. Brasília: Câmara dos Deputados, Coordenação de Publicações.

Suarez, P. A. Z.; Meneghetti, S. M. P.; Meneghetti, M. R.; Wolf, C. R. (2007). Transformação de triglicerídeos em combustíveis, materiais poliméricos e insumos químicos: algumas aplicações da catálise na oleoquímica *Quim. Nova*. 30.

Oliveira, T. F. (2020). Uso de ferramentas computacionais no processo de aprendizagem no Brasil. *Jornal das Alagoas*. In Press.

Oliveira, T. F. de; Silva Junior, R. V. da. (2019). Ferramenta Jupyter Notebook no ensino do cálculo integral. *Anais do 1º Encontro Regional de Matemática Aplicada e Computacional da Região Nordeste - I ERMAC/NE*. Juazeiro(BA) UNIVASF, 2019. Disponível em: <<https://www.even3.com.br/anais/IERMACNE/212987-FERRAMENTA-JUPYTER-NOTEBOOK-NO-ENSINO-DO-CALCULO-INTEGRAL>>. Acesso em: 19/03/2020 20:03.



## 1.5 Armazenamento Energético e Materiais para a Energia



## DESARROLLO DE UN COMPOSITE ÁCIDO CÁPRICO/ÁCIDO MIRÍSTICO/SOPORTE POROSO PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA

**Cárdenas-Ramírez C.\*,\*\*, Fernández A.G.\*\*\*, Gómez M.A.\*, Jaramillo F.\*, Cabeza L.F.\*\*\***

\* Centro de Investigación, Innovación y Desarrollo de Materiales – CIDEMAT, Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia UdeA, Calle 70 No. 52-21, Medellín, 050022, Colombia,

[carolina.cardenasr@udea.edu.co](mailto:carolina.cardenasr@udea.edu.co)

\*\* Grupo de Investigación en Materiales y Sistemas de Construcción Corona, Sumicol S.A.S, Carrera 48 #72 sur-01, Medellín, 050022, Colombia, [cacardenas@corona.com.co](mailto:cacardenas@corona.com.co)

\*\*\* GREiA Research Group, University of Lleida, Pere de Cabrera s/n, Lleida, 25001, Spain, [luisaf.cabeza@udl.cat](mailto:luisaf.cabeza@udl.cat)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.5088>

### RESUMEN

Un composite constituido del eutéctico binario ácido cáprico/ácido mirístico (CA:MA) y un soporte mineral poroso colombiano fue desarrollado para aplicaciones de almacenamiento de energía térmica alrededor de los 26 °C. Diferentes porcentajes de impregnación de CA:MA (25%, 35% y 40%) en el soporte fueron estudiados para determinar los valores óptimos en términos de filtración. El mejor composite obtenido, con el 35% de CA:MA y menos del 1,5% de filtración, fue caracterizado térmicamente mediante calorimetría diferencial de barrido (DSC), así mismo, se evaluaron su conductividad térmica, capacidad calorífica y estabilidad térmica a través de las técnicas del hilo caliente, calorimetría diferencial de barrido modulada (MDSC) y ciclado térmico, respectivamente.

**PALABRAS CLAVE:** Almacenamiento de Energía Térmica, Estabilización de Forma de materiales de Cambio de Fase, Ácidos Grasos

### ABSTRACT

A composite consisting of the binary eutectic capric acid/myristic acid (CA:MA) and a Colombian porous mineral support was developed for thermal energy storage applications around 26 °C. Different percentages of CA:MA impregnation (25%, 35% and 40%) in the support were studied to determine the optimal values in terms of leakage. The best composite obtained, with 35% CA:MA and less than 1.5% of leakage, was thermally characterized by differential scanning calorimetry (DSC). Besides, its thermal conductivity, heat capacity and thermal stability were evaluated through the techniques of hot wire, modulated differential scanning calorimetry (MDSC) and thermal cycling, respectively.

**KEYWORDS:** Thermal Energy Storage, Shape-stabilized Phase Change Materials, Fatty Acids

## INTRODUCCIÓN

El almacenamiento de energía térmica mediante materiales de cambio de fase ha llamado ampliamente la atención de la comunidad científica desde hace aproximadamente 30 años (Zalba et al. 2003), como una propuesta para hacer un uso razonable y sostenible de los recursos, ahorrar energía y crear sistemas energéticos más eficientes. En particular, entre los materiales de cambio de fase (PCM por sus siglas en inglés) más estudiados, debido a su estabilidad y disponibilidad, se encuentran los PCM orgánicos, como lo son las parafinas y las llamadas no-parafinas como los ácidos grasos, los alcoholes y el polietilenglicol. Sin embargo, aún se requieren estudios más completos de estos materiales que presenten sus propiedades termofísicas, durabilidad en el tiempo y compatibilidad con los materiales que se usan para contenerlos, entre otras.

Ciertas aplicaciones requieren que los PCM estén contenidos en otro material pues al estar en fase líquida pueden presentarse filtraciones en el ambiente y disminuir así la eficiencia total del sistema. En la literatura pueden encontrarse dos formas de contener los PCM, la primera es mediante la encapsulación (Su et al. 2015), ya sea a escala nano, micro o macro; y la segunda es mediante el uso de matrices porosas (Huang et al. 2019) para producir los llamados PCM por estabilización de forma. La encapsulación se logra a través de procesos fisicoquímicos que usualmente son costosos e incluso, en algunos casos, pueden tener como resultado subproductos peligrosos para el medio ambiente. Por lo tanto, el uso de matrices porosas es una alternativa interesante para obtener compuestos más amigables con el medio ambiente, ya que se pueden aprovechar minerales arcillosos que se encuentran en la naturaleza como la vermiculita (Chung et al. 2015), perlita (Li et al. 2016), diatomita (Qian et al. 2015), sepiolita (Konuklu y Ersoy 2016) y caolinita (Song et al. 2014), entre otros. Además, su producción puede llegar a ser más económica que la encapsulación al no hacer uso de reactivos especiales.

Es así como en este trabajo se presenta la fabricación de un PCM por estabilización de forma. El PCM elegido es un eutéctico orgánico-orgánico de ácido cáprico (CA) y ácido mirístico (MA) nombrado como CA:MA, y el soporte poroso empleado es una arcilla colombiana que presenta una mezcla de diatomita, caolinita, illita y cuarzo (Cárdenas-Ramírez et al. 2019). El eutéctico binario de ácidos grasos CA:MA fue elegido ya que su temperatura de cambio de fase, alrededor de los 24 °C, lo hace apropiado para aplicaciones de baja temperatura como confort térmico en edificios (Cabeza et al. 2011), además proviene de fuentes renovables a diferencia de las parafinas. Diferentes porcentajes de impregnación de CA:MA en el soporte fueron estudiados para determinar los valores óptimos en términos de porcentaje de filtración. Así mismo, se realizaron análisis térmicos, medidas de conductividad térmica, capacidad calorífica y estabilidad térmica ya que pocos estudios se encuentran en la literatura sobre materiales de cambio de fase por estabilización de forma que incluyan este tipo de caracterizaciones.

## MATERIALES Y MÉTODOS

Los materiales de cambio de fase usados, ácido cáprico (CA,  $C_{10}H_{20}O_2$ , grado analítico) y ácido mirístico (MA,  $C_{14}H_{28}O_2$ , grado analítico), fueron comprados a Merck, Darmstadt, Alemania. Los ácidos grasos fueron mezclados en un beaker y colocados en un baño termostático a 60 °C por 50 min para obtener el eutéctico CA:MA. El soporte usado para realizar la estabilización de forma fue un mineral arcilloso poroso provisto por Sumicol S.A.S, proveniente de fuentes locales colombianas. El soporte fue caracterizado en trabajos previos (Cárdenas-Ramírez et al. 2019).

Las temperaturas de cambio de fase y las entalpías fueron medidas usando un DSC 3+ (Mettler Toledo) a una tasa de calentamiento/enfriamiento de 5 °C/min, en atmósfera de nitrógeno, a un flujo de 50 mL/min, después de 2 ciclos de fusión/solidificación. Tasas menores de calentamiento/enfriamiento fueron evaluadas pero los resultados fueron similares.

La preparación del composite de estabilización de forma se realizó a través del método de impregnación asistida por vacío, evaluando diferentes porcentajes de CA:MA (25%, 35% y 40%). Los tres materiales obtenidos fueron nombrados 25-EF-CAMA, 35-EF-CAMA y 40-EF-CAMA, según el porcentaje de impregnación, 25%, 35% y 40%, respectivamente. Las propiedades térmicas, como la entalpía y temperaturas de cambio de fase, fueron medidas de la misma forma que el eutéctico CA:MA.

El porcentaje de filtración del PCM en el soporte fue medido mediante el ensayo basado en el método del papel filtro (Cárdenas-Ramírez, Gómez, and Jaramillo 2019) para los tres niveles de adición de PCM.

El composite con menor porcentaje de filtración fue posteriormente caracterizado a nivel de conductividad térmica, ciclado térmico y capacidad calorífica. La conductividad térmica (método del hilo caliente) se midió con un equipo Decagom KD2 Pro, este ensayo se realizó en un rango de temperatura entre 5 °C y 70 °C usando un baño térmico. El ciclado térmico se realizó poniendo la muestra en un horno Venticell 222 a 40 °C y luego poniéndola a enfriar a 6 °C, hasta alcanzar los 100 ciclos. Las muestras obtenidas luego de 0, 10 y 100 ciclos fueron caracterizadas mediante



DSC, bajo las mismas condiciones de los composites descritos anteriormente. Finalmente, la capacidad calorífica fue medida mediante calorimetría diferencial de barrido modulada, MDSC, usando un TA Instruments Q200, en atmósfera de nitrógeno (50 mL/min), con una tasa de calentamiento de 1°C/min, un periodo de modulación de 100 s, y una amplitud de modulación de ±0.5 °C, en un rango de temperatura entre 5 °C y 70 °C.

## RESULTADOS

En la Fig. 1. se presenta el porcentaje de filtración obtenido para los 3 composites, 25-EF-CAMA, 35-EF-CAMA y 40-EF-CAMA. A medida que aumenta el nivel de impregnación en el soporte, aumenta el porcentaje de filtración. Todas las filtraciones estuvieron por debajo del 4%, siendo en particular los composites del 25% y 35% de CA:MA los que mejor comportamiento presentaron pues tuvieron filtraciones menores del 1,5%. De este análisis se eligió el composite 35-EF-CAMA como el mejor debido a su bajo porcentaje de filtración del soporte y el contenido de PCM, ya que a mayor contenido de PCM en el soporte se espera obtener mayores entalpías.

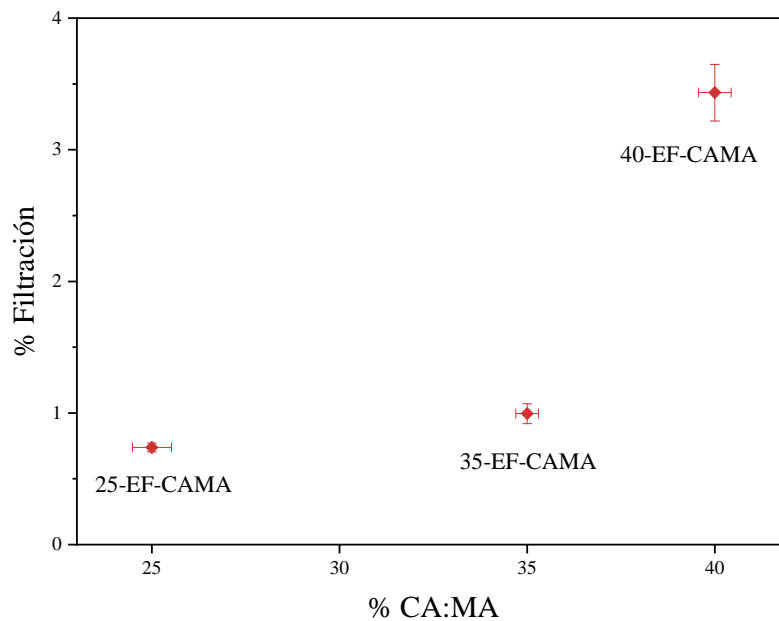


Fig. 1. Porcentaje de filtración del PCM CAMA en el soporte poroso.

La temperatura máxima de cambio de fase,  $T_{m,max}$ , la temperatura onset,  $T_{m,onset}$  y la entalpía de fusión,  $\Delta H_m$ , obtenidas para el eutéctico puro CA:MA como para el composite 35-EF-CAMA se presentan en la **Error! Reference source not found.** La diferencia de las temperaturas de cambio de fase entre el eutéctico puro (24,43 °C) y el composite (26,03 °C) fue de 1.6 °C. Este valor es pequeño y por lo tanto se considera que el cambio de fase para el composite se dio en el rango esperado, según el cambio de fase del eutéctico. La entalpía de fusión disminuyó notablemente del eutéctico al composite, sin embargo, se debe considerar que el composite solo presenta el 35% de impregnación de CA:MA, y por lo tanto solo ese porcentaje está aportando al calor latente. De esta forma, si se calcula el 35% de la entalpía de CA:MA se obtiene 52 kJ/kg. Al comparar este valor con la entalpía del composite (40,52 kJ/kg) se observa que está ligeramente por encima, esto puede estar atribuido a interacciones físicas entre el soporte y el PCM (Sari 2016). Estos resultados demostraron que el compuesto 35-EF-CAMA puede ser usado para aplicaciones entre los 19 °C y 26 °C, como lo son aplicaciones de confort térmico en edificios y materiales de construcción (Zhou et al. 2012).

Tabla 1. Temperaturas de cambio de fase y entalpías de fusión.

	$T_{m,onset}$ (°C)	$T_{m,max}$ (°C)	$\Delta H_m$ (kJ/kg)
CA:MA	18,95	24,43	148,4
35-EF-CAMA	20,36	26,03	40,52

Los resultados de conductividad térmica,  $\lambda$ , en función de la temperatura para el eutéctico CA:MA, el composite 35-EF-CAMA y el soporte de impregnación se presentan en la Fig. 2a. Se observa que la conductividad presenta un pico pronunciado, para CA:MA y 35-EF-CAMA, alrededor de los 18 °C, correspondiente al cambio de fase del material de cambio de fase. Como es de esperarse, el soporte no presentó dicho pico pues en el rango de temperaturas estudiadas no se presentan cambios de fase de este, siendo por lo tanto un material que no aporta al calor latente del sistema. En la región sólida ( $< 11$  °C) el eutéctico CA:MA presentó una conductividad promedio de 0,14 W/m·K, y en la región líquida ( $> 24$  °C) de 0,15 W/m·K. Así mismo, la conductividad térmica promedio del composite 35-EF-CAMA en la región sólida fue de 0,12 W/m·K, y en la región líquida de 0,13 W/m·K. El soporte se mantuvo en 0,04 W/m·K durante todo el rango de temperatura. El soporte, a pesar de presentar una conductividad térmica tan baja, no está disminuyendo significativamente la conductividad térmica del composite y, por lo tanto, el material que rige este fenómeno en el sistema es el eutéctico CA:MA. Las diferencias de conductividad entre el eutéctico puro y el 35-EF-CAMA son despreciables.

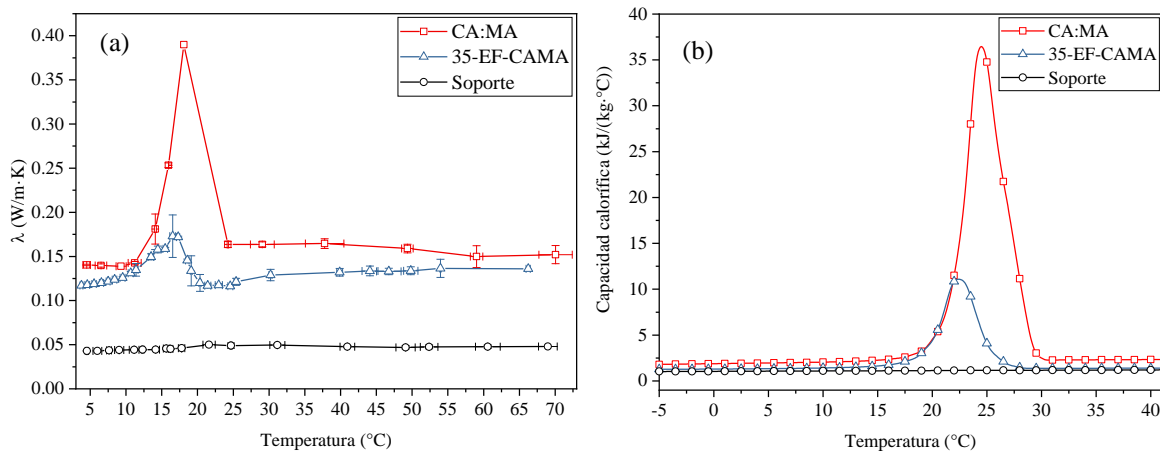


Fig. 2. (a) Conductividad térmica y (b) capacidad calorífica en función de la temperatura.

Así mismo, los resultados de la capacidad calorífica en función de la temperatura (Fig. 2b), mostraron los mismos picos de cambio de fase, para CA:MA y 35-EF-CAMA, si bien la temperatura de dicho cambio está alrededor de los 23 °C, un poco más elevada que lo observado en la curva de conductividad térmica, se debe tener en cuenta la cantidad de muestra que cada ensayo demanda. La conductividad térmica se realizó con aproximadamente 88 g y la capacidad calorífica con 20 mg, lo que explica las diferencias en las temperaturas de cambios de fase. En promedio, tanto para las regiones donde el PCM estaba líquido como sólido, las capacidades caloríficas fueron de 2 kJ/(kg·°C) para CA:MA, 1,4 kJ/(kg·°C) para el composite 35-EF-CAMA y 1,1 kJ/(kg·°C) para el soporte. De este ensayo se demostró que el calor sensible es similar para todas las muestras y que el soporte no disminuyó, ni aumentó, la capacidad calorífica del sistema.

Finalmente, se realizaron análisis de estabilidad térmica para el eutéctico CA:MA y el composite 35-EF-CAMA mediante un ciclado térmico hasta alcanzar los 100 ciclos. En algunos artículos (Navarro et al. 2019) se considera que exponer un material a 10000 ciclos de calentamiento/enfriamiento corresponde a una simulación de 30 años de puesta en servicio de dicho material. A partir de este dato se puede extrapolar entonces que 100 ciclos corresponderían a 3 meses y medio de puesta en servicio de los materiales. En las curvas de calorimetría obtenidas (Fig. 3) se puede observar que no hay cambios significativos en las temperaturas de cambio de fase para CA:MA (Fig. 3a), ni para el sistema 35-EF-CAMA (Fig. 3b), indicando una buena estabilidad térmica en los ciclos evaluados.

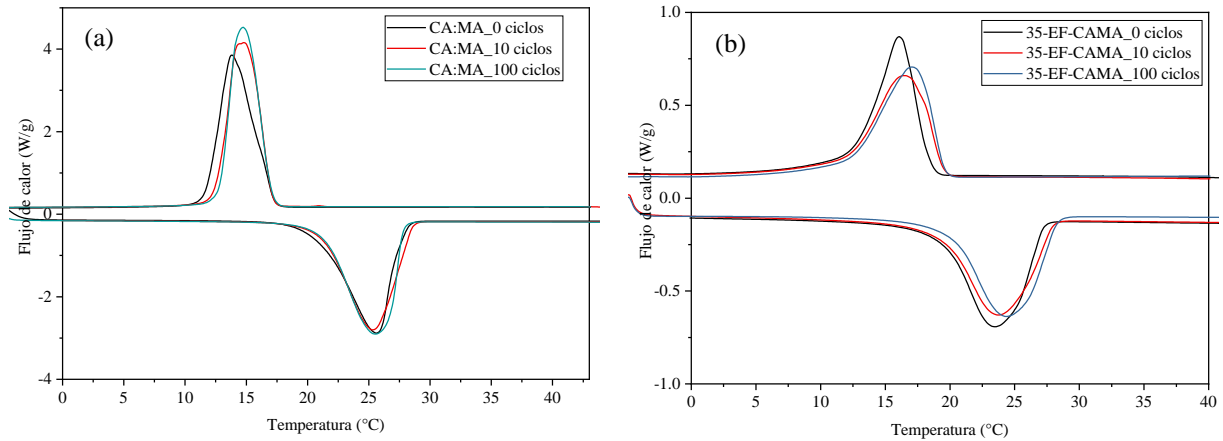


Fig. 3. Curvas de calorimetría para (a) CA:MA, y (b) 35-EF-CAMA, después de 0, 10 y 100 ciclos térmicos.

En particular, al analizar los valores de temperatura de cambio de fase (Fig. 4a) y los valores de entalpía (Fig. 4b) para el composite 35-EF-CAMA se puede comprobar que no hay cambios significativos a medida que aumenta el número de ciclos térmicos, demostrando así que el material 35-EF-CAMA puede presentar una buena estabilidad térmica por al menos 3 meses y medio durante alguna aplicación de almacenamiento térmico.

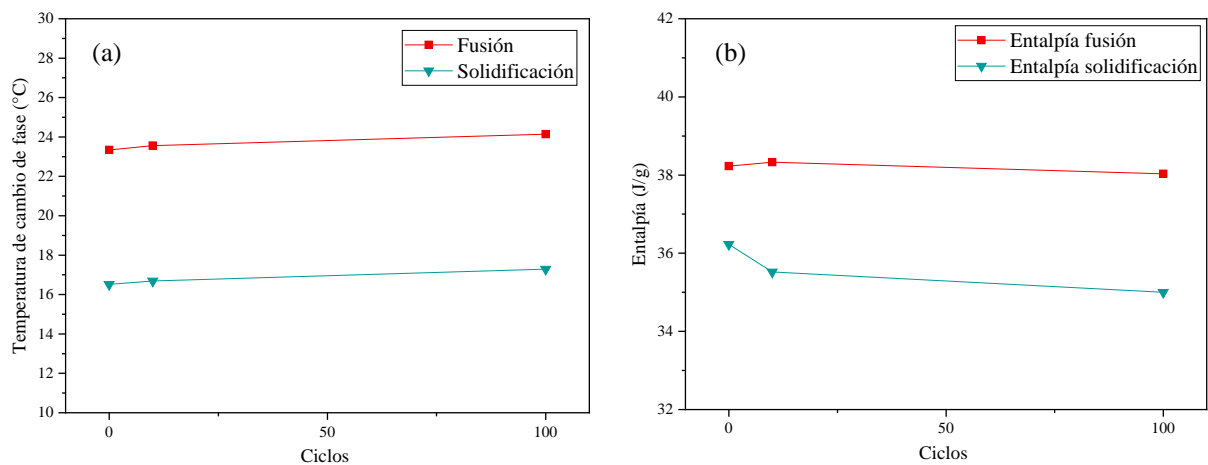


Fig. 4. (a) Temperaturas de cambio de fase, y (b) entalpías, para el composite 35-EF-CAMA después de 0, 10 y 100 ciclos térmicos.

## CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en este trabajo demostraron que el soporte estudiado funciona como una buena matriz porosa del eutéctico CA:MA ya que presentó filtraciones por debajo del 4%, con porcentajes de impregnación del 25%, 35% y 40%. El mejor composite obtenido fue el 35-EF-CAMA (< 1,5 % filtración) con una entalpía de 40,52 kJ/kg y una temperatura de cambio de fase alrededor de 26 °C. La conductividad térmica obtenida fue de 0,12 W/m·K y una capacidad calorífica de 1,4 kJ/(kg·°C). Este nuevo composite desarrollado podría utilizarse en aplicaciones relacionadas con construcción tales como confort térmico en edificaciones.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer al “Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación-COLCIENCIAS”, la Universidad de Antioquia y Sumicol S.A.S por el financiamiento de este trabajo a través de la beca de doctorado 758-2016-Contrato 036-2016, Así mismo, este trabajo fue parcialmente financiado por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades de España (RTI2018-093849-B-C31 - MCIU/AEI/FEDER, UE) y por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades - Agencia Estatal de Investigación (AEI) (RED2018-

102431-T). Los autores de la Universidad de Lleida desean agradecer al Gobierno catalán la acreditación de calidad otorgada a su grupo de investigación (2017 SGR 1537). GREiA es agente certificado TECNIO en la categoría de desarrolladores de tecnología de la Generalitat de Catalunya. Este trabajo es parcialmente financiado por ICREA bajo el programa ICREA Academia.

## REFERENCIAS

Cabeza, L. F. et al. 2011. "Materials Used as PCM in Thermal Energy Storage in Buildings: A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(3): 1675–95. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.018>.

Cárdenas-Ramírez, Carolina, Maryory Gómez, and Franklin Jaramillo. 2019. "Characterization of a Porous Mineral as a Promising Support for Shape- Stabilized Phase Change Materials." *Journal of Energy Storage* 26: 101041. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101041>.

Chung, Okyoung, Su Gwang Jeong, and Sumin Kim. 2015. "Preparation of Energy Efficient Paraffinic PCMs/Expanded Vermiculite and Perlite Composites for Energy Saving in Buildings." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 137: 107–12.

Huang, Xiubing et al. 2019. "Shape-Stabilized Phase Change Materials Based on Porous Supports for Thermal Energy Storage Applications." *Chemical Engineering Science* 356: 641–61.

Konuklu, Yeliz, and Orkun Ersoy. 2016. "Preparation and Characterization of Sepiolite-Based Phase Change Material Nanocomposites for Thermal Energy Storage." *Applied Thermal Engineering* 107: 575–82. <http://proceedings.spiedigitallibrary.org/proceeding.aspx?doi=10.1117/12.2230039>.

Li, Xiangyu et al. 2016. "Development of Granular Expanded Perlite/Paraffin Phase Change Material Composites and Prevention of Leakage." *Solar Energy* 137: 179–88.

Navarro, Lidia et al. 2019. "Benchmarking of Useful Phase Change Materials for a Building Application." *Energy and Buildings* 182: 45–50.

Qian, Tingting et al. 2015. "Diatomite: A Promising Natural Candidate as Carrier Material for Low, Middle and High Temperature Phase Change Material." *Energy Conversion and Management* 98: 34–45.

Sari, Ahmet. 2016. "Thermal Energy Storage Characteristics of Bentonite-Based Composite PCMs with Enhanced Thermal Conductivity as Novel Thermal Storage Building Materials." *Energy Conversion and Management* 117: 132–41. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890416301169>.

Song, Shaokun et al. 2014. "Lauric Acid/Intercalated Kaolinite as Form-Stable Phase Change Material for Thermal Energy Storage." *Energy* 76: 385–89.

Su, Weiguang, Jo Darkwa, and Georgios Kokogiannakis. 2015. "Review of Solid-Liquid Phase Change Materials and Their Encapsulation Technologies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 48: 373–91. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.044>.

Zalba, Belén, José María Marín, Luisa F Cabeza, and Harald Mehling. 2003. "Review on Thermal Energy Storage with Phase Change: Materials, Heat Transfer Analysis and Applications." *Applied Thermal Engineering* 23(23): 251–83.

Zhou, D., C. Y. Zhao, and Y. Tian. 2012. "Review on Thermal Energy Storage with Phase Change Materials (PCMs) in Building Applications." *Applied Energy* 92: 593–605. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.08.025>.

## ANÁLISIS DEL EFECTO DE MATERIALES DE CAMBIO DE FASE SOBRE LA DEMANDA DE CALEFACCIÓN EN UNA CASA FOTOVOLTAICA

**Rebelo F.\*\***, **Corredera A.\***, **Andrés M.\***, **Vicente R.\*\***, **Morentin F.\***, **Ferreira V.M.\*\***, **Samaniego J.\***, **Figueiredo A.\*\***, **Bujedo L.A.\***

\* División de Energía, Centro Tecnológico CARTIF, Parque Tecnológico de Boecillo, parc. 205, Boecillo, 47151 (Castilla y León) España, [luibuj@cartif.es](mailto:luibuj@cartif.es)

\*\* RISCO, Departamento de Engenharia Civil, Campus Universitário de Santiago, Universidade de Aveiro, 3810-193, (Aveiro), Portugal.

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.5089>

### RESUMEN/RESUMO

Este trabajo evalúa el efecto que tiene la integración de materiales de cambio de fase (MCF) en la envolvente de los edificios, sobre la operación de un sistema de generación solar fotovoltaica acoplado con bomba de calor para cubrir las necesidades térmicas de dicho edificio. A partir de una instalación a escala real, se han realizado modelos en EnergyPlus de diferentes escenarios de estudio intermedios, teniendo en cuenta que la aplicación de los MCF microencapsulados como revestimiento de paredes interiores, requiere de un material de sustrato y un mortero para que se incorpore, evaluando de esta forma el efecto que tiene cada uno de los elementos. Se ha simulado y evaluado el efecto en cada escenario de estudio sobre la demanda energética del demostrador, desde la solución constructiva del fabricante hasta la solución con el mortero aditivado con MCF aplicado como recubrimiento interior de las paredes. En paralelo se ha realizado la simulación mediante TRNSYS de una instalación fotovoltaica de 50, 100, 200 y 300 W conectadas a una bomba de calor sobre la que se ha considerado que tiene un rendimiento en calefacción de 3 y un rendimiento de refrigeración de 2. Los resultados muestran que hay una gran cantidad de energía de calefacción que se pierde en los momentos en los que la demanda de calefacción es reducida y la disponibilidad de energía solar es alta. También se ha podido comprobar que el dimensionado para refrigeración es más crítico que para calefacción. Finalmente cabe indicar que el presente trabajo se ha realizado dentro del marco del proyecto SUDOKET financiado por la convocatoria Interreg SUDOE.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** Materiales de cambio de fase, fotovoltaica, simulación dinámica, eficiencia energética, morteros

### ABSTRACT

The present work evaluates the effect that the incorporation of Phase Change Materials (PCM) in the building envelope has in the operation of a solar photovoltaic (PV) generation system coupled with a heat pump for covering the thermal demand of a building. Based on data from a real scale facility, the EnergyPlus models of different case scenarios have been performed, taking into account that the application of microencapsulated PCM as an interior wall coating requires a substrate material and a mortar matrix to be embedded into. The effect on each case scenario on the buildings energy demand, from the manufacturer constructive walls solution until the PCM enhanced mortar applied as the interior wall coating, has been simulated and evaluated. In parallel, the TRNSYS simulation of a solar photovoltaic (PV) system has been performed, considering 50, 100, 200 and 300 W connected to a heat pump with a heating performance of 3 and a cooling performance of 2. The obtained results show that there is a large amount of heating energy that is wasted when the demand for heating is low and the availability of solar energy is high. It has also been demonstrated that sizing for cooling is more critical than for heating. Finally, it should be indicated that this work has been carried out within the SUDOKET project financed by the Interreg SUDOE programme.

**KEYWORDS:** Phase Change Materials (PCM), photovoltaic, dynamic simulation, energy efficiency, mortars

## INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

Los sistemas de almacenamiento de energía térmica (*TES*) y los sistemas constructivos térmicamente activados *TABS* (Arce et al. 2011; Oliveri et al. 2018) combinados con el uso de energía solar, están demostrando un alto potencial de ahorro energético al reducir la demanda manteniendo el confort térmico en los edificios, con el fin de conseguir construcciones más sostenibles (Cunha y Aguilar 2020).

En los últimos años, la construcción ligera está experimentando un rápido crecimiento presentando varias ventajas frente a la construcción convencional: menor coste, reducida producción de residuos en obra, mayor rapidez de construcción, casi 100 % reciclable y alta versatilidad arquitectónica. Sin embargo el mayor inconveniente está relacionado con la reducida masa térmica, que puede comprometer el confort interior por problemas de termorregulación y sobrecalentamiento (Soares et al. 2014). En este sentido, los sistemas de almacenamiento de energía térmica (*TES*) permiten el equilibrio de las necesidades energéticas entre el día y la noche, aprovechando el almacenamiento energético del calor latente de los materiales (Marin et al. 2016). Los MCF tienen la capacidad de almacenar más energía en forma latente, además del calor sensible permitiendo almacenar el calor y realizar el intercambio en otro momento. Por ello se presentan como elementos con los que se puede alisar pasivamente la curva de demanda, teniendo un efecto directo sobre la potencia de instalación de climatización, actuando como termorreguladores pasivos de temperatura (Amaral et al. 2017; Figueiredo et al. 2016, Jamil et al. 2016 y Frazzica et al. 2019).

Uno de los objetivos del proyecto SUDOKET de la convocatoria Interreg SUDOE, que incluye la investigación realizada en el ámbito de este artículo, es evaluar el efecto de los MCF sobre el perfil de demanda de energía en la climatización (*KETmaterials*). Para ello, se han instalado dos casetas idénticas, de construcción ligera (y consecuentemente de baja inercia térmica) como se muestra en la Fig. 1, en la que una se ha tomado una como referencia de base y en la otra se han instalado diferentes recubrimientos de MCF. Se las está, sometiendo a una serie de ensayos tanto de régimen libre como con temperatura interior controlada, monitorizando tanto las condiciones interiores como exteriores en ambos demostradores a lo largo de un año, con el fin de poder evaluar el impacto real que tienen diferentes MCF sobre la evolución de las temperaturas interiores y la demanda de calefacción y refrigeración en los equipos de bomba de calor/aire acondicionado instalados.



Fig. 1. Casetas demostradoras del proyecto SUDOKET

En el presente trabajo, se han modelado y simulado de manera dinámica diferentes casos de recubrimiento superficial interior, tomando como base las soluciones constructivas ligeras (de inercia térmica leve) de los demostradores de referencia, ajustando los parámetros del modelo con valores obtenidos de diferentes pruebas realizadas sobre ellos, a los que se les ha aplicado una planta de climatización solar fotovoltaica de diferentes tamaños, siendo posible la obtención de criterios de diseño.

Las soluciones constructivas base de la envolvente térmica los demostradores de referencia son las siguientes:

- Paredes: panel sándwich con aislamiento térmico de 8 cm de espesor (espuma de poliuretano).
- Techo: techo metálico con 16 cm de aislamiento térmico (lana mineral) en la superficie interior.
- Suelo: suelo de vinilo sin aislamiento térmico y ventilado debajo.
- La fachada sur de los demostradores tienen una ventana de vidrio doble y una puerta exterior opaca.

## METODOLOGIA

La incorporación de MCF en los materiales de construcción se puede realizar mediante varios métodos, como la incorporación directa, inmersión, encapsulación y estabilización (Cunha y Aguilar 2020), teniendo en cuenta que las formas en que se va a contener el MCF depende de la aplicación de almacenamiento térmico que se pretenda.

En el presente trabajo, la aplicación de los MCF elegida fue su incorporación a una matriz de mortero, por lo que se utilizó MCF microencapsulado. Al tratarse de un recubrimiento de mortero con MCF su aplicación requiere una serie de elementos adicionales de carácter logístico como, por ejemplo, un sustrato que de rigidez al recubrimiento y permita su manejo. Para ello se han tomado una serie de planchas cuadradas de aislamiento térmico (XPS) con 1 cm de espesor, del tipo Wedi, como se muestra en la Fig. 2.



Fig. 2. Demostrador con lo sustrato de placas de aislamiento (Wedi): sin (a) y con (b) aplicación de los recubrimientos MCF.

Se han considerado dos tipos de materiales de cambio de fase microencapsulados. Por un lado el BASF Micronal® DS 5001X con una temperatura de cambio de fase de 26 °C y por otro el CrodaTherm™ ME29P con temperatura de cambio de fase en 29 °C y con el punto de cristalización en 23,5 °C, cuyas propiedades se muestran en Tabla 1. Los materiales de cambio de fase microencapsulados se incorporan en la matriz de mortero que posteriormente se aplica sobre el sustrato.

A partir de las características constructivas de los demostradores SUDOKET, con los valores identificados de conductividad térmica e medidos para infiltraciones de aire, se han realizado una serie de modelos bajo el entorno EnergyPlus (2020), considerando diferentes recubrimientos de MCF calculando su demanda de climatización horaria y manteniendo la temperatura interior dentro de los valores de confort, es decir entre 20 y 25 °C.

Tabla 1. Propiedades de los MCF considerados (conforme la ficha técnica).

Designación del Producto	Tipo de Producto	Temperatura de Cambio de Fase (°C)	Capacidad Calorífica (kJ kg <sup>-1</sup> )	Densidad (kg m <sup>-3</sup> )
Micronal® DS 5001 X	Microencapsulado	26,0	110	250-350
CrodaTherm™ ME 29P	Microencapsulado	28,8	183	337

Se han evaluado los siguientes escenarios de estudio:

1. Modelo Base: Paredes formadas por cerramientos tipo sándwich de 8 cm de aislamiento.
2. Modelo Base + Wedi: A las paredes del modelo base, se les ha añadido un recubrimiento de placas de aislamiento térmico tipo Wedi (lo sustrato en Fig. 2 (a)).
3. Modelo Base + Wedi + Mortero: Al modelo 2 se le ha añadido el mortero de referencia, sin el MCF.
4. Modelo Base + Wedi + Mortero + PCM26: Al modelo 3, se le ha añadido un MCF, Micronal® DS 5001X con 26 °C de temperatura de cambio de fase.
5. Modelo Base + Wedi + Mortero + PCM29: Al modelo 3, se le ha añadido un MCF Crodatherm™ ME 29P con 29°C de temperatura de cambio de fase y simulado según el método 1, como se explica a continuación.
6. Modelo Base + Wedi + Mortero + PCM29: Al modelo 3, se le ha añadido un material de cambio de fase Crodatherm™ ME 29P con 29 °C de temperatura de cambio de fase y simulado según el método 2, como se explica a continuación.

Se han considerado dos escenarios para la simulación dinámica con PCM29 (Crodatherm™ ME 29P) debido a que la versión 9.3.0 de EnergyPlus permite dos opciones de simulación para lo comportamiento de los materiales con cambio de fase:

- El primer método se basa en la entalpía total, la temperatura máxima del punto de fusión y las temperaturas iniciales y final del cambio de fase.
- El segundo método se basa en la introducción en el *software* de los valores de la curva temperatura-entalpía para todo el proceso de cambio de fase.

Las simulaciones realizadas han considerado unas infiltraciones de 1,4 renovaciones de aire por hora, con condiciones de aire estándar para mantener la temperatura interior de confort entre 20 y 25°C. Este valor es el resultado de las pruebas de estanqueidad según la norma EN 13829:2001 (*Blowerdoor Test*) realizadas en los demostradores de referencia, como muestra en la Fig. 3.



Fig. 3. Prueba de estanqueidad.

En la Fig. 4 se muestra la metodología adoptada para las simulaciones dinámicas realizadas para cada escenario de estudio en EnergyPlus y la geometría del modelo numérico de la zona térmica del demostrador. Es importante señalar que todos los elementos de sombreado existentes en el entorno de los demostradores se tuvieron en cuenta en los modelos numéricos.

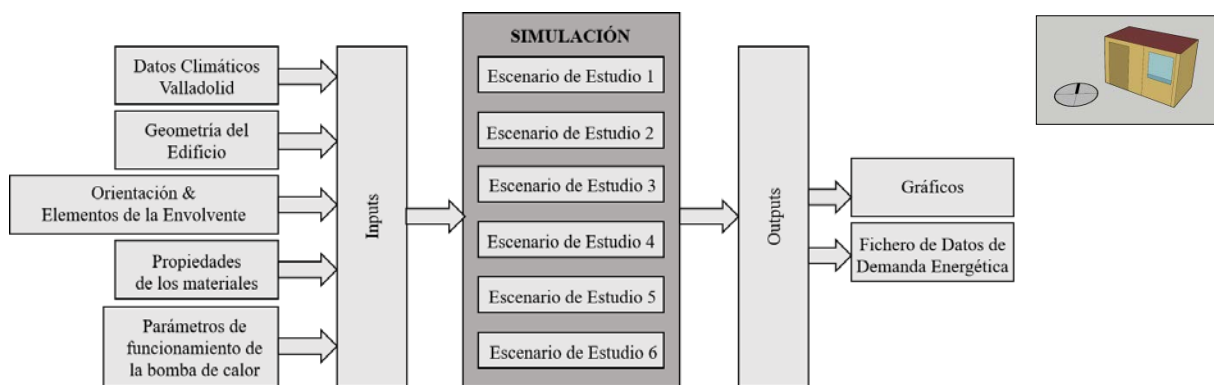


Fig. 4. Diagrama de la metodología adoptada en EnergyPlus y modelo.

En paralelo se ha simulado en TRNSYS una planta fotovoltaica de diferentes potencias en régimen de autoconsumo sin inyección a red, de forma que la energía excedentaria se pierde y se han comparado los resultados de producción con los datos de demanda en cada uno de los casos de estudio, considerando que la climatización se realiza con una bomba de calor aire/aire con un rendimiento de calefacción de 3 y un rendimiento de refrigeración de 2. Las simulaciones en ambos entornos (EnergyPlus, TRNSYS) se han realizado con el mismo año meteorológico tipo, en formato EnergyPlus (.epw) para Valladolid con el fin de poder comparar los resultados obtenidos.

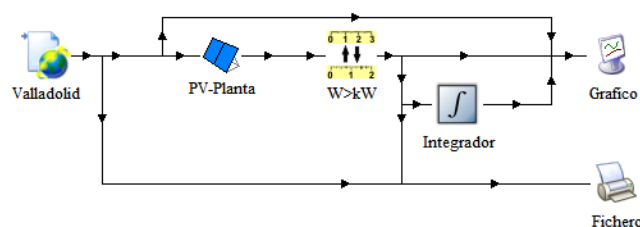


Fig. 6. Diagrama TRNSYS de la instalación fotovoltaica.

## RESULTADOS

En la Fig. 7 se muestran los perfiles de demanda horarios anuales para cada uno de los casos obtenidos de la simulación dinámica en EnergyPlus. Como se puede apreciar, el efecto del recubrimiento de placas de aislamiento térmico tipo Wedi (b) y el mortero de referencia (c) tienen poco impacto sobre la demanda comparada con el caso base (a), siendo las curvas de demanda de calefacción (amarilla) y refrigeración (azul) de valores semejantes. Además se puede ver como la temperatura interior (verde) se mantiene dentro de la banda de diseño. Sin embargo, los casos en que se utiliza mortero aditivado con MCF (d, e y f), estos producen una reducción importante en los perfiles de demanda tanto de calefacción como de refrigeración.



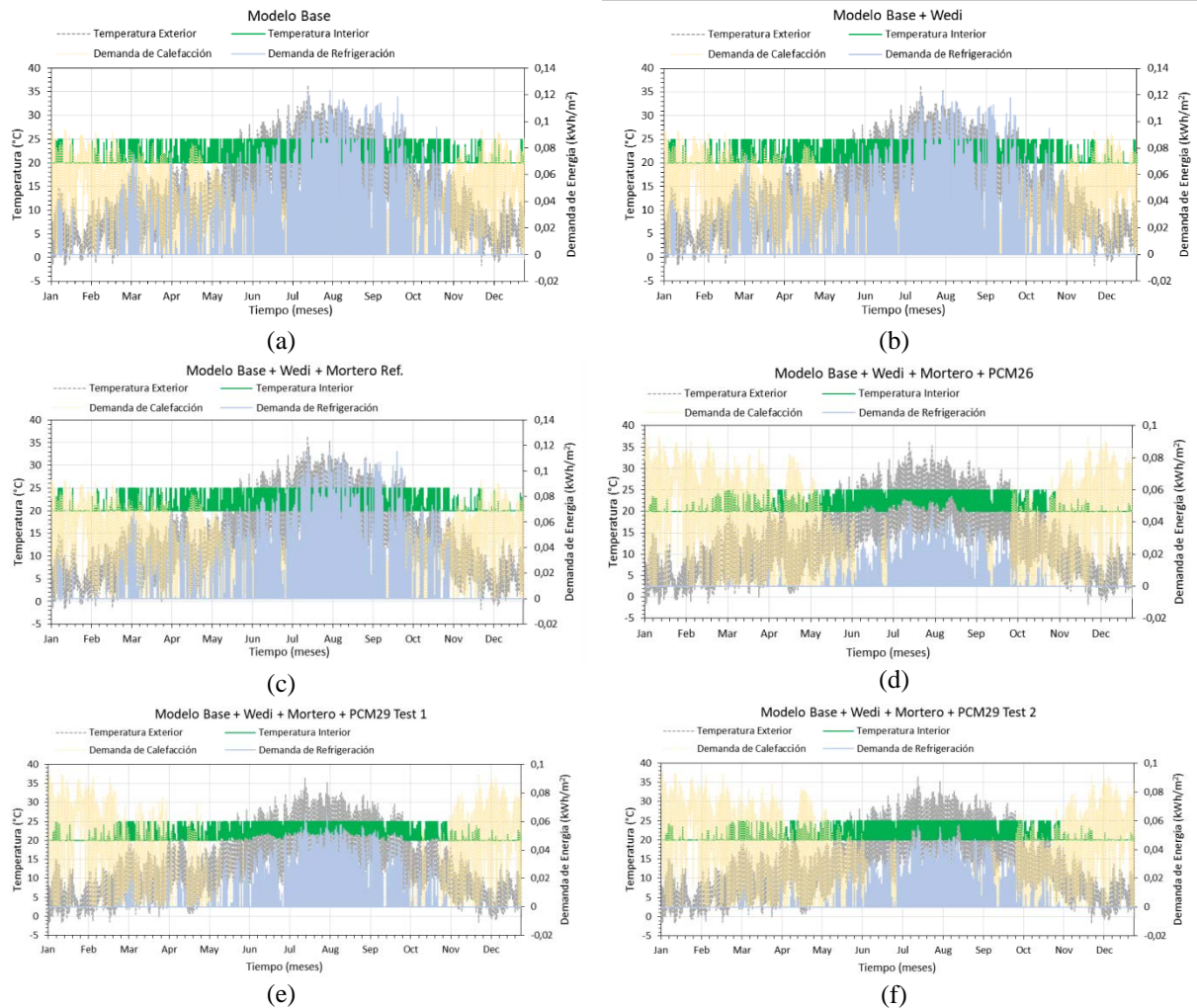


Fig. 7. Perfiles de demanda anual en cada uno de los casos de estudio.

En la tabla 2 se muestra la demanda anual total de calefacción y refrigeración para cada uno de los casos de estudio.

Tabla 2. Demandas térmicas para cada uno de los escenarios de estudio.

Escenario de estudio	Demanda total de calefacción [kWh/año]	Demanda total de refrigeración [kWh/año]
Modelo base (BASE)	2.013,67	429,70
Base+Wedi (B+W)	1.996,63	424,36
Base+Wedi+Mortero (B+W+M)	1.964,39	391,01
Base+Wedi+Mortero+PCM26 (PCM26)	1.625,35	<b>118,41</b>
Base+Wedi+Mortero+PCM29 Test 1 (PCM29-1)	<b>1.156,22</b>	208,04
Base+Wedi+Mortero+PCM29 Test 2 (PCM29-2)	1.831,67	164,26

Para poder evaluar el efecto neto que los MCF tiene sobre la demanda, hay que comparar los resultados del escenario 3 con los escenarios 4, 5 y 6, sirviendo los escenarios 1 y 2 para aislar el efecto del sustrato y el mortero. De esta forma se tiene que el PCM29 Test 1, es el que permite obtener la mínima demanda térmica con una reducción del consumo del 41 % respecto al escenario 3, mientras que el PCM26 es con el que se obtiene una menor demanda de refrigeración con una reducción del 70 % también con respecto al escenario 3. Con los datos de producción de la instalación fotovoltaica, se han estimado los valores anuales considerando potencias de fotovoltaica de: 50 W, 100 W, 200 W y 300 W conectadas a la bomba de calor, y que se pueden ver en las tablas 3, 4, 5 y 6 con los siguientes valores:

- Para facilitar la comparación, en la primera columna se han reproducido los resultados de la tabla 1 correspondientes a la demanda en kWh/año.
- La segunda columna, muestra la producción térmica (kWh/año) de la bomba de calor conectada a la instalación fotovoltaica, siendo el valor de la producción máxima que se puede tener.

- La tercera columna, indica la demanda que queda pendiente por cubrir en la instalación con aporte eléctrico de la red, teniendo en cuenta que la planta solar aporta refrigeración y calefacción (kWh/año).
- La cuarta columna representa el aporte neto de energía soportado con la fotovoltaica, calculada como la diferencia entre las columnas 1 y 3.
- La quinta columna indica la fracción de demanda cubierta por la planta fotovoltaica, calculada como el aporte desde la bomba de calor frente a la demanda total (columna 4 entre la 1).
- La sexta columna se corresponde con la energía perdida debida a falta de acoplamiento entre cargas, calculada como la diferencia entre la columna 2 y la columna 4.
- La última columna indica el porcentaje de energía perdida calculado como la fracción de la sexta columna respecto a la segunda columna.

Tabla 3. Datos para el caso de instalación fotovoltaica de 50 W.

FV = 50 W		Demanda [kWh]	Prod BC [kWh]	Demanda con FV	Aporte BC [kWh]	Fracción solar [%]	Pérdida [kWh]	Pérdida [%]
Base	Calefacc	2.013,67	72,78	1.957,33	56,34	2,80%	16,44	22,59%
	Refrig	429,70	86,16	351,67	78,03	18,16%	8,13	9,44%
B+W	Calefacc	1.996,63	73,53	1.939,72	56,92	2,85%	16,61	22,59%
	Refrig	424,36	85,32	347,20	77,17	18,18%	8,15	9,56%
B+W+M	Calefacc	1.964,39	81,78	1.903,43	60,96	3,10%	20,82	25,46%
	Refrig	391,01	76,30	323,46	67,55	17,28%	8,75	11,47%
PCM26	Calefacc	1.625,35	71,56	1.570,89	54,46	3,35%	17,09	23,89%
	Refrig	118,41	57,53	72,08	46,33	39,12%	11,21	19,48%
PCM29-1	Calefacc	1.156,22	50,81	1.115,96	40,26	3,48%	10,55	20,77%
	Refrig	208,04	61,43	147,26	60,79	29,22%	0,64	1,04%
PCM29-2	Calefacc	1.831,67	84,29	1.768,35	63,32	3,46%	20,98	24,89%
	Refrig	164,26	61,43	112,68	51,58	31,40%	9,85	16,03%

Tabla 4. Datos para el caso de instalación fotovoltaica de 100 W.

FV = 100 W		Demanda [kWh]	Prod BC [kWh]	Demanda con FV	Aporte FV [kWh]	Fracción cubierta [%]	Pérdida [kWh]	Pérdida [%]
Base	Calefacc	2.013,67	145,56	1.915,92	97,75	4,85%	47,81	32,85%
	Refrig	429,70	172,33	283,68	146,02	33,98%	26,31	15,27%
B+W	Calefacc	1.996,63	147,06	1.897,91	98,72	4,94%	48,34	32,87%
	Refrig	424,36	170,64	279,94	144,42	34,03%	26,22	15,36%
B+W+M	Calefacc	1.964,39	163,56	1.858,45	105,94	5,39%	57,62	35,23%
	Refrig	391,01	152,59	264,07	126,94	32,47%	25,65	16,81%
PCM26	Calefacc	1.625,35	143,11	1.530,17	95,18	5,86%	47,94	33,49%
	Refrig	118,41	115,07	39,78	78,63	66,40%	36,44	31,67%
PCM29-1	Calefacc	1.156,22	101,63	1.084,71	71,51	6,19%	30,11	29,63%
	Refrig	208,04	122,85	99,25	108,79	52,29%	14,06	11,45%
PCM29-2	Calefacc	1.831,67	168,59	1.721,37	110,30	6,02%	58,29	34,57%
	Refrig	164,26	122,85	73,46	90,80	55,28%	32,05	26,09%

Tabla 5. Datos para el caso de instalación fotovoltaica de 200 W.

FV = 200 W		Demanda [kWh]	Prod BC [kWh]	Demanda con FV	Aporte FV [kWh]	Fracción cubierta [%]	Pérdida [kWh]	Pérdida [%]
Base	Calefacc	2.013,67	291,13	1.854,99	158,68	7,88%	132,45	45,49%
	Refrig	429,70	344,66	171,91	257,79	59,99%	86,87	25,21%
B+W	Calefacc	1.996,63	294,12	1.836,62	160,01	8,01%	134,11	45,60%
	Refrig	424,36	341,28	169,33	255,04	60,10%	86,25	25,27%
B+W+M	Calefacc	1.964,39	327,12	1.793,81	170,59	8,68%	156,54	47,85%
	Refrig	391,01	305,19	165,84	225,18	57,59%	80,01	26,22%
PCM26	Calefacc	1.625,35	286,23	1.470,54	154,81	9,52%	131,42	45,91%
	Refrig	118,41	230,14	12,20	106,21	89,70%	123,92	53,85%
PCM29-1	Calefacc	1.156,22	203,25	1.037,17	119,05	10,30%	84,20	41,43%
	Refrig	208,04	245,70	36,82	171,22	82,30%	74,48	30,32%
PCM29-2	Calefacc	1.831,67	337,18	1.654,68	176,99	9,66%	160,19	47,51%
	Refrig	164,26	245,70	28,68	135,58	82,54%	110,12	44,82%

Tabla 6. Datos para el caso de instalación fotovoltaica de 300 W.

FV = 300 W		Demanda [kWh]	Prod BC [kWh]	Demanda con FV	Aporte FV [kWh]	Fracción cubierta[%]	Pérdida [kWh]	Pérdida [%]
Base	Calefacc	2.013,67	436,69	1.812,48	201,19	9,99%	235,50	53,93%
	Refrig	<b>429,70</b>	<b>516,99</b>	92,24	337,46	78,53%	179,53	34,73%
B+W	Calefacc	1.996,63	441,19	1.793,92	202,71	10,15%	238,47	54,05%
	Refrig	<b>424,36</b>	<b>511,93</b>	90,67	333,70	78,63%	178,23	34,82%
B+W+M	Calefacc	1.964,39	490,68	1.748,83	215,56	10,97%	275,13	56,07%
	Refrig	<b>391,01</b>	<b>457,78</b>	94,51	296,50	75,83%	161,28	35,23%
PCM26	Calefacc	1.625,35	429,34	1.428,68	196,67	12,10%	232,67	54,19%
	Refrig	<b>118,41</b>	<b>345,20</b>	7,43	110,98	93,73%	234,22	67,85%
PCM29-1	Calefacc	1.156,22	304,88	1.002,85	153,37	13,27%	151,50	49,69%
	Refrig	<b>208,04</b>	<b>368,55</b>	12,92	195,12	93,79%	173,43	47,06%
PCM29-2	Calefacc	1.831,67	505,76	1.608,61	223,06	12,18%	282,71	55,90%
	Refrig	<b>164,26</b>	<b>368,55</b>	19,22	145,04	88,30%	223,52	60,65%

Como criterios de diseño a tener en cuenta, se deberían evitar los casos en los que la segunda columna (energía producida), sean mayores que la primera (demanda), ya que habrá una cantidad importante de energía excedentaria, que no se podría aprovechar ni con almacenamiento, estando marcados en rojo en las tablas 5 y 6.

Como se puede ver la potencia de diseño para los casos con MCF debería de ser inferior a 100 W mientras que para los casos sin materiales de cambio de fase debería ser inferior a 200 W. De los tres casos de estudio con morteros aditivados con MCFs destacar que el PCM29-1 es el que presenta un menor valor de energía perdida durante la refrigeración. En todos los casos las pérdidas de energía en calefacción presentan valores elevados, debido sobre todo a las épocas de entretiempo (primavera y otoño) en los que la demanda de calefacción (y refrigeración) es baja, y la producción fotovoltaica es alta.

#### CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

El presente estudio destaca, a través de simulaciones numéricas, la importancia de incorporar MCF como estrategia para el almacenamiento de energía térmica en las soluciones constructivas de edificios, concretamente en morteros de recubrimiento interior, con vista a la termorregulación pasiva, a la eficiencia energética y a la reducción de la demanda energética del edificio para calefacción y refrigeración interior, manteniendo el confort térmico. Para eso se han modelado y simulado de manera dinámica diferentes escenarios de recubrimiento superficial interior, tomando como base las características constructivas de los demostradores a escala real y ajustando los parámetros del modelo numérico con valores obtenidos de diferentes pruebas realizadas sobre ellos, a los que se les ha aplicado una planta de climatización solar fotovoltaica de diferentes tamaños, siendo posible la obtención de criterios de diseño. Las principales conclusiones obtenidas a través del estudio son:

- Debido a la mayor producción en verano y la menor demanda, el diseño de la instalación se debe hacer teniendo en cuenta la carga de refrigeración, al ser esta la variable más crítica y en la que es más fácil que haya sobre-producción.
- Es mejor ser conservador a la hora de elegir el tamaño de la instalación, con el fin de reducir las pérdidas. Destacar que una instalación sobredimensionada lleva a una mayor inversión que no se ve amortizada ya que una parte importante de la energía se perderá. Si se quiere aumentar la fracción de carga aprovechada por la instalación fotovoltaica, se debe recurrir a sistemas de almacenamiento, con el fin de poder aprovechar los retrasos entre la producción y la demanda.
- Los recubrimientos de mortero aditivados con MCF permiten reducir la potencia fotovoltaica instalada a la mitad en el caso estudiado.
- El MCF tiene un efecto neto importante de reducción de la demanda, siendo el PCM26 el que más reducción produce en refrigeración, con una reducción de 70 %, mientras que el PCM29 Test 1 es el que mayor reducción produce en la demanda de calefacción, que corresponde a una reducción de 41 %.

Los prometedores resultados obtenidos con este estudio, son indicadores de la necesidad de continuar investigando en esta área. Así sería de interés estudiar el efecto en la demanda energética por aplicar diferentes morteros aditivados con MCF (es decir, con diferentes temperaturas de funcionamiento) en paredes con diferentes orientaciones del mismo demostrador evaluando el efecto del MCF en la reducción del consumo de energía por cambiar las horas de funcionamiento de la bomba de calor; así como comparar los resultados obtenidos en las simulaciones numéricas con los datos de comportamiento reales de los demostradores para validar los modelos.

## AGRADECIMIENTOS

El trabajo se ha realizado dentro del proyecto SUDOKET - Mapeo, consolidación y diseminación de las Key Enabling Technologies (KETs) para el sector de la construcción en el espacio SUDOE, ref: SOE2/PI/E0677 que está cofinanciado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) a través del programa INTERREG SUDOE.

## REFERENCIAS/ REFERÊNCIAS

Amaral, C.; Vicente, R.; Ferreira, V. M.; Silva, T. Polyurethane foams with microencapsulated phase change material: Comparative analysis of thermal conductivity characterization approaches, *Energy and Buildings* 153 (2017): 392-402. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.08.019>

Arce, P.; Medrano, M.; Gil, A.; Oró, E., F. Cabeza, L. Overview of thermal energy storage (TES) potential energy savings and climate change mitigation in Spain and Europe, *Applied Energy* 88 (2011): 2764-2774 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.01.067>

BASF – Micronal. [www.micronal.de](http://www.micronal.de) Technical Data Sheet

[www.CrodaTherm.com](http://www.CrodaTherm.com) Technical Data Sheet ME29P.

Cunha, S.; Aguiar, J. Phase change materials and energy efficiency of buildings: A review of knowledge, *Journal of Energy Storage* 27 (2020) 101083. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101083>

EN 13829:2001, Thermal Performance of Buildings. Determination of Air Permeability of Buildings. Fan Pressurization Method (BS EN ISO 9972:2015). Brussels: European Committee of Standardization

Frazzica, A.; Brancato, V.; Palomba, V.; La Rosa, D.; Grungo, F.; Calabrese, L.; Proverbio, E. Thermal performance of hybrid cement mortar-PCMs for warm climates application, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 193 (2019): 270-280. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.01.022>

Figueiredo, A.; Lapa, J.; Vicente, R.; Cardoso, C. Mechanical and thermal characterization of concrete with incorporation of microencapsulated PCM for applications in thermally activated slabs, *Construction and Building Materials* 112 (2016): 639-647. <http://dx.doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2016.02.225>

Jamil, H.; Alam, M.; Sanjayan, J.; Wilson, J. Investigation of PCM as retrofitting option to enhance occupant thermal comfort in a modern residential building, *Energy and Buildings* 133 (2016): 217-229. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.09.064>

Marin, P.; Mohammed, S.; Gracia, A.; Zhu, X.; Mohammed, F.; F. Cabeza, L.; Ushak, S. Energy savings due to the use of PCM for relocatable lightweight buildings passive heating and cooling in different weather conditions, *Energy and Buildings* 129 (2016): 274-283. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.08.007>

Olivieri, L.; A. Tenorio, J.; Revuelta, D.; Navarro, L.; F. Cabeza, L. Developing a PCM-enhanced mortar for thermally active precast walls, *Construction and Building Materials* 181 (2018): 638-649. <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2018.06.013>

Soares, N.; Gaspar, A.R.; Santos, P.; Costa, J.J. Multi-dimensional optimization of the incorporation of PCM-drywalls in lightweight steel-framed residential buildings in different climates, *Energy and Buildings* 70 (2014): 411-421. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.11.072>

SUDOKET: Mapeo, consolidación y diseminación de las Key Enabling Technologies (KETs) para el sector de la construcción en el espacio SUDOE (SOE2/PI/E0677). <http://sudoket.com/>

US Department of Energy, EnergyPlus; 2020. <https://energyplus.net/> [accedido en Septiembre, 2020]

<https://www.wedi.de/en/> Wedi building board Technical Data sheet.

## NOVOS AVANÇOS NO PROCESSO DE FABRICO DE ESPUMAS DE CÉRIA PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO PELA VIA TERMOQUÍMICA SOLAR

**Oliveira F.A.C., Mouquinho A., Barreiros M.A.**

Unidade de Materiais para a Energia, Laboratório de Energia, Laboratório Nacional de Energia e Geologia I.P.,  
Estrada do Paço do Lumiar 22, 1649-038 Lisboa, Portugal, e-mails: [fernando.oliveira@lneg.pt](mailto:fernando.oliveira@lneg.pt);  
[ana.mouquinho@lneg.pt](mailto:ana.mouquinho@lneg.pt); [alexandra.barreiros@lneg.pt](mailto:alexandra.barreiros@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.5090>

### RESUMO

Este trabalho reporta um processo alternativo ao utilizado anteriormente para a produção de espumas de céria, pelo método de replicação de esponjas polimérica patenteado, em 1963, por Schwartzwalder e Somers. As referidas espumas destinam-se a servir de catalisadores à reação de separação da água pela via termoquímica solar. Esta via envolve um ciclo redox, em que a redução endotérmica da céria ocorre a  $T \sim 1400^\circ\text{C}$ , em atmosfera de argon, e a oxidação tem lugar a  $T \sim 1000^\circ\text{C}$ , em presença de vapor de água. O aquecimento foi efetuado por radiação solar concentrada em fornos solares de 1,5 kW, concebidos para o efeito, disponíveis no Laboratório PROMES-CNRS (Odeillo, França). A adição de 5% PVA à suspensão permitiu evitar o colapso da estrutura celular durante a etapa de queima do substrato de PU, permitindo obter uma microestrutura mais porosa, que promoveu a formação de  $\text{H}_2$  pela via termoquímica solar. Ficou assim demonstrado que a microestrutura deste novo material teve um efeito benéfico na produção de  $\text{H}_2$ , ou seja, estima-se que o  $\text{H}_2$  produzido por este material (CF5) seja cerca do dobro do anterior (CF), com base nos teores de CO e  $\text{O}_2$  registados.

**PALAVRAS-CHAVE:** Hidrogénio, Separação da Água, Combustível Solar, Ciclo Termoquímico Solar, Materiais Redox, Céria

### ABSTRACT

This work highlights an alternative approach to the manufacturing of ceria foams by the polymeric sponge replica method patented, in 1963, by Schwartzwalder and Somers. These foams are intended to serve as catalysts for the solar hydrogen production via a two-step water-splitting thermochemical cycle route. This involves a redox cycle, in which the endothermic reduction of the ceria occurs at  $T \sim 1400^\circ\text{C}$ , in argon atmosphere, and oxidation takes place at  $T \sim 1000^\circ\text{C}$ , in the presence of water vapour. Concentrated solar radiation was used as heating source in suitably designed solar furnaces of 1.5 kW available at the PROMES-CNRS Laboratory (Odeillo, France). Additions of 5 wt.% PVA to the slurries played a crucial role in preventing the collapse of the cell structure during the burning out of the PU template, resulting in a more porous microstructure, which promoted the formation of  $\text{H}_2$  by redox reactions involved in the solar thermochemical cycle. It was thus demonstrated that the microstructure of this new material had a beneficial effect on the production of  $\text{H}_2$ , i.e., one estimates that the  $\text{H}_2$  yield of the developed material (CF5) is about twice the reported for the previous one (CF), based on the CO and  $\text{O}_2$  yields recorded.

**KEYWORDS:** Hydrogen, Water Splitting, Solar Fuel, Solar Thermochemical Cycle, Redox Materials, Ceria

## INTRODUÇÃO

A conversão de energia solar em combustíveis gasosos, como sejam o gás sintético (mistura de CO/H<sub>2</sub>) e o H<sub>2</sub>, ou em combustíveis líquidos, como é o caso do querosene, oferece a vantagem de se poder armazenar a energia solar de forma transportável e sustentável. Nas últimas quatro décadas, tem sido equacionada a utilização da energia solar concentrada - como fonte de aquecimento - para a produção de H<sub>2</sub> pela via termoquímica, que envolve a redução endotérmica de um material redox (como a céria, CeO<sub>2</sub>), tipicamente a temperaturas superiores a 1400 °C, e consequente libertação de oxigénio. Seguidamente, a CeO<sub>2</sub> reduzida é arrefecida a cerca de 1000 °C, sendo reoxidada em contacto com vapor de água ou CO<sub>2</sub>, dando origem à produção de gases combustíveis, H<sub>2</sub> e/ou CO, respetivamente. Todavia, a eficiência deste processo é, regra geral, baixa e dependente do desempenho do material redox e da concepção do reator químico usados (D'Souza, 2013). Em trabalhos anteriores, constatou-se que as cinéticas da reação eram favorecidas pela utilização de CeO<sub>2</sub> com estrutura tridimensional ordenada (Oliveira *et al.*, 2018; Pullar *et al.*, 2019). O mesmo sucede no caso da separação de H<sub>2</sub>O (Abanades, 2019). No entanto, a redução de CeO<sub>2</sub> requer temperaturas muito elevadas (> 1500 °C) e pressões parciais de oxigénio muito baixas (< 10<sup>-5</sup> bar), o que limita a produção de H<sub>2</sub>. Por conseguinte, neste estudo, optou-se por modificar a morfologia da céria procurando aumentar a sua área superficial específica e a interligação dos poros, de modo a facilitar o transporte das espécies reativas de e para os locais de oxidação, permitindo uma maior taxa de produção de H<sub>2</sub> a temperaturas mais baixas.

## MÉTODO EXPERIMENTAL

Foram fabricadas espumas de céria pelo método de replicação de esponjas de poliuretano (PU), utilizadas como suporte (Oliveira *et al.*, 2004). Uma vez selecionada a esponja de PU e a respetiva geometria (cilindros de diâmetro e de altura igual a 20 mm), esta foi imersa na suspensão aquosa contendo 60% de CeO<sub>2</sub> (Aldrich Chemistry, com d<sub>50</sub> < 5 µm e grau de pureza de 99,9%). Foi, ainda, adicionado um dispersante (Targon 1128, BK Giulini) e dois ligantes (1% em peso quer de caulinite, quer de bentonite), que foram misturados num jarro de porcelana com bolas de alumina, num moinho de rolos, durante 12 h. As esponjas foram impregnadas sob vácuo e depois passadas numa calandra para remoção do excesso de suspensão. Foram, seguidamente, secas numa estufa de temperatura e humidade controladas e calcinadas a 1000 °C para a queima do PU, em atmosfera de ar, num forno com sistema de extração de gases. Posteriormente, as réplicas foram sinterizadas a 1450 °C, durante 30 minutos (doravante estas espumas são denominadas por CF). Neste estudo, optou-se por substituir os ligantes inorgânicos por um ligante orgânico. À suspensão foi adicionado 5% em peso de álcool polivinílico (PVA, Riedel-de Haen, lote 63018), devidamente dissolvido, à qual se adicionou um novo dispersante (Dolapix CE64, Zschimmer & Schwarz), tendo a mistura sido realizada num misturador de hélices (Heidolph), a 700 rpm, durante cerca de 30 minutos. O procedimento subsequente foi idêntico ao descrito anteriormente, tendo as espumas resultantes a designação de CF5. Determinou-se a densidade das espumas obtidas e observou-se as respetivas microestruturas num microscópio eletrónico de varrimento (SEM, Philips XL30 FEG). Estes materiais foram ensaiados num forno solar do Laboratório PROMES-CNRS (Odeillo, França) de 1,5 kW, em condições de temperatura e atmosfera controladas.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

As espumas CF apresentaram uma densidade de 1,01±0,13 g cm<sup>-3</sup> (correspondente a uma porosidade de 86%, tendo em conta que a densidade da céria, determinada por picnometria de hélio, foi de 7,15 g cm<sup>-3</sup>). No caso em que foram utilizados aditivos inorgânicos (1% bentonite e 1% caulinite), os ligamentos e as paredes de célula apresentavam uma microestrutura densa e o tamanho médio de células rondou os 500 µm. A adição de 5% PVA traduziu-se na obtenção de espumas CF5 com densidade de 1,03±0,03 g cm<sup>-3</sup> e tamanho de célula semelhante (em média 500 µm), mas com uma estrutura contendo microporosidade (Fig.1).

No caso da exposição indireta à radiação solar concentrada, obteve-se para os ciclos termoquímicos (tipicamente a temperatura de redução foi de 1400 °C, em atmosfera de argon, seguida de reoxidação, a 1050 °C, quer em 50% CO<sub>2</sub>:50% Ar, quer em 45% H<sub>2</sub>O:55% Ar), teores de O<sub>2</sub> formado na gama de 22-32 µmol g<sup>-1</sup>, para CF, e de 44-52 µmol g<sup>-1</sup>, para CF5, o que equivale a 95-115 µmol g<sup>-1</sup> de H<sub>2</sub>, ou seja 0,6-0,8 mL min<sup>-1</sup> g<sup>-1</sup> (Haeussler *et al.*, 2020). A diferença nos teores de O<sub>2</sub>, e consequente efeito na respetiva produção de CO e/ou H<sub>2</sub>, deve-se ao facto de os ligantes inorgânicos terem promovido a densificação, a formação de Ce<sub>4.67</sub>Si<sub>3</sub>O<sub>13</sub> e o crescimento de grão (cf. Fig. 1). A presença de microporos aumentou ligeiramente a área específica (0,25 m<sup>2</sup> g<sup>-1</sup> para CF5 e 0,10 m<sup>2</sup> g<sup>-1</sup> para CF), medida por adsorção de N<sub>2</sub> a -196 °C, o que permitiu melhorar o respetivo desempenho em termos de produção de gases combustíveis (Fig.2). Quando se optou pelo aquecimento através da exposição direta à radiação solar, registou-se um aumento dos teores de O<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> produzidos da ordem de 15%. Isto deverá estar relacionado com as diferenças de temperatura e os fenómenos de transferência de calor envolvidos nas duas configurações utilizadas. No caso da separação da molécula de CO<sub>2</sub>, é notória a diferença de teores de CO produzida por CF5 (134±4 µmol g<sup>-1</sup>) e CF (66±10 µmol g<sup>-1</sup>), embora as condições de aquecimento não tenham sido as mesmas.

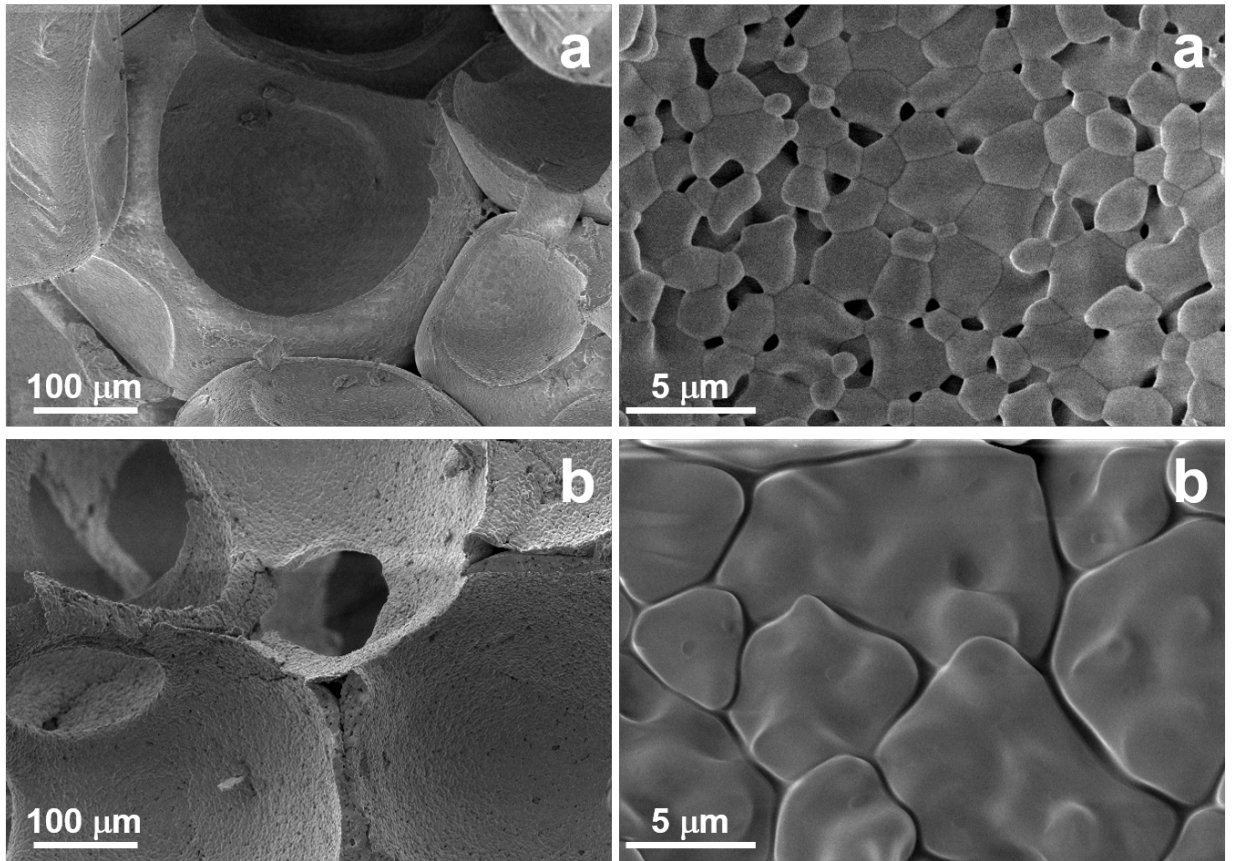


Fig. 1. Micrografias obtidas por SEM mostrando a macroestrutura e a microestrutura das espumas CF5 (a) e CF (b).

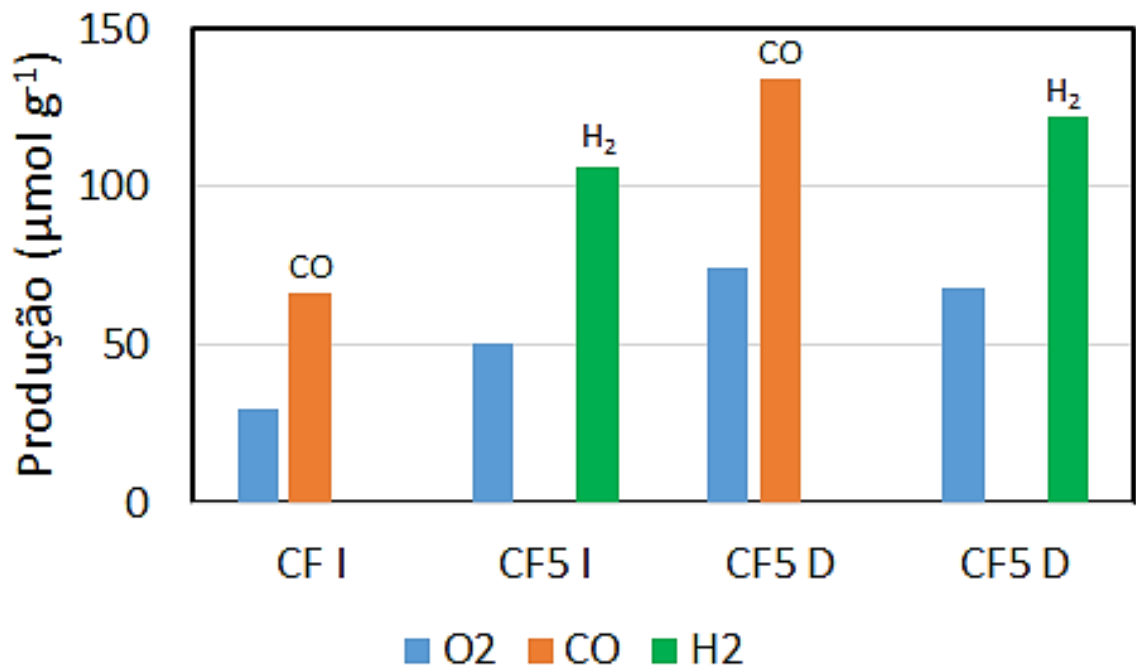


Fig. 2. Produções médias de CO e H<sub>2</sub> obtidas em condições de aquecimento direto (D) e indireto (I) para CF e CF5 (adaptado de Oliveira *et al.*, 2018; Haeussler *et al.*, 2020).

Devido ao seu baixo desempenho, optou-se por não realizar ensaios de CF em condições de aquecimento indireto na separação de H<sub>2</sub>O. De acordo com a estequiometria das reações envolvidas, o teor de H<sub>2</sub> produzido não deverá exceder o dobro do O<sub>2</sub> resultante da redução da CeO<sub>2</sub>. Nos casos em que tal não acontece, a diferença é devida à variabilidade associada às condições de aquecimento, que, por sua vez, está diretamente relacionada com a radiação solar direta (DNI) que varia ao longo do dia.

## CONCLUSÕES

A adição de 5% PVA à suspensão evita o colapso da estrutura celular e promove a formação de H<sub>2</sub> pela via termoquímica solar. Este resultado sugere que a microestrutura deste novo material tem um efeito significativo na produção de H<sub>2</sub>, pois permitiu obter cerca do dobro da quantidade de CO produzida pelo material CF. No caso de se optar por aquecimento direto, o teor de H<sub>2</sub> é cerca de 15% superior ao registado por aquecimento indireto.

## AGRADECIMENTOS

A colaboração do Doutor Stéphane Abanades e de Anita Haeussler foi essencial para a realização dos ensaios nos fornos solares do Laboratório PROMES-CNRS, a quem se agradece todo o apoio prestado, bem como o acesso à referida infraestrutura e o financiamento concedido através dos projetos SFERA II e III.

Este trabalho foi também financiado pela FCT através do projeto H2CORK (contrato n.º 016862, PTDC/CTMENE/6762/2014 e POCI-01-0145-FEDER-016862) e da infra-estrutura INIESC (contrato ALT20-03-0145-FEDER-022113) e pela UE através dos projetos SFERA II (contrato n.º 312643) e SFERA III (contrato n.º 823802).

Agradece-se à Flexipol – Espumas Sintéticas S. A., Hans Barnstorf & Co, Lda e à Rauschert Portuguesa Lda, a oferta das esponjas de PU, do Dolapix CE64 e da caulinite, respetivamente.

## REFERÊNCIAS

Abanades, S. (2019). Metal oxides applied to thermochemical water-splitting for hydrogen production using concentrated solar energy. *ChemEngineering* 3: 63.

D'Souza, L. (2013). Thermochemical hydrogen production from water using reducible oxide materials: a critical review. *Mater. Renew. Sustain. Energy*, 2:7.

Haeussler, A., Abanades, S., Oliveira, F.A.C., Barreiros, M.A., Caetano, A.P.F., Novais, R.M. and Pullar, R.C. (2020). Solar redox cycling of ceria structures based on fiber boards, foams, and biomimetic cork-derived ecoceramics for two-step thermochemical H<sub>2</sub>O and CO<sub>2</sub> splitting. *Energy Fuels*, 34, 9037–9049.

Oliveira, F.A.C., Dias, S., Mascarenhas, J., Ferreira, J.M.F., Olhero, S. and Dias, D. (2004). Fabrication of cellular cordierite foams. In *Mater. Sci. Forum*, Martins R., Fortunato, E., Ferreira, I., Carlos Dias, C. (eds), Vol. 455-456, pp. 177–181. Trans Tech Publications Ltd, Uetikon-Zuerich.

Oliveira, F.A.C., Barreiros, M.A., Abanades, S., Caetano, A.P.F., Novais and R.M., Pullar, R.C. (2018). Solar thermochemical CO<sub>2</sub> splitting using cork-templated ceria ecoceramics. *J. CO<sub>2</sub> Util.* 26, 552–563.

Pullar, R.C., Novais, R.M., Caetano, A.P.F., Barreiros, M.A., Abanades, S. and Oliveira, F.A.C. (2019). A Review of solar thermochemical CO<sub>2</sub> splitting using ceria-based ceramics with designed morphologies and microstructures. *Front. Chem.* 7:601.



## CORROÇÃO DE AÇOS INOXIDÁVEIS AUSTENÍTICOS EM SAIS FUNDIDOS TERNÁRIOS DE CÁLCIO

Diamantino T.C.\*, Gomes A., Paiva T.\*, Figueira I.\*, Pedrosa F.\*, Nogueira C.\*, Guerreiro L.\*\*\*, Collares-Pereira M.\*\*

\* Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), Estrada do Paço do Lumiar, 22, Ed E, 1649-038 Lisboa, Portugal. [teresa.diamantino@lneg.pt](mailto:teresa.diamantino@lneg.pt)

\*\* Cátedra de Energias Renováveis, Casa Cordovil, Rua D. Augusto Eduardo Nunes, n°7, 7000-651 Évora, Portugal

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.5091>

### RESUMO

O armazenamento de energia térmica (TES) é um fator chave para melhorar a eficiência e a despachabilidade dos diferentes sistemas energéticos, devido a um melhor ajustamento entre a procura e a oferta de energia, e ao permitir o desenvolvimento e a implementação de energias renováveis. Um exemplo claro é o TES em instalações de concentração de energia solar (CSP), onde o excesso de energia solar durante o período de luz solar é armazenado para ser utilizado durante os períodos em que a energia solar é necessária, mas não está disponível. Os sais fundidos têm sido amplamente utilizados como fluidos de transferência de calor (HTF) e para TES em instalações CSP. Uma das características fundamentais dos sais fundidos no que diz respeito à sua utilização como HTF e TES é a sua compatibilidade com os materiais de construção. Por esta razão, este trabalho apresenta a resistência à corrosão de dois aços inoxidáveis austeníticos AISI 316L e AISI 321H em contacto com sal ternário fundido com cálcio. Ambos os aços inoxidáveis demonstraram ter velocidades de corrosão aceitáveis para as centrais CSP. Entre os aços austeníticos estudados, o AISI 316L apresenta a menor velocidade de corrosão.

**PALAVRAS-CHAVE:** Armazenamento de energia térmica; Corrosão a alta temperatura; Aços inoxidáveis austeníticos; Sal ternário fundido com nitratos.

### ABSTRACT

Thermal energy storage (TES) is a key factor on improving the efficiency and dispatchability of different energy systems due to the versatility in correcting the mismatch between the energy demand and supply, and by allowing the development and implementation of renewable energies. A clear example is TES in Concentrating Solar Power (CSP) plants, where the excess of solar energy during the Sun-light period, is stored to be released during the periods when the solar energy is needed but not available. Molten salts have been widely used as heat transfer fluids (HTF) and TES media in CSP plants. One of the most important property of molten salts regarding its use as HTF and TES is compatibility with the main construction materials. For this reason, this work presents the corrosion resistance of two austenitic stainless steels AISI 316L and AISI 321H in contact with Ca-ternary molten salt. Both stainless steels demonstrated acceptable corrosion rates for CSP plants. Between the austenitic steels, AISI 316L reveals the lower corrosion rate.

**KEYWORDS:** Thermal energy storage; High temperature corrosion; Austenitic stainless steels; Molten ternary nitrate salt.

## INTRODUÇÃO

A Agência Internacional de Energia (AIE) reconhece as tecnologias de armazenamento de energia, como uma ferramenta indispensável para assegurar o cumprimento das metas de segurança energética e das alterações climáticas, ajudando a integrar os sistemas de eletricidade e de calor.

Entre as diferentes tecnologias de armazenamento de energia, o armazenamento de energia térmica (TES) é uma tecnologia eficaz, sendo um fator chave para melhorar a eficiência de diferentes sistemas de energia devido à versatilidade em corrigir os desvios entre a procura e a oferta e permite o desenvolvimento e implementação de energias renováveis. Um exemplo claro é o TES em centrais de concentração de energia solar (CSP), onde o excesso de energia durante o período de radiação solar é armazenado para ser utilizado durante os períodos em que a energia não está disponível, mas é necessária, como nos períodos do dia sem sol ou períodos noturnos.

As primeiras centrais CSP operavam com óleo como fluido de transferência de calor (HTF). O óleo sintético possui, contudo, muitas desvantagens, como a baixa temperatura máxima de operação (<370 °C), a alta pressão de vapor, a sua inflamabilidade e contaminação ambiental potencial. Os sais fundidos, nomeadamente misturas de nitratos alcalinos, foram introduzidos como HTF/TES e hoje são a tecnologia de TES mais difundida e fiável. As primeiras misturas desenvolvidas envolveram nitratos de sódio e potássio, como o sal solar comum (60% em peso de NaNO<sub>3</sub> + 40% em peso de KNO<sub>3</sub>). Esta mistura tem sido bastante utilizada, uma vez que é relativamente estável até temperaturas superiores a 500 °C. No entanto, o seu ponto de fusão é relativamente alto (240 °C), o que limita a eficiência das centrais, nomeadamente através dos consumos elétricos adicionais, para manter as tubagens acima da temperatura mínima. Diversas outras misturas de sal foram estudadas e desenvolvidas nos últimos anos, com o objetivo de diminuir os pontos de fusão e também melhorar outras propriedades importantes. Além das misturas binárias, têm sido propostas e testadas diferentes misturas ternárias e quaternárias de nitratos metálicos (Liu et al., 2016).

A escolha de materiais metálicos para serem usados em tanques de armazenamento, tubagens, válvulas e outros componentes depende da temperatura de funcionamento, bem como da natureza dos fluidos de transferência de calor (HTF) e do meio de armazenamento de energia térmica (TES). Recomenda-se o uso de aços inoxidáveis para temperaturas que variam entre 300 e 550 °C, uma vez que são considerados materiais resistentes a estas temperaturas (Walczak et al., 2018). No entanto, sabe-se atualmente que esses materiais metálicos são inevitavelmente suscetíveis à corrosão sob condições agressivas.

No presente trabalho foram avaliadas as velocidades de corrosão de dois aços inoxidáveis austeníticos AISI 316L e AISI 321H durante a imersão isotérmica, a longo prazo num sal ternário de cálcio (15% NaNO<sub>3</sub>, 43% KNO<sub>3</sub> e 42% Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>) e comparadas com as obtidas em estudos anteriores com sal solar (Gomes et al., 2018).

## METODOLOGIA

Para a avaliar a estabilidade e a compatibilidade dos aços inoxidáveis foram efetuados estudos relativos à morfologia, estrutura, composição química e gravimetria em função do tempo de exposição dos aços em contacto com o sal ternário. Os ensaios de corrosão foram realizados com dois aços inoxidáveis autênticos: AISI 316L e AISI 321H.

A composição elementar dos aços inoxidáveis está indicada na Tabela 1. Para os ensaios de imersão em sal ternário foram cortadas amostras (réplicas) rectangulares, de dimensões aproximadas a 30 mm × 40 mm × 4 mm de espessura, de ambos os aços inoxidáveis AISI 316L e AISI 321H provenientes da Acerinox Europa e Outokumpu, respectivamente. Antes dos ensaios de corrosão, efetuou-se uma preparação de superfície nas amostras, por desbaste com lixas de SiC de 320, lavagem com água destilada e por fim desengorduramento com etanol. O peso das amostras foi registado utilizando uma balança de precisão METTLER AT 400 FACT (exatidão ± 1 mg) e as suas dimensões foram medidas com um paquímetro digital MITUTOYO (exatidão ± 0,05 µm).

Tabela 1. Composição elementar dos aços inoxidáveis

Grau do aço	Composição Química (wt.%)												
	C	Mn	Si	P	S	Cr	Ni	Mo	N	Ti	Cu	Co	Fe
AISI 316L	0.022	1.276	0.349	0.026	0.001	16.630	10.060	2.144	0.039	-	-	-	remanescente
AISI 321H	0.046	1.360	0.600	0.035	0.001	17.190	9.110	-	0.017	0.390	0.400	0.190	remanescente

Os ensaios de corrosão foram realizados a 500 °C com duração de 3000 h em contacto directo com a mistura ternária de sais fundidos com 15% NaNO<sub>3</sub>, 43% KNO<sub>3</sub> e 42% Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>, em contacto com o ar e em condições estáticas (por imersão).

Durante este processo, foram utilizados fornos tubulares verticais com um controlador de temperatura e cobertos por uma tampa metálica (Figura 1). Os cadinhos usados têm uma carga máxima de 30 kg. Pelo menos quatro amostras de cada aço foram recolhidos em diferentes tempos de exposição até às 3000 h.

O método utilizado para a decapagem dos aços e para o cálculo da perda de massa foi o descrito na norma internacional ISO 17245:2015. A partir dos dados da perda de massa foi calculada a velocidade de corrosão (VC) utilizando a seguinte equação (Kruizenga e Gill, 2014)

$$VC (\mu\text{m}/\text{yr}) = \frac{87600 \Delta m}{\rho t}$$

onde  $\Delta m$  é a diferença de massa por unidade de área após decapagem ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ ),  $\rho$  é a densidade do aço inoxidável ( $\text{g}/\text{cm}^3$ ):  $\rho_{\text{AISI 316L}}=7.98 \text{ g}/\text{cm}^3$ ,  $\rho_{\text{AISI 321H}}=7.94 \text{ g}/\text{cm}^3$ ,  $t$  tempo de imersão (h).

Os sais de nitrato –  $\text{NaNO}_3$ ,  $\text{KNO}_3$  e Nitcal-K ( $\text{KNO}_3 \cdot 5\text{Ca}(\text{NO}_3)_2 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ ) foram fornecidos pelas empresas Basf, Haifa e Yara, respetivamente e foram usadas sem purificação adicional.



Fig. 1. Fornos verticais tubulares usados nos ensaios de corrosão

Antes e depois do processo de corrosão, as amostras de aço inoxidável foram caracterizadas morfológicamente e quimicamente através de análise por difracção de raios X (XRD), recorrendo a um difractómetro Rigaku Geigerflex D/MAX-III C, que funciona com uma radiação monocromática  $\text{Cu K}\alpha$ . Os dados de XRD foram registados no intervalo  $2\theta$  de  $10^\circ$  a  $100^\circ$  com uma taxa de aquisição de  $1,2^\circ/\text{min}$ .

A composição química elementar (semi-quantitativa) dos produtos de corrosão foram analisados em superfície e em secção transversal, utilizando um Microscópio Electrónico Phillips Scanning, Modelo XL 30 FEG, acoplado com microanálise de raios-X. Foram registadas imagens de electrões secundários (SE) e em retrodifundidos (BSE). Foi utilizada uma intensidade de feixe de 15 keV ou 20 keV. Antes da observação em secção transversal, as amostras foram montadas em resina Polyfast (resina de montagem a quente, condutora), em seguida, foram polidas.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nas figuras 1 e 2 apresentam-se respectivamente os resultados da perda de massa e das velocidades de corrosão obtidas durante as 3000 h de contacto dos aços inoxidáveis austeníticos com os sais fundidos. Para ambos os aços as curvas cinéticas seguem uma tendência parabólica. Os valores mais elevados da velocidade de corrosão são observados na fase inicial. Posteriormente, as velocidades de corrosão diminuem atingindo um planalto, como apresentado na figura 2.

A velocidade de corrosão foi estimada por gravimetria, através da análise de amostras recolhidas a diferentes intervalos de tempo, verificando-se que o AISI 316L apresenta uma velocidade de corrosão mais baixa do que o AISI 321H (Figura 2 e 3), compatível com a sua utilização em centrais CSP (Ding et al. 2018).

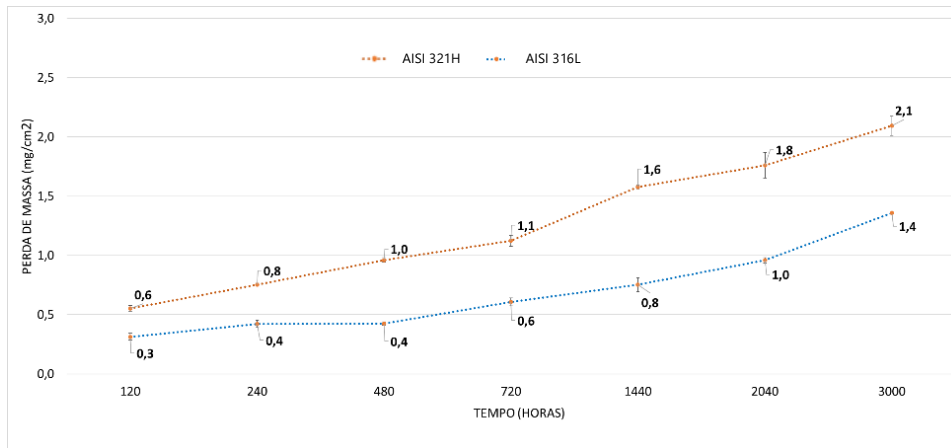


Fig. 2. Perdas de massa ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ ) dos aços inoxidáveis AISI 316L e AISI 321H após imersão durante 3000 h num sal ternário de cálcio a  $500^\circ\text{C}$

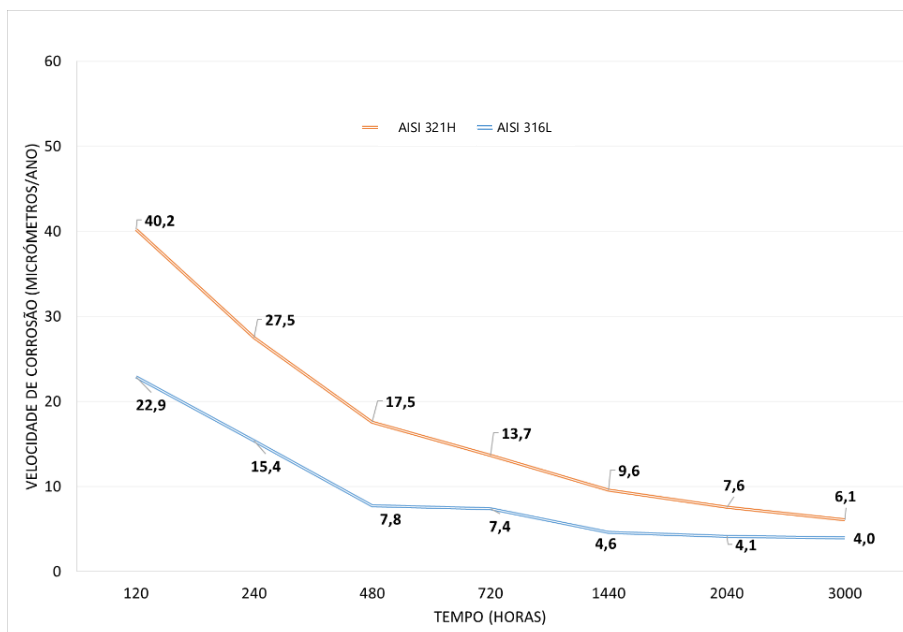


Fig. 3. Velocidade de corrosão ( $\mu\text{m}/\text{ano}$ ) dos aços inoxidáveis AISI 316L e AISI 321H após imersão durante 3000 h num sal ternário de cálcio a  $500^\circ\text{C}$

A tabela 2 apresenta as micrografias obtidas por SEM, dos óxidos formados na superfície das amostras após 1440 h e 3000h de exposição. Os óxidos são morfologicamente semelhantes para ambos os aços estudados. Não se observam fissuras na camada superficial de óxido, nem fissuras na superfície. Considerando a análise química elementar estas são constituídas por Fe, Cr, Mn, O, Ca e Mg. A presença de O confirma a formação de óxidos. O Ca e o Mg são provenientes dos sais, onde o magnésio é uma impureza. Além disso, a sua quantidade parece estar dependente do tempo, diminuindo com o tempo de exposição.

A tabela 3 mostra o mapeamento da composição química elementar dos óxidos formados após 3000 h de exposição. Como se pode observar, a camada exterior é constituída por Mg, Ca e O, possivelmente sob a forma de óxidos ou carbonatos (como o  $\text{CaCO}_3$ ), devido à interação com o  $\text{CO}_2$  atmosférico. A camada intermédia é rica em O, Fe e Ca. Na camada interior, verifica-se um enriquecimento de Cr. Na interface entre os óxidos e o substrato de aço verifica-se também o enriquecimento em Ni. O Ca está presente ao longo das camadas óxidos, o que evidencia a sua difusão. Os produtos de corrosão foram também caracterizados por difração de raios-X (DRX), verificando-se a formação de vários óxidos, sendo os principais,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  e  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ . Foi possível também identificar a presença de MgO após 3000h, em ambos os aços inoxidáveis, embora mais evidente às 1440h, especificamente para o AISI 316L (Figura 4 e 5). Segundo os autores (Ding et al., 2019) a camada de MgO formada na superfície de uma liga metálica pode actuar

como uma barreira para inibir o contacto directo entre os sais e os metais. Contudo, a formação, o crescimento e a sua compacidade, assim como a sua influência no processo de corrosão devem ser investigados. Para além do MgO, também se observa neste aço a presença de  $MgFe_2O_4$ . A presença da espinela  $FeCr_2O_4$  também não deve ser excluída. Além disso, os resultados do XRD revelam o aumento dos óxidos de ferro com o tempo de exposição.

Tabela 2. Micrografias obtidas por SEM das superfícies das amostras de AISI 316L e AISI 321H, com os respetivos dados da composição química elementar obtidas por EDS, após exposição durante 1440 h e 3000 h num sal ternário de cálcio a 500°C

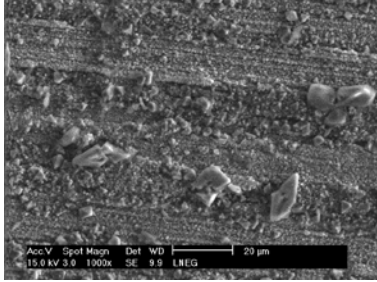
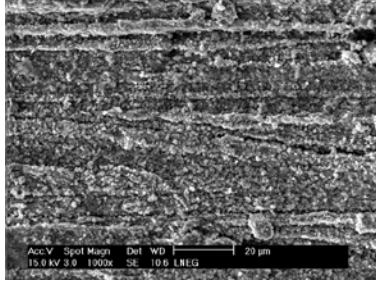
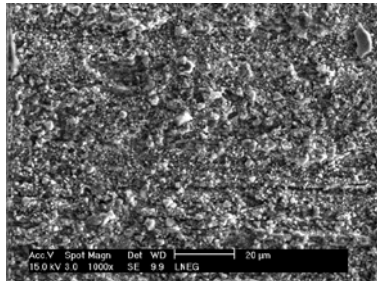
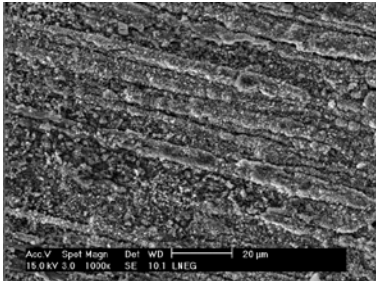
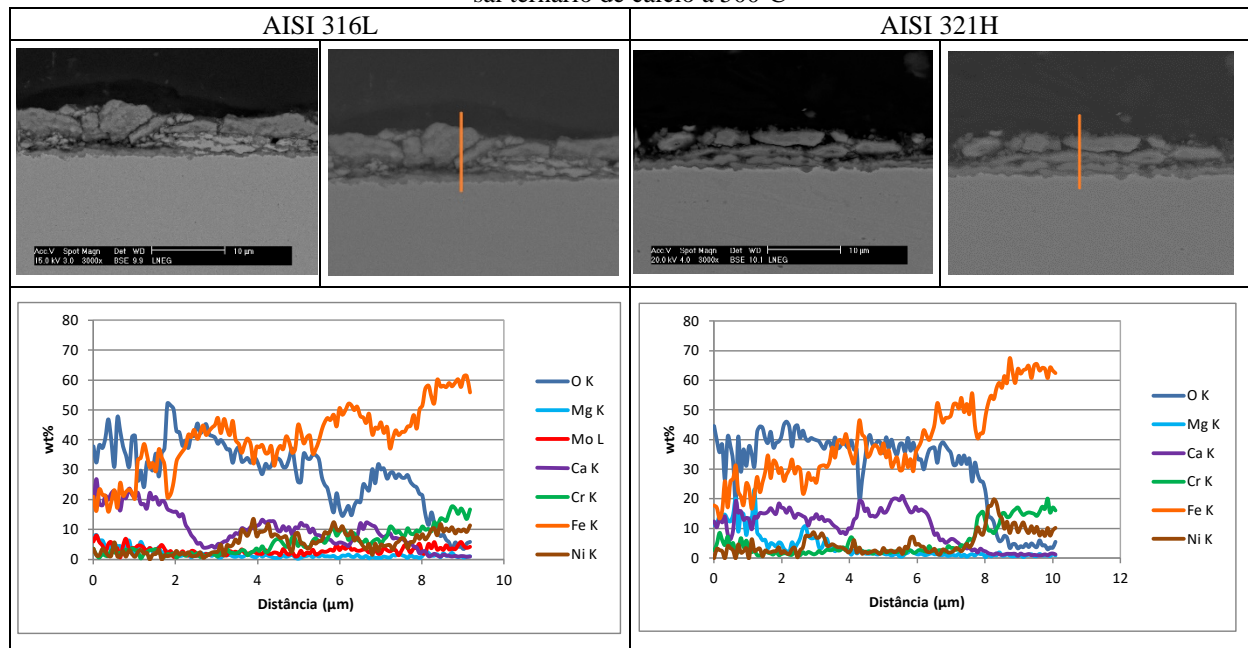
Tempo (horas)	AISI 316L	AISI 321H																												
1440 h	 <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Fe</th> <th>O</th> <th>Cr</th> <th>Mn</th> <th>Ca</th> <th>Mg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Wt%</td> <td>26</td> <td>26</td> <td>2.8</td> <td>1.3</td> <td>8.5</td> <td>22</td> </tr> </tbody> </table>		Fe	O	Cr	Mn	Ca	Mg	Wt%	26	26	2.8	1.3	8.5	22	 <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Fe</th> <th>O</th> <th>Cr</th> <th>Mn</th> <th>Ca</th> <th>Mg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Wt%</td> <td>37</td> <td>24</td> <td>2.1</td> <td>1.5</td> <td>11</td> <td>19</td> </tr> </tbody> </table>		Fe	O	Cr	Mn	Ca	Mg	Wt%	37	24	2.1	1.5	11	19
	Fe	O	Cr	Mn	Ca	Mg																								
Wt%	26	26	2.8	1.3	8.5	22																								
	Fe	O	Cr	Mn	Ca	Mg																								
Wt%	37	24	2.1	1.5	11	19																								
3000 h	 <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Fe</th> <th>O</th> <th>Cr</th> <th>Mn</th> <th>Ca</th> <th>Mg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Wt%</td> <td>36</td> <td>28</td> <td>1.1</td> <td>1.3</td> <td>15</td> <td>11</td> </tr> </tbody> </table>		Fe	O	Cr	Mn	Ca	Mg	Wt%	36	28	1.1	1.3	15	11	 <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Fe</th> <th>O</th> <th>Cr</th> <th>Mn</th> <th>Ca</th> <th>Mg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Wt%</td> <td>48</td> <td>24</td> <td>2.1</td> <td>1.9</td> <td>13</td> <td>1.8</td> </tr> </tbody> </table>		Fe	O	Cr	Mn	Ca	Mg	Wt%	48	24	2.1	1.9	13	1.8
	Fe	O	Cr	Mn	Ca	Mg																								
Wt%	36	28	1.1	1.3	15	11																								
	Fe	O	Cr	Mn	Ca	Mg																								
Wt%	48	24	2.1	1.9	13	1.8																								

Tabela 3. Micrografias obtidas por SEM das superfícies das amostras de AISI 316L e AISI 321H, com os respetivos dados da composição química elementar obtidas por EDS, após exposição durante 1440 h e 3000 h num sal ternário de cálcio a 500°C



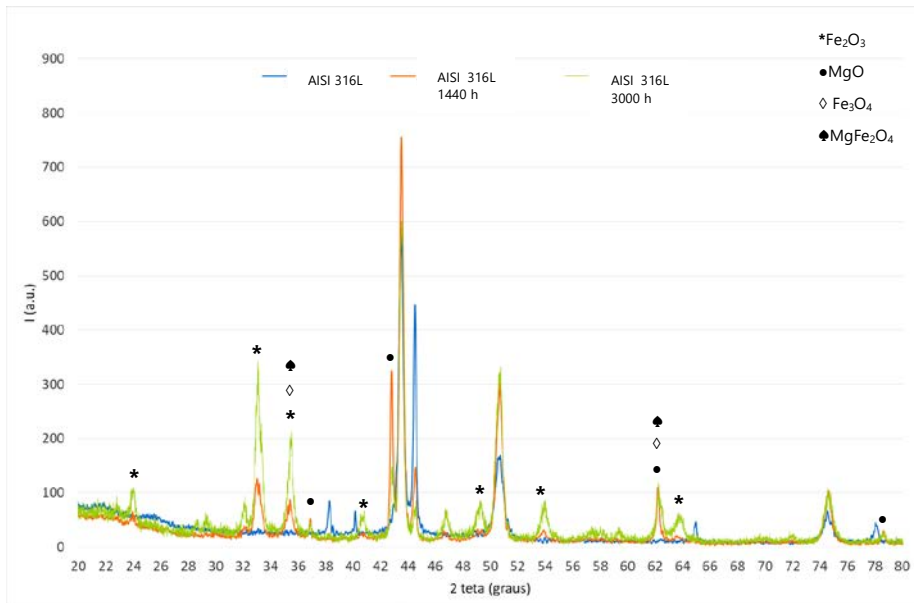


Fig. 4. Difratoograma de XRD do AISI 316L antes e após imersão no sal ternário durante 1440 h e 3000h

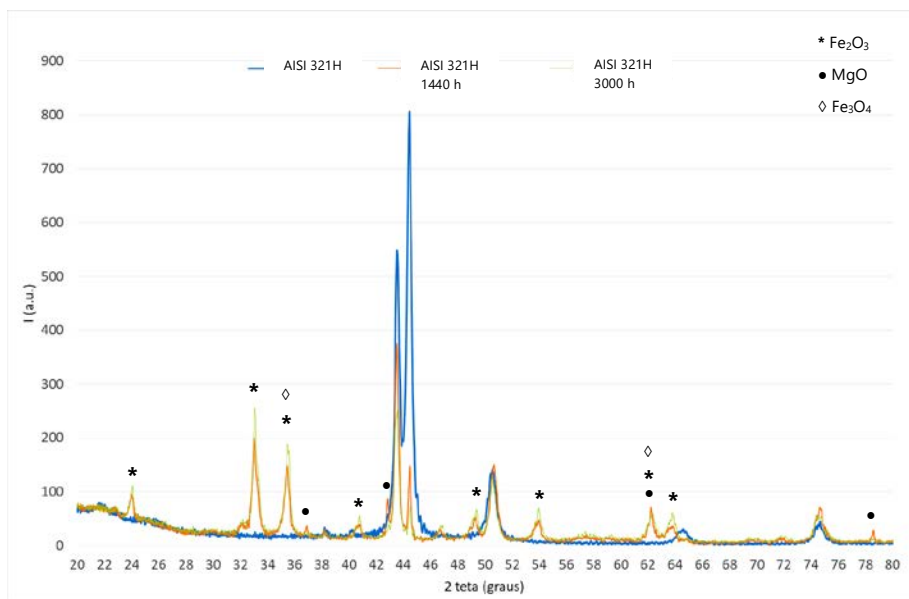


Fig. 5. Difratoograma de XRD do AISI 321H antes e após imersão no sal ternário durante 1440 h e 3000h

## CONCLUSÕES

Os dois materiais estruturais, AISI 316L, AISI 321H, foram estudados quanto à compatibilidade com um sal ternário de cálcio em condições operacionais próximas das utilizadas num sistema TES em CSP.

As principais conclusões obtidas são as seguintes:

- A espessura dos óxidos formados aumenta com o tempo, o que está de acordo com os resultados gravimétricos, revelando uma proteção adequada destes óxidos.
- Os produtos de corrosão são compostos principalmente por óxidos de ferro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ).
- Na camada exterior dos produtos de corrosão é também detectado a presença de Mg, Ca e O, sob a forma de óxidos e possivelmente carbonatos. Por XRD foi possível identificar  $\text{MgFe}_2\text{O}_4$  e  $\text{MgO}$ , mais evidentes no aço AISI 316L.
- Com base em todos os resultados experimentais, os aços apresentam velocidades de corrosão aceitáveis para a sua utilização em centrais CSP. Entre os dois aços austeníticos, o AISI 316L revela a menor velocidade de corrosão, à semelhança do verificado com estes aços autênticos com o sal solar comum (60% em peso de  $\text{NaNO}_3$  + 40% em peso de  $\text{KNO}_3$ ) (Gomes et al, 2019).

## AGRADECIMIENTOS

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do projeto NEWSOL financiado pela União Europeia através do programa de investigação e inovação H2020 (Contrato No. 720985) e da Infraestrutura de Investigação INIESC - Research Infrastructure on Solar Energy Concentration (ALT20-03-0145-FEDER-022113) com financiamento por fundos nacionais através da FCT/MCTES (PIDDAC) e co-financiado pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) do Programa Operacional Regional do Alentejo e do Programa Operacional Regional de Lisboa.

## REFERÊNCIAS

Liu, M., Tay N.H.S., Belusko M., Jacob R., Will G., Saman W., Bruno F. (2016) Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 53, 1411-1432.

Walczak, M., Pineda, F., Fernández, Á.G., Mata-Torres C., Escobar R.A. (2018) Materials corrosion for thermal energy storage systems in concentrated solar power plants, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 86, 22-44.

Gomes A., Navas M., Uranga N., Paiva T., Figueira I., Diamantino T.C. (2019) High-temperature corrosion performance of austenitic stainless steel alloys in molten Solar Salt, *Sol. Energy* 177, 408-419

Kruizenga, D. Gill, Corrosion of iron stainless steels in molten nitrate salt, *Energy Procedia* 49 (2014), 878 – 887

W. Ding, H. Shi, Y. Xiu, A. Bonk, A. Weisenburger, A. Jianu, T. Bauer, Hot corrosion behavior of commercial alloys in thermal energy storage material of molten MgCl<sub>2</sub>/KCl/NaCl under inert atmosphere, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 184 (2018) 22-30.

Ding, W., Shi, H., Jianu, A., Xiu, Y., Bonk, A., Weisenburger, A., Bauer, T., 2019. Molten chloride salts for next generation concentrated solar power plants: Mitigation strategies against corrosion of structural materials. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 193, 298–313. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.12.020>





**PROCESSAMENTO DE MATERIAIS TERMOELÉTRICOS BASEADOS NA TETRAEDRITE USANDO MINÉRIO DE TETRAEDRITE-TENANTITE**

**Esperto L.\*, Figueira I.\*, Mascarenhas J.\*, Salgueiro R.\*\*, Silva T.P. \*\*, Lopes E.B.\*\*\*, Gonçalves A.P.\*\*\*, Correia J.B.\*, Oliveira D.\*\*, Almeida P.\*\*\*\*, Neves F.\***

\* LNEG, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Unidade de Materiais para a Energia, Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649-038 Lisboa, Portugal

\*\* LNEG, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Unidade de Recursos Minerais e Geofísica, Estrada da Portela, Bairro do Zambujal – Alfragide, Apartado 7586, 2610-999 Amadora, Portugal

\*\*\* C2TN, DECN, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Estrada Nacional 10, 2695-066 Bobadela LRS, Portugal

\*\*\*\* SINTEF Materials Physics, Forskningsveien 1 NO-0373 Oslo, Norway

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.5092>

**RESUMO**

O desenvolvimento e implementação de tecnologias com baixo potencial de aquecimento global e energeticamente eficientes requer uma contínua inovação na área dos materiais para a energia. Nesta estratégia insere-se a pesquisa sobre o processamento de materiais termoelétricos baseados na tetraedrite. No presente trabalho procede-se à avaliação da viabilidade da incorporação direta, sem qualquer pré-tratamento, de minério da série tetraedrite-tenantite no processamento de materiais à base de tetraedrite por síntese mecanoquímica. Para tal prepararam-se misturas de pós contendo diferentes rácios de amostras de tetraedrite sintética, também obtida por síntese mecanoquímica, e de amostras de minério, recolhidas na mina de Neves-Corvo e na escombreira da mina do Barrigão. A caracterização estrutural e microestrutural dos materiais processados após 1 h e 2 h de síntese mecanoquímica permitiu verificar a formação de um composto constituído por tetraedrite-tenantite-(Fe) como fase principal, independentemente do minério de origem. Estes resultados são uma indicação do sucesso da abordagem seguida.

**PALAVRAS-CHAVE:** Faixa Piritosa Ibérica, Tetraedrite, Síntese mecanoquímica, Termoelétrico

**ABSTRACT**

The development and implementation of energy efficient technologies with low global warming potential requires a continuous innovation in the field of materials for energy. This strategy includes research on the processing of thermoelectric materials based on tetrahedrite. In the present work, it is evaluated the feasibility of the direct incorporation, without any pretreatment, of minerals from the tennantite-tetrahedrite series in the processing of tetrahedrite-based materials by mechanochemical synthesis. For this purpose, several powder mixtures were prepared containing different ratios of synthetic tetrahedrite samples, also obtained by mechanochemical synthesis, and of ore samples, collected at the Neves Corvo mine and at the abandoned Barrigão mine dumps. From the structural and microstructural characterization of the materials processed for 1 h and 2 h it was observed the formation of a tetrahedrite-tennantite-(Fe) compound, regardless of the origin of the ore sample. These results are an indication of the success of the approach followed.

**KEYWORDS:** Iberian Pyrite Belt, Tetrahedrite, Mechanochemical synthesis, Thermoelectric

## INTRODUÇÃO

Atendendo ao declínio contínuo na utilização dos combustíveis fósseis devido a questões ambientais e ao crescente consumo de energia, a importância da geração de energia termoelétrica tem aumentado de forma contínua. Os materiais termoelétricos (TE) podem ser utilizados para gerar eletricidade a partir de um gradiente de temperatura, bem como para aplicações de arrefecimento, criando um gradiente de temperatura a partir da eletricidade. O primeiro é baseado no efeito Seebeck, e o último no efeito Peltier. As principais condições para um bom material TE são bastante simples - coeficiente Seebeck elevado e, ao mesmo tempo, baixa resistência elétrica e condutividade térmica. Estes parâmetros são, no entanto, interdependentes, o que faz com que a tarefa de encontrar e otimizar um bom material TE requer várias abordagens, levando a uma grande variedade de diferentes famílias de materiais.

Os materiais TE tradicionais utilizados há décadas para geração de eletricidade a partir de um gradiente de temperatura baseiam-se em vários compostos de Bi e Pb com Te (He *et al.* 2017). Estes materiais apresentam de uma maneira geral baixa condutividade térmica, baixa resistividade elétrica e um elevado coeficiente Seebeck. No entanto a maioria dos compostos mencionados contém elementos tóxicos, pesados, raros e caros, tornando-se por isso essencial encontrar novos materiais TE que sejam leves, não tóxicos, abundantes e baratos e apresentem boas propriedades termoelétricas. Nesta estratégia insere-se a pesquisa sobre o processamento de materiais TE baseados na tetraedrite ( $\text{Cu}_{12}\text{Sb}_4\text{S}_{13}$ ). O interesse no seu desenvolvimento advém do facto de estes serem semicondutores do tipo-p, possuírem uma estrutura cristalina complexa, um elevado coeficiente de Seebeck e baixas condutividades térmicas a temperaturas moderadas (Shi *et al.* 2019). A tetraedrite sintética  $\text{Cu}_{12}\text{Sb}_4\text{S}_{13}$  exibe um valor  $zT$  de 0.56 a  $400^\circ\text{C}$  (Lu *et al.* 2013), mas esta composição não ocorre em minerais naturais.

O grupo de minérios constituído por tetraedrite-tenantite é muito abundante no nosso planeta, apresentando na sua forma natural uma fórmula geral do tipo  $\text{Cu}_{10}\text{MT}_2(\text{Sb,As})_4\text{S}_{13}$  (MT=metal de transição) e um comportamento termoelétrico semelhante aos materiais anteriormente referidos (Levinsky *et al.* 2015). Estudos recentes indicam que a utilização direta do minério como material TE não é possível dada a sua natureza isolante, mas se misturado nas proporções adequadas com tetraedrite sintética tal já se torna viável (Levinsky *et al.* 2015). O Fe e o Zn normalmente presentes na composição destes minérios têm uma influência bastante importante nas propriedades termoelétricas, mas os respetivos teores são bastante variados o que torna difícil a sua seleção para materiais TE.

O simples método de diluição pode dar origem a soluções sólidas perfeitas entre a amostra sintética e o minério sem alterar a estrutura cristalina, o que é crucial para manter a condutividade térmica baixa. A mistura 50:50 entre a tetraedrite sintética ( $\text{Cu}_{12}\text{Sb}_4\text{S}_{13}$ ) e o minério ( $\text{Cu}_{9,7}\text{Zn}_{1,9}\text{Fe}_{0,4}\text{As}_4\text{S}_{13}$ ) através de moagem de alta energia com esferas (síntese mecanoquímica) e prensagem a quente permitiu obter um valor máximo  $zT$  de 1 a  $450^\circ\text{C}$ , o que é comparável com outros materiais TE tipo-p a esta temperatura (Lu *et al.* 2013). Outro método de síntese rápida de tetraedrite consistiu também na síntese mecanoquímica do minério misturado com os elementos constituintes da tetraedrite pura (Cu, Sb e S) nas quantidades correspondentes à respetiva relação estequiométrica ( $\text{Cu}_{12}\text{Sb}_4\text{S}_{13}$ ) seguido de prensagem a quente. A vantagem desta abordagem é que o tratamento térmico adicional não é necessário para a obtenção de materiais TE. Portanto, a mistura de minerais naturais e  $\text{Cu}_{12}\text{Sb}_4\text{S}_{13}$  levou a uma modificação da sua composição e permitiu atingir um  $zT$  máximo  $\sim 0,9$  a  $450^\circ\text{C}$  (Chetty *et al.* 2015).

Um dos sulfossais (minerais de sulfuretos complexos) presentes na zona Portuguesa da Faixa Piritosa Ibérica (FPI) é precisamente o da série tetraedrite-tenantite. No entanto, na mineração do Cu é considerado um “minério sujo”, devido às elevadas quantidades de elementos penalizantes (Sb, As) (Gaspar, 1996). Sendo da maior relevância explorar a viabilidade da incorporação direta destes minérios presentes na FPI no processamento de materiais à base de tetraedrite, procedeu-se à avaliação dessa possibilidade através da síntese mecanoquímica, num moinho de bolas planetário, de misturas de pós contendo diferentes rácios de amostras de tetraedrite sintética (TDS) (obtida por síntese mecanoquímica a partir de misturas de pós de Cu, Sb e S) com amostras de minério recolhido na mina de Neves Corvo (MNC) e na escombreira da mina do Barrigão (MB).

## EXPERIMENTAÇÃO

A TDS foi preparada por síntese mecanoquímica a partir dos seus elementos constituintes, ou seja, Cu, Sb e S através da respetiva moagem num moinho de bolas planetário Retsch PM400, utilizando contentores de aço inox com 250 ml de capacidade e bolas de aço inox com 15 mm de diâmetro e 13.65 g de peso. A relação entre o peso das bolas e o peso de pó (BPR) foi de 20:1. Depois de fechados e selados numa câmara de luvas, os contentores foram sujeitos a três operações alternadas de lavagem com Ar e vácuo. Cada operação envolveu dois contentores com 18 g de pó em cada um e foi efetuada a 340 rpm durante um máximo de 2 h, com tempo de pausa de 5 minutos em cada 10 min de moagem em atmosfera de Ar.

A amostra do MNC foi obtida numa das zonas de “minério de Cu sujo” comumente encontrados na mina de Neves Corvo (Fig. 1). Foi depois triturada e moída a um pó fino num moinho vibratório de discos. O MB foi recolhido à mão da escombreira da mina abandonada do Barrigão, triturado em partículas com um máximo de cerca de 4 mm (Fig. 1) sendo depois feita manualmente a seleção dos minerais mais puros de tetraedrite-tenantite (de Oliveira *et al.* 2019). Essas partículas foram igualmente pulverizadas.

Posteriormente, foram processadas misturas de TDS com os MNC e MB, com rácios de 80:20, 50:50 e 20:80, seguindo os procedimentos já referidos para o material sintético.

Os minerais e materiais processados foram caracterizados por difração de raios X (XRD) (D8 Advance da Bruker AXS com radiação Cu K $\alpha$ ), microscopia eletrónica de varrimento (SEM) (Philips XL30 FEG-SEM), equipado com um detetor de eletrões retrodifundidos (BSE) e espectrómetro de raios X de energia dispersiva (EDS, Thermo Scientific™ UltraDry). A composição local das fases foi determinada por EDS correspondendo à média de 6 medições. Distribuições de tamanho de partículas dos pós foram avaliadas por dispersão a laser (Cilas 1064).

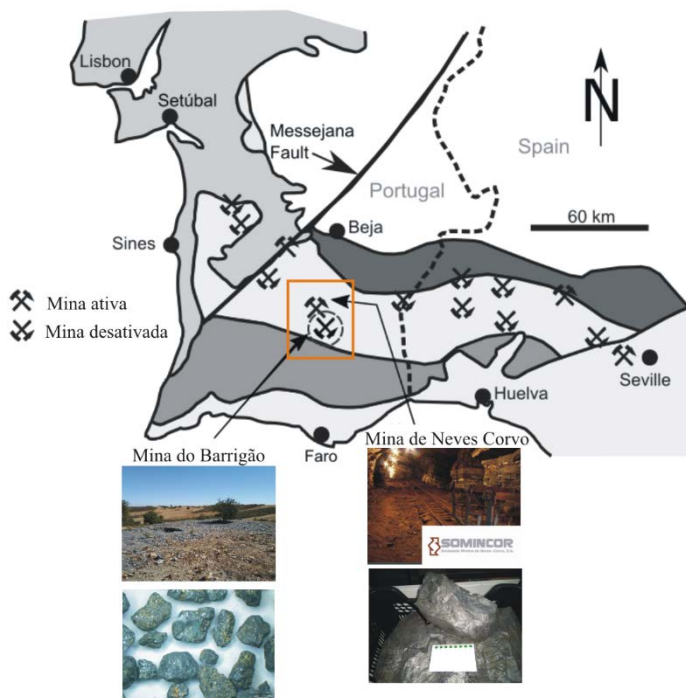


Fig. 1. Localização da Mina de Neves Corvo e da Mina do Barrigão e respetivas amostras de minério

## RESULTADOS

Na Fig. 2(a) e 2(b) é possível observar os difractogramas de raios X correspondentes aos MNC e MB bem como da TDS. A fase predominantemente do MNC corresponde à tenantite ( $\text{Cu}_{12}\text{As}_4\text{S}_{13}$ ), coexistindo com outros sulfuretos metálicos e quartzo em concordância com o observado por (Gaspar, 1996). Por análise de EDS verificou-se que a fase de tenantite incorporava Fe e apresentava uma composição média correspondente à fórmula  $\text{Cu}_{8,8}\text{Fe}_{1,9}\text{As}_{5,0}\text{S}_{13,3}$ . Já o MB apresenta como fase principal a tetraedrite-tenantite ( $\text{Cu}_{12}(\text{Sb,As})_4\text{S}_{13}$ ) e, como fases secundárias, calcopirite e quartzo (Reiser *et al.* 2011). Também por análise de EDS verificou-se que a fase tetraedrite-tenantite do MB era mais rica em As do que em Sb e incorporava Fe, apresentando uma composição média correspondente à fórmula  $\text{Cu}_{9,1}\text{Fe}_{1,6}\text{Sb}_{1,6}\text{As}_{3,3}\text{S}_{13,4}$ . Relativamente à TDS preparada por síntese mecanoquímica verifica-se que é composto bifásico constituído por tetraedrite e famatinitite.

Na Fig. 2(c) listam-se as fases que foram indexadas nas misturas de TDS com os MNC e MB após processamento por síntese mecanoquímica. Os difractogramas de raios X obtidos são exemplificados na Fig. 2(a) e 2(b) para as misturas 50:50 de TDS+MNC e de TDS+MB após 1 h e 2 h de processamento. Apesar da heterogeneidade inicial relacionada com a presença de diferentes fases nos materiais de partida, os resultados de XRD aqui apresentados são bastante promissores. Independentemente da mistura, os resultados sugerem que com o processo de síntese mecanoquímica ocorreu uma dissolução completa dos constituintes da tetraedrita sintética com os constituintes principais do minério, que possivelmente pode ser atribuída a reações de deslocamento, dando origem à formação de uma solução sólida que genericamente pode ser considerada uma tetraedrite-tenantite com ferro (tetraedrite-tenantite-(Fe),  $(\text{Cu,Fe})_{12}(\text{Sb,As})_4\text{S}_{13}$ ). De referir que a largura a meia altura do pico principal desta solução sólida variou entre um mínimo de  $0.279^\circ$  (2theta) e um máximo de  $0.382^\circ$  (2theta). Além desta fase, foram igualmente indexadas a famatinitite, na mistura TDS+MB 80:20, e a famatinitite/luzonite e pirite, nas misturas com o MNC. O quartzo, como esperado, também está presente em todas as misturas.

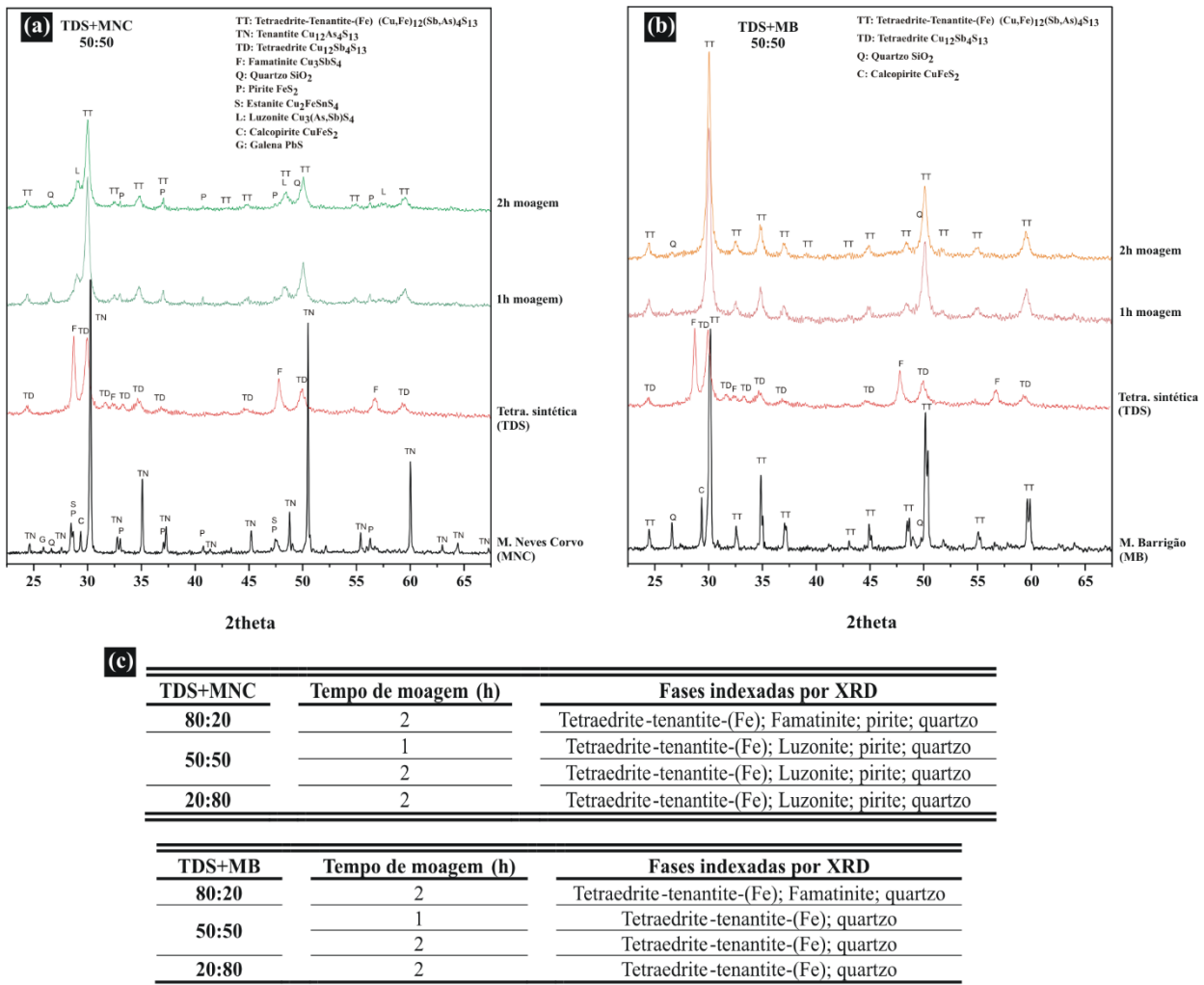


Fig. 2. (a) e (b) Difractogramas de raios X dos minérios de Neves Corvo e do Barrigão, da tetraedrite sintética e das misturas 50:50 de TDS+MNC e de TDS+MB sintetizadas mecanoquimicamente por 1 h e 2 h. (c) Fases indexadas por XRD para a totalidade das misturas sintetizadas mecanoquimicamente

As características dos pós resultantes da síntese mecanoquímica, em termos da sua morfologia e distribuição granulométrica, são apresentadas na Fig. 3. A morfologia dos pós, aqui exemplificada na Fig. 3(a) e 3(b) para a mistura TDS+MNC 50:50, é bastante irregular com estes a apresentarem genericamente dois tipos de fração, uma à escala submicrométrica e outra da ordem de algumas dezenas de micrómetros. Verifica-se ainda que as partículas dos pós da fração submicrométrica têm tendência para se agregar em aglomerados, o que é claramente evidenciado na Fig. 3(b). Estas observações são corroboradas tanto pelos valores referentes às dimensões características das partículas (D10, D50 e D90, listados na Fig. 3(c)) como pela distribuição granulométrica, representada pela curva de distribuição cumulativa (Q3, valores cumulativos) e pela curva de distribuição de frequência (q3, histograma) aqui exemplificadas na Fig. 3(d) para a mistura TDS+MNC 50:50. Constata-se que o tamanho médio de partículas (D50) das misturas processadas varia entre um mínimo de 4.55  $\mu\text{m}$  e um máximo de 6.11  $\mu\text{m}$ . Por outro lado, a curva de distribuição de frequência revela uma distribuição multimodal com concentração de partículas em torno de 1.5, 6, 15 e 25  $\mu\text{m}$ . Para as restantes misturas processadas obtiveram-se resultados similares.

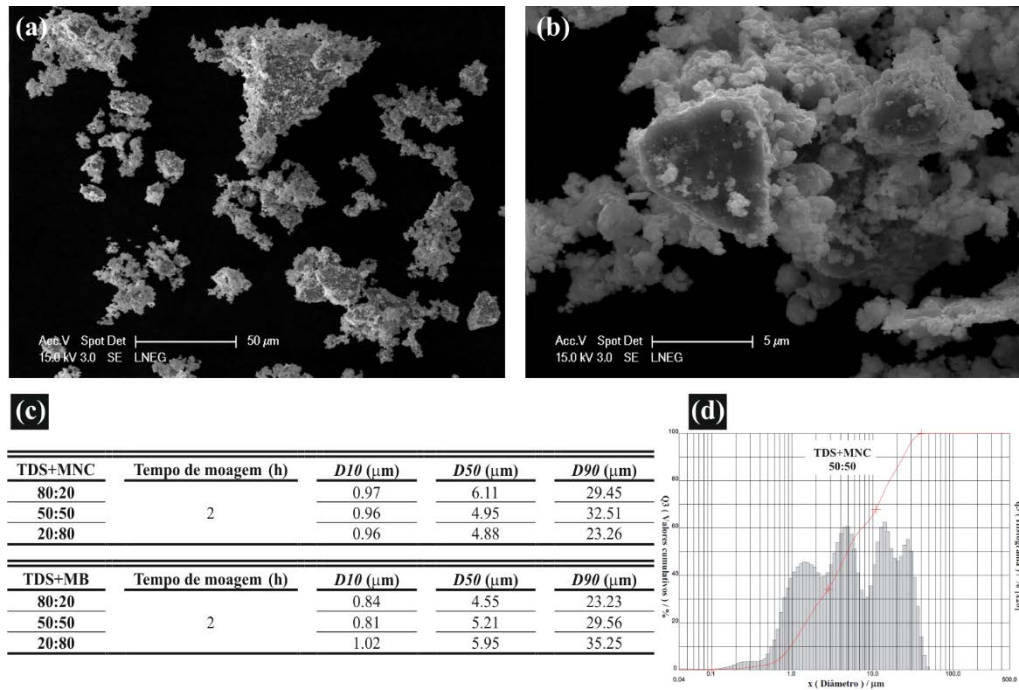


Fig. 3. (a) e (b) Imagem de SEM para as misturas TDS+MNC 50:50 mostrando a morfologia típica dos pós resultante do processo de síntese mecanoquímica. (c) Valores de  $D$  obtidos a partir da análise da distribuição granulométrica dos pós das misturas sintetizadas mecanoquimicamente. (d) Curva de distribuição granulométrica típica das partículas dos pós sintetizados mecanoquimicamente

A microestrutura típica das materiais processados é exemplificada nas imagens de SEM/BSE da Fig. 4 para as misturas TDS+MB 50:50 e TDS+MNC 50:50 após 1 h de síntese. Em ambos os casos é possível identificar micro inclusões na matriz de tetraedrite-tennantite-(Fe). Estas micro inclusões estão associadas à presença de quartzo, nas misturas com MB e MNC (inclusões de cor preta nas imagens), e de pirite, estas apenas nas misturas com MNC (inclusões de cor cinza claro nas imagens). A Fig. 4 apresenta ainda os resultados obtidos por EDS referentes à composição matriz de tetraedrite-tennantite-(Fe). Os resultados aqui apresentados, assim como os obtidos para a generalidade das misturas processadas, estão dentro dos valores esperados e os desvios em relação à composição nominal podem ser atribuídos à composição variável das amostras de minério.

O mapeamento elementar por EDS permitiu aferir a distribuição dos diversos elementos constituintes das partículas dos pós processadas. Na sua globalidade observou-se uma distribuição muito uniforme e homogênea dos principais elementos nas partículas de pó analisadas. A Fig. 5 exemplifica isso mesmo para os mapas do As e do Sb nas misturas TDS+MNC 20:80 e TDS+MB 20:80 após 2 h de síntese. Este resultado é extremamente relevante considerando os diferentes constituintes dos materiais de partida e corroboram os resultados de XRD relativamente à formação de uma solução sólida  $(\text{Cu,Fe})_{12}(\text{Sb,As})_4\text{S}_{13}$ .

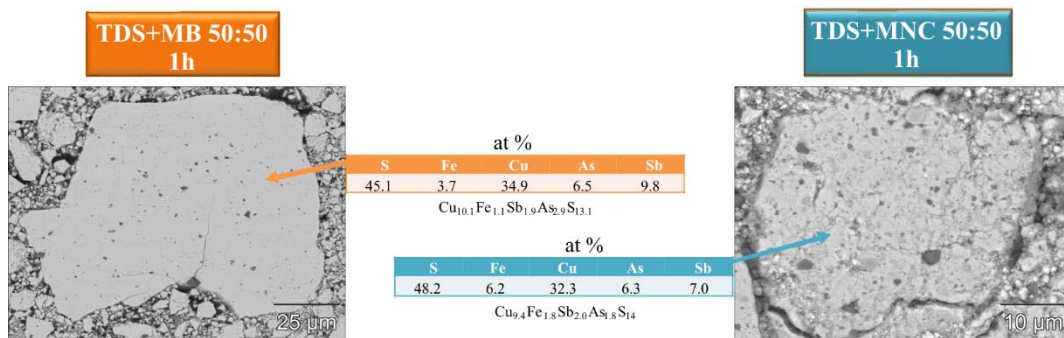


Fig. 4. Imagens típicas de SEM/BSE para as misturas 50:50 após 1 h de síntese mecanoquímica e composições elementares determinadas por EDS na matriz das partículas (média de 6 medições)

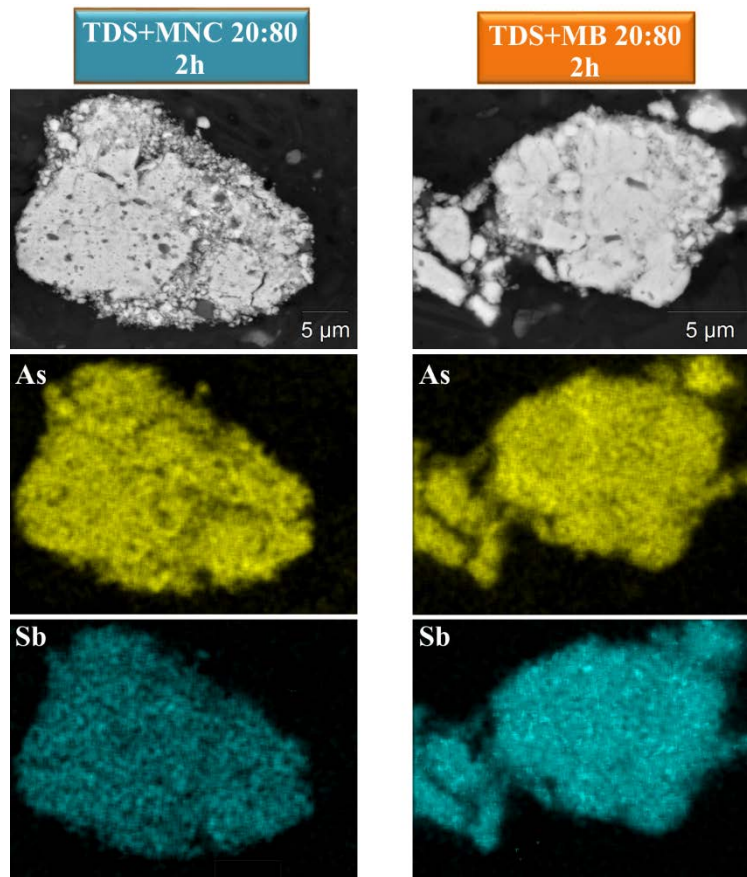


Fig. 5. Mapas de distribuição elemental por EDS para o As e o Sb nas misturas 20:80 após 2 h de síntese mecanoquímica

#### COMENTÁRIOS FINAIS

Os resultados obtidos constituem um avanço significativo para o uso direto, sem etapas de pré-tratamento, da série mineral tetraedrite-tennantite, presente na zona Portuguesa da Faixa Piritosa Ibérica, no ciclo de processamento de materiais à base de tetraedrite por meio de síntese mecanoquímica. Espera-se que esta abordagem possa vir a ter um impacto significativo na vertente económica-ambiental. Com as condições experimentais utilizadas, as amostras recolhidas na escombreira da mina do Barrigão evidenciaram ser uma solução mais viável.

#### AGRADECIMENTOS

Este trabalho é financiado por fundos nacionais através da FCT – Fundação para a Ciência e a Tecnologia, I.P., no âmbito do projeto PTDC/EAM-PEC/29905/2017. A Direção Geral de Energia e Geologia participa como “External Advisor” no projeto LocalEnergy em que integra este trabalho. Agradece-se à Somincor-Sociedade Mineira de Neves Corvo SA, o apoio e fornecimento de amostras.

#### REFERÊNCIAS

- Chetty et al. (2015). Tetrahedrites as thermoelectric materials: an overview, *J. Mater Chem.* 3, 12364-12378.
- de Oliveira D., Salgueiro R., Silva T.P., Reiser F., Guimarães F., Neves F. (2019). The Barrigão copper deposit: tennantite-tetraedrite for thermoelectric and high-technology applications, in: CIG 2019, XII Congresso Ibérico de Geoquímica/XX Semana Da Geoquímica. Edited by Pedro Nogueira, Noel Moreira, José Roseiro, Miguel Maia, Évora, Portugal, pp. 255–258.

Gaspar (1996). Microscopia e petrología de minérios aplicadas à génese, exploração e mineralurgia dos sulfuretos maciços dos jazigos de Aljustrel e Neves–Corvo. Estudos Notas e Trabalhos, Instituto Geológico e Mineiro, tomo 38, pp. 3-195.

He J., Tritt T.M. (2017). Advances in thermoelectric materials research: Looking back and moving forward. *Science* 357 (6358), eaak9997.

Levinsky et al. (2015). Electrical, Thermal, and Magnetic Characterization of Natural Tetrahedrites–Tennantites of Different Origin. *J. Electron Mater.* 45, 1351-1357.

Lu X., Morelli D.T., Xia Y., Zhou F., Ozolins V., Chi H., Zhou X., Uher C. (2013). High Performance Thermoelectricity in Earth-Abundant Compounds Based on Natural Mineral Tetrahedrites. *Adv. Energy Mater.* 3, 342–348.

Reisera F.K.M, Rosa D.R.N, Pinto A.M.M, Carvalho J.R.S., Matos J.X., Guimarães F.M.G., Alves L.C., Oliveira D.P.S. (2011). Mineralogy and Geochemistry of Tin- and Germanium bearing Copper Ore from the Barrigão Remobilised Vein Deposit, Iberian Pyrite Belt, Portugal. *International Geology Review* 53, 1212-1238.

Shi et al. (2019). Chalcogenides as thermoelectric materials. *J. Solid State Chem.* 270, 273–279.





## ESTUDIO DE LA RESISTENCIA FRENTE A LA CORROSIÓN POR NITRATOS FUNDIDOS DE RECUBRIMIENTOS BASADOS EN ALUMINUROS EN CONDICIONES DINAMICAS

**Rodríguez S.\*, Audigié P.\*, Agüero A.\*, Pedrosa F.\*\*\*, Paiva T.\*\*\*, Diamantino T.C.\*\***

\*Área de Materiales Metálicos, Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial, Ctra. Ajalvir Km 4, Torrejón de Ardoz, 28850, (Madrid), España, [rodriguezcs@inta.es](mailto:rodriguezcs@inta.es), [audigiep@inta.es](mailto:audigiep@inta.es), [agueroba@inta.es](mailto:agueroba@inta.es)

\*\*Laboratório de Materiais e Revestimentos, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar 22 Ed.E r/c, Lisboa, 1649-038, (Lisboa), Portugal, [fatima.pedrosa@lneg.pt](mailto:fatima.pedrosa@lneg.pt), [teresa.paiva@lneg.pt](mailto:teresa.paiva@lneg.pt), [teresa.diamantino@lneg.pt](mailto:teresa.diamantino@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.5093>

### RESUMEN

Recubrimientos de slurry de aluminio depositados sobre P91, un acero ferrítico-martensítico con un contenido de 9 % en peso de cromo, fueron estudiados y comparados con el material sin recubrir tras ser expuestos por inmersión en la Sal Solar (60 wt.% NaNO<sub>3</sub> – 40 wt.% KNO<sub>3</sub>) a 580 °C hasta 1000 h bajo condiciones dinámicas. Dos recubrimientos de aluminuros de diferente microestructura resultantes de la realización de dos tratamientos térmicos distintos después de la aplicación del slurry, fueron ensayados y se compararon los resultados con los obtenidos anteriormente en condiciones estáticas. En ambos casos, el P91 no recubierto mostró un gran descascarillado de los óxidos formados y fue necesario remover los productos de corrosión para realizar una correcta estimación de pérdida de peso. El óxido mostró una estructura de multicapa de Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> y NaFeO<sub>2</sub>. Las muestras recubiertas mejoraron significativamente el comportamiento del material no recubierto, exhibiendo una variación de peso mucho menor. La composición y la microestructura de cada recubrimiento se mantuvieron después de 1000 h de ensayo en ambas condiciones de ensayo.

**PALABRAS CLAVE:** Corrosión; Nitratos Fundidos; Aluminuros; Aceros; Energía de Concentración Solar;

### ABSTRACT

Aluminide slurry coatings deposited on P91, a ferritic-martensitic steel with 9 wt.% in chromium, were studied and compared with uncoated P91 after immersion in Solar Salt (60 wt.% NaNO<sub>3</sub> - 40 wt.% KNO<sub>3</sub>) at 580 °C for up to 1000 hours under dynamic conditions. Two aluminide coatings of different microstructure and composition, resulting from two different heat treatments performed after the application of the slurry, were tested and the results were compared with those previously obtained under static conditions. Uncoated P91 suffered from oxide significant spallation in both cases and it was necessary to remove the corrosion products to estimate the weight loss. The oxide formed showed a multilayer structure of Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> and NaFeO<sub>2</sub>. The coatings significantly improved the behavior of the uncoated material, exhibiting a much lower weight variation. The composition and the microstructure of both coatings were maintained after exposure of 1000 h in both static and dynamic conditions.

**KEYWORDS:** Corrosion; Molten Nitrates; Aluminides; Steels; Concentrated Solar Power Plant;

## INTRODUCCIÓN

Las plantas de energía de concentración solar (CSP) con sistemas de almacenamiento de calor representan una tecnología valiosa para la producción de energía renovable. Sin embargo, todavía necesitan convertirse en una tecnología económicamente viable para ganar ventaja sobre la energía solar fotovoltaica o la eólica. Para superar el principal inconveniente de la intermitencia del sol (condiciones climáticas adversas o los periodos de nocturnidad), mejorar el sistema de almacenamiento de calor aportaría un valor añadido a la CSP. Por eso, las sales fundidas utilizadas como fluidos de transferencia de calor son investigadas. Actualmente, la denominada “Sal Solar” (mezcla eutéctica de 60%  $\text{NaNO}_3$  + 40%  $\text{KNO}_3$ ) es el sistema de almacenamiento de calor más empleado, ya que tiene unas buenas propiedades térmicas y físicas pero su temperatura máxima de trabajo es de  $580^\circ\text{C}$  debido a la descomposición de la sal (Kearney *et al.* 2003). El principal problema del uso de sales fundidas es que pueden ser muy corrosivas con los componentes metálicos con los permanece en contacto (Bradswad y Goods, 2001; Spiegel y Mentz, 2013), como pueden ser los tubos por los que circula la sal o los tanques de almacenamiento. La resistencia a la corrosión de los aceros en estas condiciones depende de la formación de una capa protectora de óxido rica en Cr, que es similar a lo que ocurre durante la oxidación en las atmósferas gaseosas de alta temperatura. Sin embargo, en contacto con sales fundidas el cromo se disuelve, lo que impide la formación de una capa protectora de óxido (Slusser *et al.* 1985). En su lugar se genera un óxido no protector de rápido crecimiento y resulta en el incremento de la degradación del material debido a mayores velocidades de corrosión.

Proteger los materiales base con recubrimientos puede resolver o moderar la degradación del material debido a la corrosión y así, mejorar la eficiencia de la planta. Por otra parte, el uso de recubrimientos permitiría emplear otros materiales de menor coste en lugar de las caras aleaciones de base níquel utilizadas actualmente, como por ejemplo aceros ferríticos, reduciendo así los gastos de fabricación de nuevas plantas CSP.

Los aluminuros depositados por slurries ya han demostrado una alta resistencia a la corrosión por sales fundidas después de una exposición a corto plazo en condiciones estáticas y dinámicas con una velocidad lineal de 0.2 m/s (Audigié *et al.* 2018). Pero el mecanismo de protección sigue bajo investigación y se requieren condiciones más agresivas, particularmente con mayor velocidad lineal para confirmar el aumento de vida generado por el recubrimiento. Por lo tanto, este estudio se focaliza en la resistencia frente a la corrosión de los recubrimientos de aluminuros después de su inmersión en Sal Solar durante 1000 h bajo condiciones dinámicas (1 m/s) y los resultados serán comparados con los obtenidos anteriormente mediante condiciones estáticas.

## PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

### Material

Las muestras (40 x 30 x 3 mm) de la aleación de P91, un acero ferrítico-martensítico cuya composición proporcionada por el proveedor, se muestra en la Tabla 1, se mecanizaron a partir de secciones tubulares obtenidas de Vallourec Mannesmann. Las muestras fueron lijadas con SiC con tamaño de grano P180 y, a continuación, desengrasadas con etanol en un baño de ultrasónidos antes de ser recubiertas y/o ensayadas.

Tabla 1. Composición del P91 (wt. %)

Elementos	Fe	Cr	N	Ni	Si	V	S	Mo	C	Mn	W	Nb
wt. %	Bal.	8.6	0.03	0.08	0.40	0.20	0.006	0.95	0.10	0.50	1.80	0.08

### Recubrimientos

Las muestras fueron recubiertas por spray con un recubrimiento de slurry de aluminio respetuoso con el medio ambiente (libre de  $\text{Cr}^{+6}$ ) desarrollado por INTA. El slurry fue producido mezclando polvos de aluminio con agua y un aglutinante formado por una mezcla de compuestos inorgánicos. La mezcla resultante fue homogeneizada mediante agitación magnética antes de ser pulverizada sobre las muestras a recubrir con una pistola 475 Xtech. Una vez recubiertas todas las superficies, las muestras se dejaron secar bajo aire del laboratorio durante 3 h. Posteriormente, se realizó el tratamiento térmico de difusión. Para obtener dos tipos de recubrimientos diferentes se realizaron dos tratamientos distintos uno a  $1050^\circ\text{C}$  durante 35 min y otro a  $700^\circ\text{C}$  durante 10 h, ambos bajo un flujo de argón. Después del tratamiento térmico, los residuos de recubrimiento no difundidos (“bisque”) se eliminaron mediante lijado con esponja Scotch Brite.

### Ensayo

Tanto las muestras recubiertas como las no recubiertas fueron ensayadas por inmersión en la Sal Solar a  $580^\circ\text{C}$  en condiciones dinámicas. Las sales de calidad industrial fueron proporcionadas por BASF ( $\text{NaNO}_3$ ) y Haifa Chemical ( $\text{KNO}_3$ ) y su composición se muestra en la Tabla 2.

Antes de comenzar el ensayo, las sales fueron calentadas por separado durante 24 h a 120 °C en una mufla y después fueron mezcladas y calentadas a 300° C para eliminar los posibles restos de humedad. A continuación la mezcla de sales (30kg) fue introducida en el horno de ensayo a 580 °C. Por último, las probetas fueron colocadas en varillas de alúmina e introducidas con un soporte dentro del horno, quedando completamente inmersas en las sales. El ensayo se realizó en un horno tubular vertical, con un tanque cilíndrico de AISI 310 equipado con un agitador mecánico de AISI 310, en presencia de aire atmosférico y con agitación mecánica a una velocidad de 1 m/s. Las muestras se sacaron del horno después de 500 y 1000 horas de ensayo para ser pesadas, dejándolas antes enfriar bajo el aire del laboratorio a temperatura ambiente durante unos pocos minutos seguido de un enjuague con agua destilada caliente ( $\approx 80^\circ\text{C}$ ) para eliminar los residuos de sal.

Tabla 2. Pureza (%) y composición de las sales de  $\text{NaNO}_3$  y  $\text{KNO}_3$  (ppm)

Elementos	Pureza (%)	Cl	Na	Ca	Mg	Fe	Cu	Zn	Pb
$\text{NaNO}_3$	99.5	190	-	< 5	< 1	< 1	< 0.5		< 1
$\text{KNO}_3$	99.7	150	150	13	5	3	0.5	2	

### Decapado

Para realizar una mejor evaluación del comportamiento de las muestras no recubiertas de P91, se eliminaron los productos de corrosión producidos después del ensayo en nitratos fundidos a 580 °C. Algunas probetas, después de ser sacadas del horno y enjuagadas con agua caliente, fueron sometidas a un ataque químico para eliminar los productos de corrosión y determinar la pérdida de material. Dos métodos de decapado diferentes fueron empleados. Un método fue realizado siguiendo la norma ISO 8407:2009: “Corrosion of metals and alloys — Removal of corrosion products from corrosion test specimens” (C.3.1). Para ello se utilizó una solución de HCl al 50% y de hexametenetetramina durante 10 min a temperatura ambiente. El otro método se hizo según la norma ISO 17245:2015: “Corrosion of metals and alloys — Test method for high temperature corrosion testing of metallic materials by immersing in molten salt or other liquids under static conditions”, donde el decapado se hizo en dos pasos: primero con una solución de hidróxido de sodio y permanganato de potasio hirviendo durante aproximadamente 30 minutos y, a continuación, con una solución de citrato de amonio hirviendo durante aproximadamente 30 minutos, repitiendo este procedimiento dos veces.

Las muestras se pesaron después de la eliminación de los productos de corrosión.

### Caracterización

Las muestras expuestas se caracterizaron mediante microscopio óptico (Leica MEF 4M) y microscopio electrónico de barrido de emisión de campo (MEB-EC, de ThermoScientific APREO C-LV) equipado con un espectrómetro de rayos X de energía dispersiva (EDS) de Aztec Oxford. También se realizaron análisis de difracción de rayos X (DRX) (Panalytical X'Pert, Cu  $K\alpha$  line) para determinar los productos de corrosión y las fases del recubrimiento.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### Caracterización del Recubrimiento antes de Ensayar

La microestructura de los dos tipos de recubrimientos obtenidos tras realizar el tratamiento térmico de difusión correspondiente se muestra en la Fig. 1. El recubrimiento formado tras el tratamiento térmico a 1050 °C (recubrimiento denominado INTA1) se muestra en la Fig. 1.a., en la que se observa un recubrimiento denso y libre de grietas con la fase FeAl como única fase intermetálica en la superficie, con un contenido de aluminio de aproximadamente un 25 % en peso. Además, este recubrimiento desarrolla porosidad de Kirkendall entre la fase de FeAl y el sustrato enriquecido en Al que se encuentra debajo, y que también contiene precipitados de AlN como consecuencia de la reacción del Al con el N presente en el sustrato. La Fig. 1.b. corresponde al recubrimiento formado tras realizar el tratamiento térmico a 700 °C (denominado INTA2), este recubrimiento tiene aproximadamente 50  $\mu\text{m}$  de espesor, bastante inferior que el formado en INTA1, y está compuesto de dos capas; una capa gruesa de  $\text{Fe}_2\text{Al}_5$  (con un alto contenido de aluminio medido por EDS de 45-50 % en peso) con algunos precipitados de  $\text{Al}_9\text{Cr}_4$  alineados en paralelo a la superficie, y, debajo, una capa delgada de FeAl. Al mismo tiempo, se pueden observar precipitados de AlN en la intercara sustrato-recubrimiento. Este recubrimiento también se caracteriza por la presencia de poros y el desarrollo de grietas perpendiculares a la superficie, producidas durante el proceso de enfriamiento debido a la diferencia del coeficiente de expansión térmica entre las diferentes fases intermetálicas y el sustrato (Agüero et al. 2008).

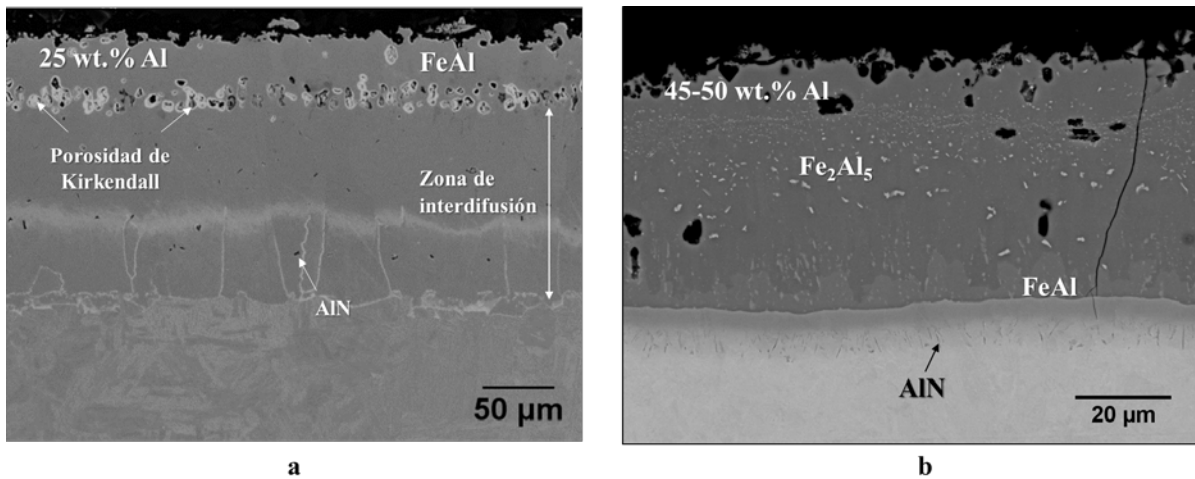


Fig. 1. Microestructura de referencia de los recubrimientos de aluminuros a. INTA1 y b. INTA2 depositados sobre P91 antes de ensayar

### Análisis Gravimétrico

Los resultados gravimétricos de las muestras de P91 recubiertas y sin recubrir, tras ser ensayadas hasta 1000 horas en nitratos fundidos bajo condiciones dinámicas, se muestran en la Fig. 2.a. Se puede observar que las muestras recubiertas tienen un mejor comportamiento que las muestras de P91 sin recubrir, presentando una ganancia de peso inferior. Sin embargo, como se distingue en el gráfico, la diferencia de ganancia de peso entre las muestras recubiertas y sin recubrir no es tan alta como cabría esperar. Esto se explica por el descascarillado de los óxidos en las probetas no recubiertas, por lo que la ganancia de peso observada no puede usarse en sí misma como una medida del proceso corrosivo. Comparando ambos recubrimientos, el denominado INTA2 mostró un mejor comportamiento que el de INTA1 con una variación de peso casi insignificante. La ganancia de peso observada en el recubrimiento de INTA1 puede ser debida a la formación de pequeños defectos tras la aplicación del recubrimiento.

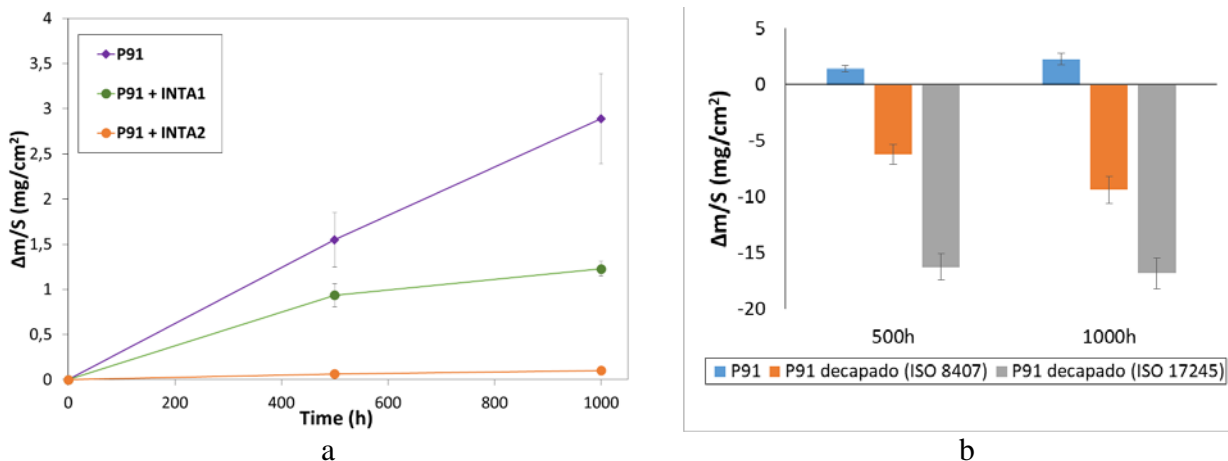


Fig. 2. Resultados gravimétricos después del ensayo en nitratos fundidos a 580°C en condiciones dinámicas durante 1000 h: a) P91 recubierto y sin recubrir sin decapar y b) Comparación de las muestras de P91 decapadas y sin decapar

Para poder estimar el grado de corrosión del sustrato de P91 sin recubrir, las muestras fueron sometidas a un decapado mediante ataque químico para retirar los productos de corrosión y así, determinar la pérdida de material por efecto de la corrosión. Para esto se compararon dos métodos de decapado diferentes siguiendo las normas ISO 8407 e ISO 17245. Los resultados gravimétricos obtenidos tras el decapado, visibles en la Fig. 2.b., muestran que el material base después del ensayo pierde peso al realizar el decapado por cualquiera de los dos métodos empleados. Sin embargo, se aprecia una disparidad entre los resultados obtenidos a partir de los dos métodos. Mediante el método empleado siguiendo la norma ISO 8407 una pérdida de peso de 9.39 mg/cm<sup>2</sup> fue alcanzada, resultado bastante inferior al obtenido mediante la norma ISO 17245 (16.84 mg/cm<sup>2</sup>). El método ISO 8407, C3.1 fue comprobado en el laboratorio con probetas sin haber estado expuestas a un medio corrosivo, demostrándose de que no ataca al material base. La menor pérdida de peso podría deberse a que no se eliminaron todos los productos de corrosión, aunque las probetas

fueron analizadas en DRX después del decapado y no mostraron presencia de óxidos. Por otra parte, existe la posibilidad de que siguiendo el método de la norma ISO 17245, el ataque químico utilizado no solo afectara a la disolución de los productos de corrosión sino también al material base, lo que supondría una pérdida de peso mayor. En consecuencia, el método de decapado necesita un estudio más detallado para identificar y optimizar las condiciones que mejor representa el comportamiento del acero con la finalidad de poder calcular la velocidad de corrosión real. Además, ensayos adicionales bajo condiciones dinámicas a velocidades superiores deberían ser realizados para averiguar la influencia de la velocidad en la tasa de corrosión del material. En cualquiera de los casos, los resultados demuestran que el ataque corrosivo de la Sal Solar causa una pérdida importante del material después de pocas horas a 580 °C.

Microestructura tras el Ensayo en Nitratos Fundidos. Condiciones Dinámicas

P91 No Recubierto. La sección transversal del P91 sin recubrir después de 1000 horas de ensayo a 580 °C bajo condiciones dinámicas se muestra en la Fig. 3. Esta probeta que no ha sido previamente decapada, contenía grandes zonas sin presencia de óxidos como consecuencia del descascarillado (Fig. 3.a.). La capa de óxidos que se pudo observar tenía un espesor de aproximadamente 40 µm y presentaba una morfología estratificada con poca adhesión al sustrato y también poca cohesión (Fig 3.b.). El mapeo de elementos realizado mediante EDS (Fig 3.c.) muestra que la capa de óxidos es rica en Fe, Cr, Na y O. Se puede observar que el contenido de Fe y Cr oscila en función del espesor del óxido. Esto indica una repetición de ciclos de oxidación del sustrato en los que se formaron espinelas ricas en Cr, tendencia que se pudo detectar en otros aceros ferríticos expuestos a una atmósfera de vapor (Quaddakers y Ennis, 1998; Agüero *et al.*, 2013). Este comportamiento puede explicarse por ciclos de depleción y redifusión del Cr, pues a estas temperaturas su coeficiente de difusión en los aceros no es muy alto. La presencia de sodio dentro del óxido indica que este elemento ha penetrado a través de las grietas formadas dando lugar, probablemente, a la formación de la ferrita de sodio, NaFeO<sub>2</sub>. Este es un producto de corrosión muy estable según Tortorelli *et al.* (1989) y ha sido identificado frecuentemente en aceros expuestos a nitratos fundidos a temperaturas de 600 °C y superiores (Kruizenga *et al.*, 2013). El análisis de DRX (Fig. 4.) mostró la existencia de Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y la espinela (Fe,Cr)<sub>3</sub>O<sub>4</sub> en la capa de óxido. Además, los picos correspondientes al sustrato fueron también detectados como consecuencia del descascarillado. Aunque el NaFeO<sub>2</sub> sea muy estable a esta temperatura, puede haberse formado con un espesor muy fino y además su morfología porosa indica que se puede desprender fácilmente, dos razones por las cuales se explicaría su ausencia en el análisis de difracción. Por otra parte, se detectaron nitruros de cromo en el acero, debajo de la capa de óxidos, y que se formaron tanto inter como intra-granularmente, lo que indica que el material fue nitrurado.

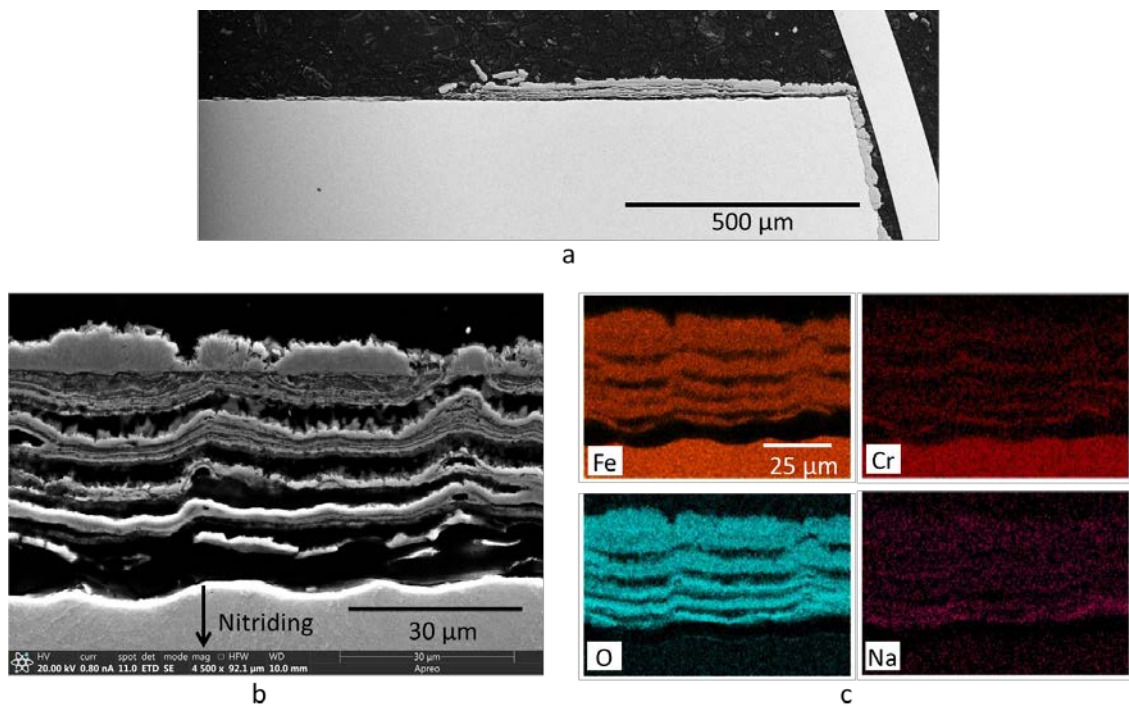


Fig. 3. Sección transversal del P91 no recubierto después de ser ensayado en nitratos fundidos a 580 °C en condiciones dinámicas durante 1000 h. a) Imagen a baja magnificación, b) Imagen a mayor magnificación y c) Mapeo EDS de los elementos detectados en la imagen b)

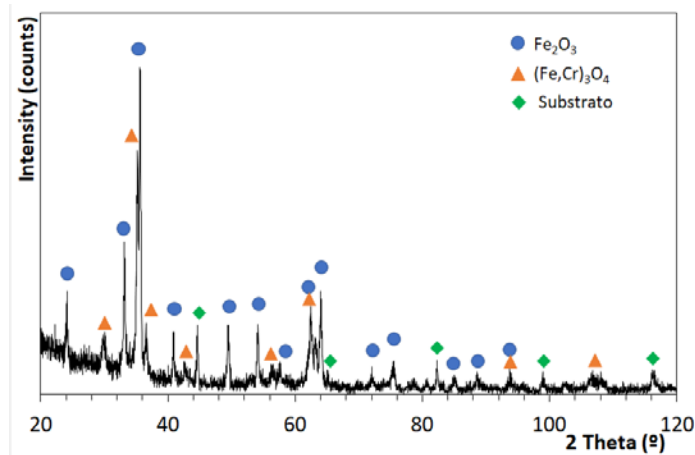


Fig. 4. Difracción de Rayos-X de la muestra de P91 no recubierta después de ser ensayado en nitratos fundidos a 580°C en condiciones dinámicas durante 1000 h

Aluminuros sobre P91. La Fig. 5.a. muestra la microestructura del recubrimiento INTA1 después de 1000 horas de ensayo en nitratos fundidos a 580 °C en condiciones dinámicas. Como se puede observar, el recubrimiento no experimentó cambios ni signos de degradación, exhibiendo la misma microestructura que el recubrimiento sin ensayar. En la parte superior se mantiene la fase de FeAl como única fase intermetálica, siendo esta fase corroborada tras el análisis de DRX (Fig. 8.a.). El contenido de aluminio en esta zona se mantiene en 24-25% en peso (detectado por análisis EDS), composición muy similar a la que mostraban las muestras en el estado inicial, lo que indica que muy poco aluminio fue consumido durante el ensayo. No se pudo observar ninguna evidencia de ataque al recubrimiento. Se desarrolló una capa de óxido muy delgada en su superficie (observar mapeo de elementos mostrado en la Fig 5.b.). El análisis de EDS realizado en esa capa mostró que era rica en O, Al y Fe, conteniendo también en menor medida Na que podría corresponder a NaFeO<sub>2</sub> y/o NaAlO<sub>2</sub>. Sin embargo, esta suposición no pudo ser verificada mediante el análisis DRX, que solo identificó los picos de la fase FeAl, esto puede ser debido al poco espesor de la capa de óxidos. Soleimani-Dorcheh y Galetz (2016) ya detectaron estas fases de Na(Fe,Al)O<sub>2</sub> en aceros aluminizados, afirmando que son productos de corrosión estables y protectores.

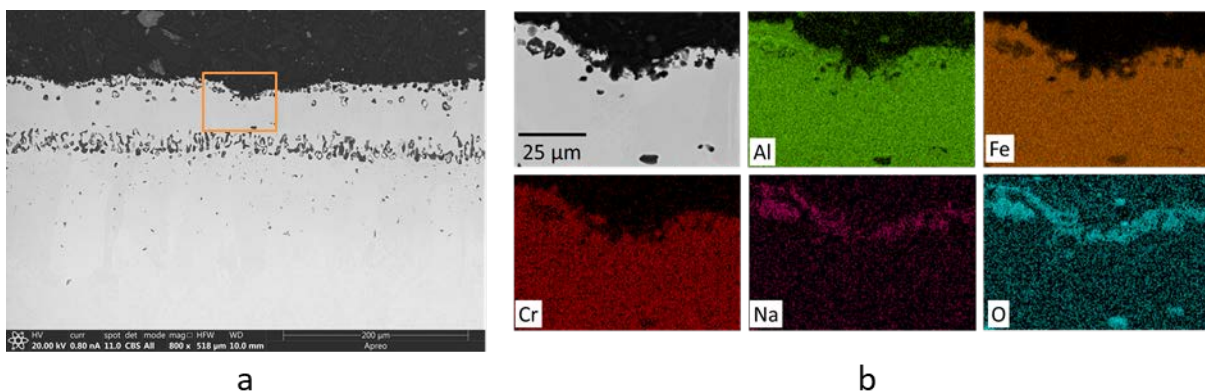


Fig. 5. Sección transversal del recubrimiento INTA1 después de ser ensayado en nitratos fundidos a 580°C en condiciones dinámicas durante 1000 h. a) imagen a baja magnificación del recubrimiento y b) mapeo EDS de los elementos de la zona marcada en a)

Al igual que el recubrimiento INTA1, el recubrimiento INTA2 aplicado sobre P91 tampoco sufrió grandes cambios en la microestructura del recubrimiento y no se observaron signos de degradación evidentes después del ensayo. Como se puede observar en la Fig. 6., la principal diferencia fue un ligero aumento del grosor de la capa de FeAl, así como la creciente presencia de "islas" de FeAl dentro de la fase de Fe<sub>2</sub>Al<sub>5</sub>, probablemente debido a la lenta interdifusión entre el recubrimiento y el sustrato a medida que el Al se difunde hacia el interior y el Fe hacia el exterior. La Fig. 7. enseña un mapeo EDS de los elementos en la sección transversal de la superficie del recubrimiento INTA2 después de 1000 h de ensayo, donde se puede observar una fina capa enriquecida en O, Al y Fe y con algunas trazas de Na. Aunque el análisis de DRX (Fig. 8.b.) solo identificó la matriz del recubrimiento Fe<sub>2</sub>Al<sub>5</sub>, estos productos de corrosión podrían corresponder a una capa de óxido protectora de NaFeO<sub>2</sub> y/o NaAlO<sub>2</sub>, como ya se dedujo en el recubrimiento INTA1.

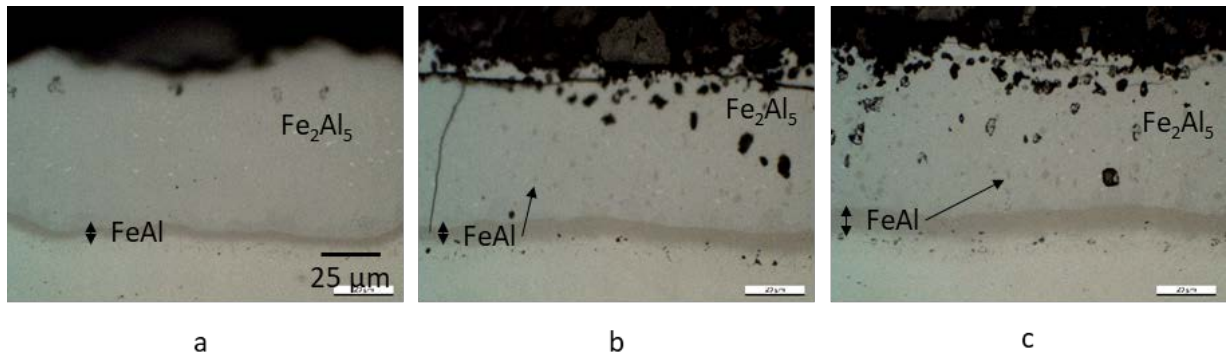


Fig. 6. Evolución de la microestructura del recubrimiento INTA2 antes y después de ser ensayado en nitratos fundidos a 580°C en condiciones dinámicas: (a) estado inicial y después de (b) 500 h y (c) 1000 h

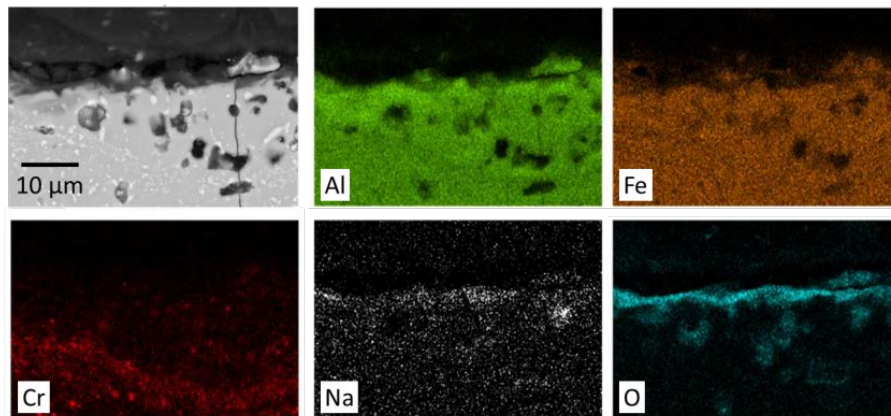


Fig. 7. Mapeo EDS de la distribución de elementos en la superficie del recubrimiento INTA2 después de ser ensayado en nitratos fundidos a 580°C en condiciones dinámicas durante 1000 h

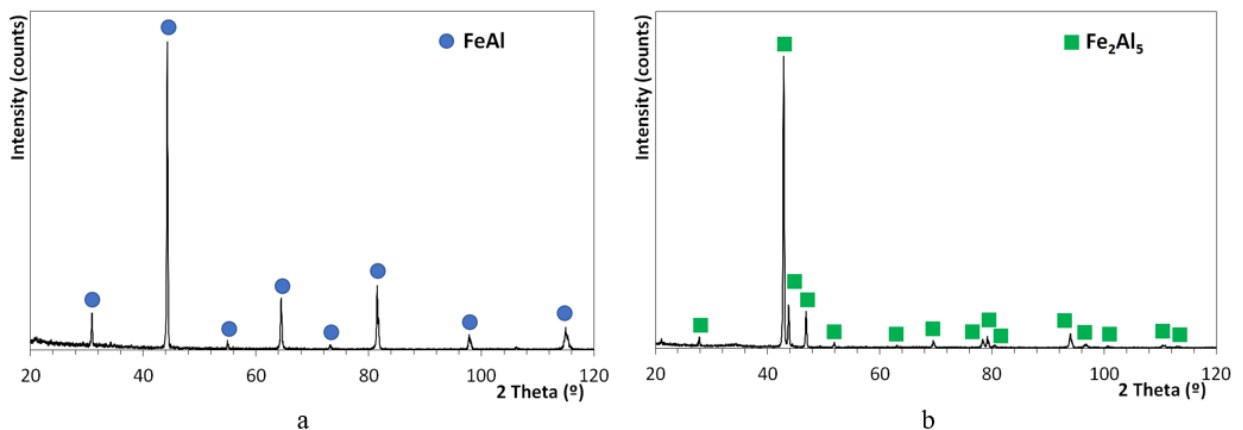


Fig. 8. Difracción de Rayos-X de los aluminuros después de ser ensayado en nitratos fundidos a 580°C en condiciones dinámicas durante 1000 h: a) INTA1 y b) INTA2

#### Comparación de la Resistencia a la Corrosión de los Materiales Ensayados bajo Condiciones Estáticas y Dinámicas

Comparando los resultados después del ensayo de nitratos fundidos a 580°C hasta 1000 h bajo condiciones dinámicas, realizadas en este estudio, y condiciones estáticas, de estudios anteriores en el proyecto europeo RAISELIFE, no se apreciaron grandes diferencias en el del P91 recubierto y sin recubrir. En ambas condiciones, el material sin recubrir desarrolló un óxido en multicapas poco adherente y de fácil descascarillado, principalmente formado de  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  y la espinela  $(\text{Fe,Cr})_3\text{O}_4$ , aunque también se formó  $\text{NaFeO}_2$  que, a diferencia que en condiciones dinámicas, fue fácilmente identificado en condiciones estáticas. Los recubrimientos, INTA1 e INTA2, exhibieron la misma microestructura que en condiciones iniciales sin signos evidentes de degradación, tanto en estático como en dinámico.

## CONCLUSIONES

Dos recubrimientos de aluminio de diferente microestructura y composición se depositaron mediante aplicación de un slurry de Al sobre P91 y fueron ensayados, junto con el material sin recubrir, en Sal Solar a 580°C hasta 1000 h bajo condiciones dinámicas con una velocidad lineal de 1 m/s. Ambos recubrimientos mostraron mucho mejor resistencia a la corrosión, comparado con el comportamiento mostrado en el P91 sin recubrir. El recubrimiento INTA1 no mostró cambios en la microestructura ni en la composición después del ensayo. Por otro lado, el recubrimiento INTA 2 tampoco sufrió cambios importantes, salvo el aumento de grosor de la fase FeAl debido a la interdifusión del recubrimiento-substrato producida durante el ensayo.

Como cabía esperar, el material sin recubrimiento fue el que mostró peor comportamiento formando complejas capas de óxidos de fácil descascarillado. Los óxidos formados tenían estructura de multicapas, compuestas por  $\text{NaFeO}_2$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  y la espinela  $(\text{Fe,Cr})_3\text{O}_4$ . Además, se ha comprobado que para realizar una correcta estimación de la pérdida de material y así tener una mejor constancia de su comportamiento es necesario retirar los productos de corrosión obtenidos después del ensayo en nitratos fundidos. En este estudio se han llevado a cabo dos métodos para decapar el material sin recubrir (siguiendo las normas ISO 8407 e ISO 17245). Sin embargo, estudios adicionales son necesarios para comprobar la eficiencia de cada método.

## AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha recibido financiación del programa de investigación e innovación H2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención No 823802 para el proyecto SFERA III. Los resultados se obtuvieron durante el proyecto europeo RAISELIFE (GA n°686008) y una colaboración entre LNEG e INTA en el marco del proyecto ProMoTE.

## REFERENCIAS

- Agüero A., Gutiérrez M. and González, V. (2008). Deposition process of slurry iron aluminide coatings. *Materials at High Temperatures* 25(4), 257–265.
- Agüero A., Gonzalez V., Mayr P. and Spiradek-Hahn K. (2013). Anomalous steam oxidation behavior of a creep resistant martensitic 9 wt. % Cr steel. *Materials Chemistry and Physics* 141, 432-439.
- Audigié P., Encinas-Sánchez V., Juez-Lorenzo M., Rodríguez S., Gutiérrez M., Pérez F.J. and Agüero A. (2018). High temperature molten salt corrosion behavior of aluminide and nickel-aluminide coatings for heat storage in concentrated solar power plants. *Surf. Coat. Technol.* 349, 1148-1157.
- Bradshaw R.W. and Goods S.H. (2001). Corrosion of alloys and metals by molten nitrates. Sandia National Laboratories Report, SAND 2000-8727
- Kearney D., Herrmann U., Nava P., Kelly B., Mahoney R., Pacheco J., Cable R., Potrovitza N., Blake D. and Price H. (2003). Assessment of a Molten Salt Heat Transfer Fluid in a Parabolic Trough Solar Field. *J. Sol. Energy Eng.* 125(2), 170–176.
- Kruizenga A.M., Gill D.D. and LaFord M. (2013). Materials Corrosion of High Temperature Alloys Immersed in 600°C Binary Nitrate Salt. Sandia Report, SAND 2013-2526.
- Quaddakers W.J. and Ennis P.J. (1998). *Materials for Advanced Power Engineering I*, 123-130.
- Spiegel M. and Mentz J. (2013). High temperature corrosion beneath nitrate melts. *Mater. Corros.* 65, 276–281.
- Slusser J. W., Titcomb J. B., Heffelfinger M. T. and Dunbobbin B. R. (1985). Corrosion in Molten Nitrate-Nitrite Salts. *JOM*, 37(7), 24–27.
- Soleimani Dorcheh, A. and Galetz, M.C. (2016). Slurry aluminizing: A solution for molten nitrate salt corrosion in concentrated solar power plants. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 146, 8–15.
- Tortorelli P.F., Bishop P.S. and DiStefano J.R. (1989). Selection of Corrosion-Resistant Materials for Use in Molten Nitrate Salts. Oak Ridge National Lab. Report. TN.



## NOVAS MEMBRANAS CONDUTORAS DE PROTÕES PARA CÉLULAS DE COMBUSTÍVEL

Teixeira F.C.\*, Teixeira A.P.S.\*\*, Rangel C.M.\*

\*Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649-038 Lisboa, Portugal,  
[carmen.rangel@lneg.pt](mailto:carmen.rangel@lneg.pt)

\*\*Departamento de Química, ECT & LAQV-REQUIMTE, IIFA, Universidade de Évora, Rua Romão Ramalho, 59,  
 7000-671 Évora, Portugal

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.5094>

### RESUMO

As membranas de permuta protónica continuam a ser um material fundamental e um desafio chave no desenvolvimento das células de combustível. Neste trabalho foram preparadas, usando um método de *casting*, novas membranas de Nafion dopadas com 1 wt% de diferentes ácidos bisfosfónicos (BPs). As novas membranas foram avaliadas relativamente à sua capacidade de absorção de água (*water uptake*), por gravimetria, à sua capacidade de troca iónica (IEC), através da determinação da presença de grupos ionizáveis na membrana utilizando titulação potenciométrica ácido-base, e ao grau de hidratação. As novas membranas apresentaram valores superiores aos da membrana de Nafion utilizada como referência. A condutividade protónica das novas membranas foi avaliada por Espectroscopia de Impedância Eletroquímica (EIS), em diferentes condições de humidade relativa e de temperatura, tendo apresentado valores de condutividade protónica superiores às da membrana comercial de Nafion em todas as temperaturas e humidades relativas testadas.

### PALAVRAS-CHAVE:

Células de combustível, Membranas de permuta protónica, Nafion, Ácidos bisfosfónicos

### ABSTRACT

Proton exchange membranes remain a fundamental material and an important challenge in the development of fuel cells. In this work, using a casting method, new Nafion membranes were prepared, doped with 1 wt% of different bisphosphonic acids (BPs). The new membranes were evaluated for their water uptake capacity, by gravimetry, their ion exchange capacity (IEC), by determining the presence of ionizable groups on the membrane through an acid-base potentiometric titration, and the degree of hydration. The new membranes showed higher values than the Nafion membrane, used as a reference. The proton conductivity of the new membranes was evaluated by Electrochemical Impedance Spectroscopy (EIS), under different conditions of relative humidity and temperature, having presented values of proton conductivity higher than those of the commercial Nafion membrane, tested at the same temperatures and relative humidity conditions.

KEYWORDS: Fuel cells, Proton exchange membranes, Nafion, Bisphosphonic acids

## INTRODUÇÃO

O consumo de energia no mundo de hoje continua a aumentar, acompanhado de diversos problemas civilizacionais, em particular os associados às alterações climáticas. Assim, a utilização de sistemas de energia limpos e sustentáveis, tornou-se um dos grandes desafios tecnológicos do século XXI, tendo estimulado grandes esforços e investimentos em sistemas de energia com baixa pegada de carbono. Torna-se assim necessário uma mudança de paradigma no que concerne à origem da energia utilizada, com a eliminação das energias fósseis e a sua substituição pelas diversas fontes de energia limpas e sustentáveis, que o engenho humano tem conseguido aproveitar e disponibilizar.

Nas últimas décadas, as energias solar e eólica têm vindo a ser cada vez mais utilizadas para a geração de energia sustentável, estimuladas pelo estabelecimento de políticas públicas integrando ambiciosos alvos de penetração destas energias e com a definição de datas de implementação de programas ou valores mínimos para o consumo de energia proveniente de fontes de energia renovável (PNEC 2019).

No entanto, as fontes de energia renovável são geralmente fontes de produção instáveis e de baixa densidade, dependentes em cada momento da intensidade da fonte que a origina, como o sol ou o vento, e por isso permanecem fontes de produção intermitentes, incapazes de suprir as necessidades energéticas em determinados períodos de maior consumo energético. Nestes períodos é necessário compensar a produção insuficiente utilizando, em alternativa, energia armazenada (Guo et al., 2018).

O armazenamento de energia atrai assim, um crescente interesse para um mais completo aproveitamento das energias renováveis intermitentes, integrando propostas de outros vetores, como o hidrogénio, num sistema energético que se pretende mais flexível, robusto e mais sustentável. No caso do hidrogénio, este pode ser gerado, preferencialmente por eletrólise da água e eletricidade renovável, armazenado e posteriormente ser utilizado em células de combustível (Parra et al., 2017, 2019; Staffell et al., 2019).

As células de combustível são dispositivos eletroquímicos que convertem a energia química armazenada no hidrogénio diretamente em energia elétrica, com alta eficiência e baixo impacto ambiental. Entre estes dispositivos de conversão de energia, as células de combustível de membrana de permuta protónica (PEMFCs) são já consideradas no setor automóvel e em diversas aplicações, quer portáteis quer estacionárias, devido à alta densidade de potência e à elevada relação potência/peso que apresentam (Parra et al., 2019).

Mas o desempenho destas PEMFCs depende decisivamente das propriedades das suas membranas de permuta protónica (PEM). Estas membranas são um componente fundamental que pode afetar a durabilidade, a estabilidade química e estrutural da célula de combustível, controlar a permeabilidade a combustíveis e oxidantes, bem como limitar as condições de humidade e temperatura da sua utilização, para além da condução de protões através da membrana (Ogungbemi et al., 2019).

As membranas mais estudadas e comercializadas são as membranas de Nafion, um polímero perfluorosulfonado. Este polímero tem uma grande estabilidade química, com grupos ácidos sulfónicos na sua estrutura, capazes de promover a transferência protónica necessária à elevada condutividade requerida. A principal desvantagem que esta membrana apresenta é a sua dependência da água para ocorrer a condução protónica (Mauritz e Moore, 2014).

A incorporação de dopantes capazes de promover a retenção de humidade nas membranas a temperaturas elevadas ou a substituição das moléculas de água por outro composto/grupo condutor têm sido estudadas. Os condutores protónicos mais estudados assentam na utilização de grupos ácidos sulfónicos. Porém, os grupos ácidos fosfónicos têm mostrado uma menor energia na transferência protónica que os grupos ácidos sulfónicos, para além de melhores propriedades de doador-aceitador, que os tornam grupos promissores para a condução protónica (Schuster et al., 2005; Lee et al., 2012).

Neste trabalho, pretendeu-se obter novas membranas de Nafion modificado com elevada condutividade protónica. Para atingir este objetivo, delineou-se uma estratégia (Fig.1) de incorporação de dopantes derivados de ácidos bisfosfónicos, capazes de modificar as propriedades do Nafion, permitindo a obtenção de novas membranas com um maior número de grupos ionizáveis, de modo a facilitar a condução protónica ao longo da membrana. Para além destes grupos, estudou-se também a incorporação de derivados aza-heteroaromáticos com estes grupos ácido, de modo a modificar as propriedades doadoras e aceitadoras destes compostos e das membranas em que sejam incorporadas. As membranas preparadas foram caracterizadas e as suas propriedades foram analisadas, e os valores obtidos foram comparados com os da membrana de Nafion, usada como referência, e testada nas mesmas condições experimentais.

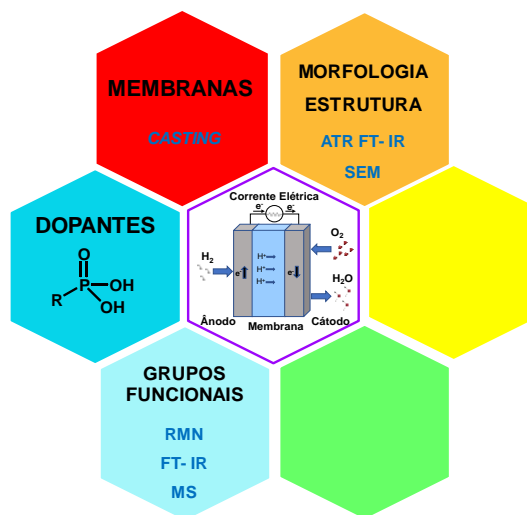


Fig 1. Estratégia de obtenção de novas membranas derivadas de Nafion para PEMFC.

## PARTE EXPERIMENTAL

### *Materiais e Métodos*

Todos os reagentes e a solução comercial de Nafion<sup>®</sup> (20% em peso numa mistura de álcoois alifáticos e água) foram adquiridos à Aldrich. O filme Nafion-115 foi adquirido à FuelCell Store. Os reagentes e materiais acima indicados foram usados como recebidos, sem purificação adicional.

### *Síntese de dopantes*

Os derivados de ácido bisfosfónico (BPs) foram sintetizados seguindo procedimentos experimentais modificados já descritos anteriormente (Teixeira et al., 2009, 2015, 2019a, b). Os dopantes foram caracterizados pelos métodos espectroscópicos habituais (espectroscopia de ressonância magnética nuclear (NMR), infravermelho com transformada de Fourier (FT-IR) e espectrometria de massa (MS)).

### *Preparação das membranas*

As membranas foram preparadas a partir de soluções de Nafion<sup>®</sup>/N,N-dimetilacetamida (DMAc) por um método de *casting*, conforme descrito em estudos anteriores (Teixeira et al., 2019a, b), usando 1% em peso de dopante. A ativação das membranas foi realizada por tratamento sequencial, durante 1 h para cada etapa, com solução de H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> (3%), água quente desionizada, solução de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 0,5 M e novamente com água quente desionizada.

### *Caraterização das membranas*

#### *Capacidade de absorção de água (WU)*

A capacidade de absorção de água de cada membrana foi medida através da diferença do peso da membrana húmida ( $W_{wet}$ ) (membrana submersa em água desionizada, a 25 °C, durante a noite) e do peso da membrana seca ( $W_{dry}$ ) (membrana seca na estufa de vácuo, a 60 °C, durante a noite). A capacidade de absorção de água foi calculada pela equação (1):

$$WU (\%) = \frac{W_{wet} - W_{dry}}{W_{dry}} \times 100 \quad (1)$$

#### *Capacidade de troca iónica (IEC)*

A capacidade de troca iónica (IEC) foi medida por um método de titulação ácido-base, usando um medidor de pH, para avaliar a quantidade de protões das membranas trocados por iões Na<sup>+</sup>, após a imersão da membrana seca em solução aquosa de NaCl (0,1 M), com agitação, durante a noite. O pH foi medido com um medidor de pH (Crison GLP 21). O IEC foi calculado usando a equação (2):

$$IEC (meq g^{-1}) = \frac{V_{NaOH} \times C_{NaOH}}{W_{dry}} \quad (2)$$

#### *Condutividade protónica ( $\sigma$ )*

A avaliação da condutividade protónica das membranas em condições variáveis de temperatura e humidade relativa (HR), foi realizada por Espectroscopia de Impedância Eletroquímica (EIS), usando um analisador de frequência Solartron 1250 acoplado a uma interface eletroquímica Solartron 1260 FRA e uma célula de condutividade comercial BT-112 BekkTech (Scribner Associates Inc.). As medições foram realizadas ao longo do plano da membrana (IP) entre as frequências de 65 kHz a 5 Hz, com uma amplitude do sinal de teste de 10 mV. O software ZView (versão 2.6b, Scribner Associates) foi usado para avaliar a resistência ( $R_b$ ) das membranas utilizando o método do circuito equivalente. As medições foram realizadas a várias temperaturas (30 °C, 40 °C, 50 °C e 60 °C) e humidade relativa (HR) (40%, 60% e 80%). As medições foram realizadas numa câmara climática Binder KBF 115 com temperatura controlada após um período de equilíbrio de 2 h.

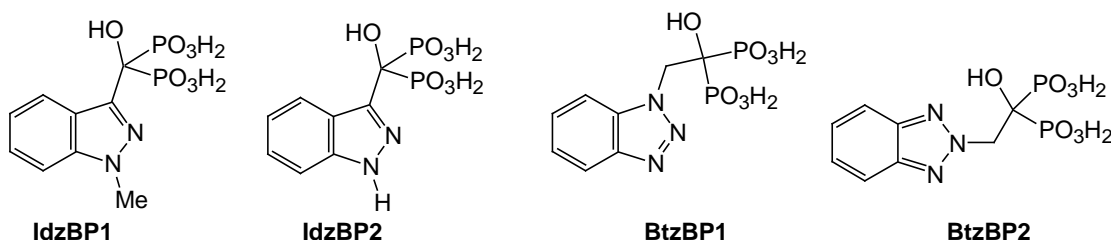
A condutividade protónica foi calculada usando a equação (3):

$$\sigma = \frac{L}{AR_b} \quad (3)$$

onde L é a distância entre os dois elétrodos (cm),  $R_b$  é a resistência ( $\Omega$ ) e A é a área da seção transversal (cm<sup>2</sup>).

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

As membranas preparadas neste trabalho são membranas de Nafion modificadas por incorporação de dopantes na estrutura de Nafion durante a sua preparação. A incorporação destes dopantes visou a modificação das propriedades do Nafion, nomeadamente a alteração da sua capacidade de absorção de água, da capacidade de troca iónica protónica, e do seu grau de hidratação, de modo a promover a capacidade de transporte protónico ao longo da membrana. O trabalho iniciou-se com a preparação dos diversos derivados de ácidos bisfosfónicos (**Fig. 2**), usados como dopantes, utilizando vias sintéticas previamente desenvolvidas no grupo (Teixeira et al., 2009, 2015, 2019a, b). A identificação e a caracterização destes compostos foram efetuadas por diversas técnicas espectroscópicas, nomeadamente RMN, FTIR e espetrometria de massa. Foram usados como dopantes compostos com diferentes estruturas, nomeadamente derivados aza-heteroaromáticos, correspondendo a dois derivados do indazole (**IdzBP1** e **IdzBP2**) e dois derivados do benzotriazole (**BtzBP1** e **BtzBP2**).



**Fig. 2.** Estrutura dos ácidos bisfosfónicos (BPs) usados como dopantes.

Os dopantes preparados foram incorporados em membranas de Nafion usando um método de *casting* otimizada no grupo (Teixeira et al., 2019a, b). As novas membranas foram caracterizadas por FTIR-ATR e a sua morfologia foi analisada por microscopia eletrónica de varrimento (SEM) (Teixeira et al., 2019b).

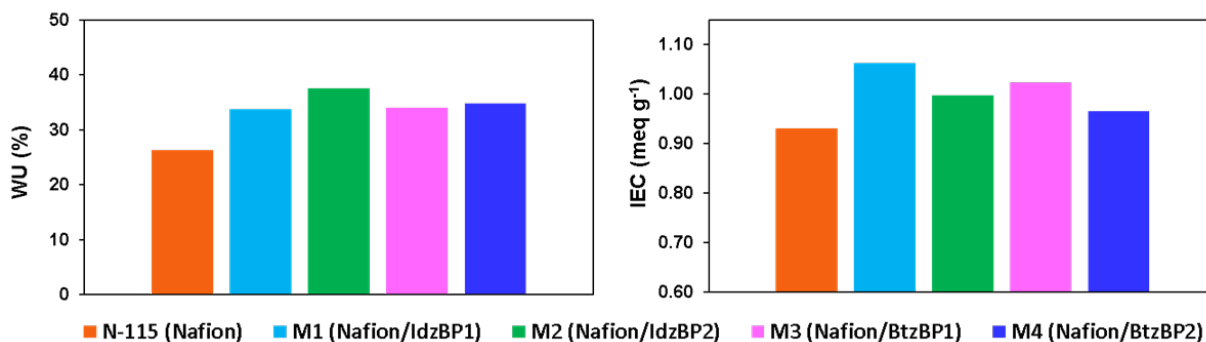
Uma vez que a condução protónica das membranas de Nafion depende da humidade da membrana e da sua capacidade de troca iónica, foram avaliadas a capacidade de absorção de água (WU) e a capacidade de troca iónica (IEC) de cada membrana.

A capacidade de absorção de água (WU) foi determinada por gravimetria, pela diferença de massa entre as membranas secas e húmidas (**Tabela 1** e **Fig. 3**). As novas membranas apresentaram valores de capacidade de absorção de água muito superiores às da membrana do Nafion, num incremento sempre superior a 28% do valor apresentado pela membrana comercial, com o maior valor observado na membrana **M2** sendo cerca de 43% superior. Relativamente à estrutura dos dopantes, as membranas contendo os dopantes derivados do benzotriazole (**M3** e **M4**) apresentaram valores similares. As membranas com os derivados do indazole incorporados apresentam o par de valores mais baixo (**M1**) e mais alto (**M2**). Este aumento da capacidade de absorção da água deve ser atribuído à incorporação dos dopantes pois, para além dos grupos ácido sulfónico presentes no Nafion, a incorporação destes compostos disponibiliza os grupos ácidos bisfosfónicos, aumentando o número de grupos funcionais capazes de estabelecer pontes de hidrogénio com as moléculas de água e deste modo promover a retenção de humidade no interior da membrana. No caso da membrana **M2**, a presença de um hidrogénio ligado ao átomo N1 poderá permitir a formação de ligações de hidrogénio adicionais com as moléculas de água, justificando a maior capacidade de absorção de água apresentada pela membrana contendo este dopante.

**Tabela 1.** Capacidade de absorção de água (WU), capacidade de troca iónica (IEC) e grau de hidratação ( $\lambda$ ) das membranas, a 25 °C

Membranas	Dopante	WU (%)	IEC (mmol g <sup>-1</sup> )	$\lambda$
<b>N115</b>	-	26,24 <sup>a</sup>	0,9299 <sup>a</sup>	15,67 <sup>a</sup>
<b>M1</b>	<b>1 wt% IdzBP1</b>	33,75	1,0620	17,65
<b>M2</b>	<b>1 wt% IdzBP2</b>	37,54 <sup>a</sup>	0,9966 <sup>a</sup>	20,92 <sup>a</sup>
<b>M3</b>	<b>1 wt% BtzBP1</b>	34,01 <sup>a</sup>	1,0232 <sup>a</sup>	18,46 <sup>a</sup>
<b>M4</b>	<b>1 wt% BtzBP2</b>	34,73	0,9650	19,98

<sup>a</sup> – Teixeira et al., 2020



**Fig. 3.** Capacidade de absorção de água (WU) e capacidade de troca iónica (IEC) das membranas.

As novas membranas foram ainda submetidas à análise da presença de grupos funcionais ionizáveis na membrana, avaliando-se a capacidade de troca iónica (IEC) através de uma titulação potenciométrica ácido-base com recurso a uma solução de NaOH. Nesta análise, as novas membranas apresentaram um número de grupos ionizáveis superior aos da membrana de Nafion, medido pelo número de mmol de NaOH por g de membrana utilizado na titulação, com os valores a variarem entre 0,9650 e 1,0620 mmol g<sup>-1</sup> para as membranas **M4** e **M1**, respetivamente. Estes valores são 4 a 13% superiores aos da membrana de Nafion, que apresentou o valor de 0,9299 mmol g<sup>-1</sup>.

Estes resultados mostram que a incorporação de dopantes, mesmo que em pequena quantidade (1% wt), promove um ligeiro aumento da concentração de grupos disponíveis para participar na troca protónica necessária à condutividade da membrana, demonstrando que os grupos ácidos bisfosfónicos dos dopantes podem contribuir para o enriquecimento em protões ionizáveis da membrana.

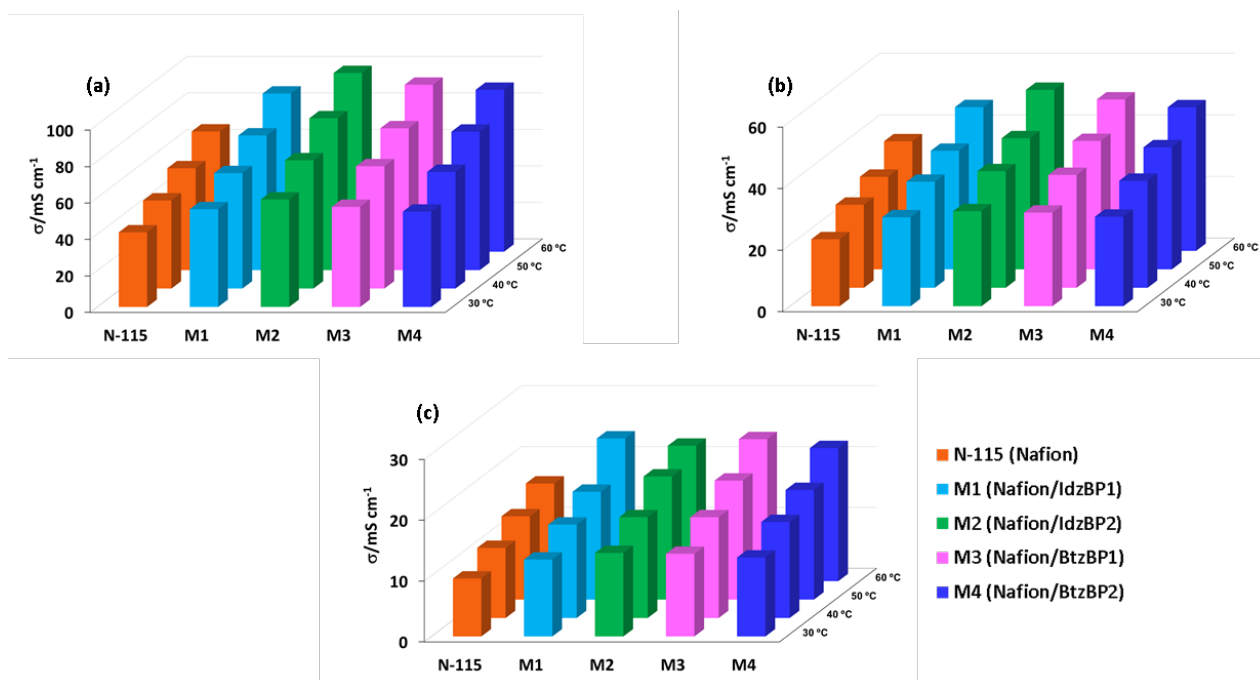
Uma vez que a condução protónica das membranas de Nafion depende da presença de água e de grupos ionizáveis, o grau de hidratação ( $\lambda$ ), estimado pela equação (4), é um parâmetro relevante para a análise do potencial de condução protónica das membranas, permitindo identificar a quantidade de água por grupo ácido (**Tabela 1**). Neste estudo, as novas membranas apresentaram também um grau de hidratação superior ao da membrana de Nafion, variando o seu valor entre 17,65 e 20,92, enquanto que a membrana de Nafion apresentou o valor de 15,67. Estes valores sugerem que, nas novas membranas, a quantidade de água por grupo ácido é cerca de 13 a 34% superior ao Nafion.

$$\lambda = \left[ \frac{WU}{18.0} \right] \left[ \frac{10}{IEC} \right] \quad (4)$$

Os resultados obtidos mostram que a incorporação dos dopantes deve promover a condução protónica nas novas membranas uma vez que estas apresentaram valores de capacidade de absorção de água, capacidade de troca iónica e grau de hidratação superiores aos da membrana de Nafion. Assim, efetuou-se a avaliação da condutividade protónica das novas membranas por Espectroscopia de Impedância Eletroquímica (EIS), em diferentes condições de humidade relativa (40%, 60% e 80%) e de temperatura (30 °C, 40 °C, 50 °C e 60 °C).

As novas membranas apresentaram valores de condutividade protónica superior às da membrana comercial de Nafion, avaliada nas mesmas condições experimentais (**Fig. 4**). A maior condutividade protónica foi observada para a membrana **M2** a uma temperatura de 60 °C e uma humidade relativa de 80%, com um valor de 97,98 mS cm<sup>-1</sup>, enquanto a membrana de Nafion apresentou um valor de 65,91 mS cm<sup>-1</sup>, medida nas mesmas condições experimentais. Todas as membranas mostraram a mesma tendência de incremento da condução protónica com o aumento da temperatura e com o aumento da humidade relativa. Em todas as membranas observou-se que os maiores incrementos ocorreram com o aumento da humidade relativa de 40% para 80%, confirmando a dependência que a condução protónica tem da humidade relativa nas membranas derivadas do Nafion.

O aumento da condutividade protónica das novas membranas pode ser atribuído à presença dos dopantes utilizados. A incorporação destes dopantes providencia mais grupos ácidos capazes de aumentar a capacidade de troca protónica das membranas e de promover a retenção de humidade no seu interior, através do estabelecimento de ligações de hidrogénio dos dopantes com moléculas de água, melhorando a condução protónica das membranas e potenciando o seu desempenho quando integradas em células de combustível.



**Fig. 4.** Condutividade protônica ( $\sigma$ ) de membranas de Nafion dopadas com BPs a diferentes temperaturas: (a) 80% HR, (b) 60% HR e (c) 40% HR. Medidas realizadas na modalidade IP.

#### CONCLUSÕES/CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho desenvolvido permitiu a preparação de novas membranas derivadas de Nafion, utilizando um método de *casting* na sua preparação, usando-se derivados aza-heteroaromáticos de ácidos bisfosfônicos como dopantes. Efetuou-se a avaliação das propriedades de capacidade de absorção de água, da capacidade de troca iônica e o grau de hidratação das novas membranas, as quais mostraram possuir melhores valores que a membrana de Nafion, utilizada como referência. A condutividade protônica das novas membranas aumentou com a umidade relativa e com o aumento da temperatura, e os valores desta propriedade foram sempre superiores aos apresentados pela membrana de Nafion, testada nas mesmas condições experimentais, com um valor máximo de 98 mS cm<sup>-1</sup> observado para a membrana **M2**, à temperatura de 60 °C e umidade relativa de 80%.

Os resultados obtidos mostram que a estratégia delineada de incorporação dos dopantes contendo grupos ácidos bisfosfônicos, os quais fornecem grupos ácidos capazes de participar na condução protônica, bem como podem estabelecer ligações de hidrogênio com as moléculas de água, contribuindo para a sua retenção no interior da membrana, melhoram a condução protônica das membranas de Nafion dopadas e potenciam o seu desempenho quando integradas em células de combustível.

#### AGRADECIMENTOS

Ao projeto “Sustentabilidade Energética na região SUDOE: Rede PEMFC-SUDOE” (PEMFC-SUDOE) (Interreg SUDOE, SOE1/P1/E0293), co-financiado pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional no âmbito do programa Interreg Sudoe.

#### REFERÊNCIAS

- Guo S., Liu Q., Sun J., Jin H. (2018). A review on the utilization of hybrid renewable energy. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 91, 1121-1147.
- Lee S.-I., Yoon K.-H., Song M., Peng H., Page K.A., Soles C.L., Yoon D.Y. (2012). Structure and properties of polymer electrolyte membranes containing phosphonic acids for anhydrous fuel cells. *Chem. Mater.* 24, 115-122.
- Mauritz K.A., Moore R.B. (2004). State of Understanding of Nafion. *Chem. Rev.* 104, 4535-4586.

Ogungbemi E., Ijaodola O., Khatib F.N., Wilberforce T., El Hassan Z., Thompson J., Ramadan M., Olabi A.G. (2019). Fuel cell membranes - Pros and cons. *Energy* 172, 155-172.

Parra D., Swierczynski M., Stroe D.I., Norman S.A., Abdon A., Worlitschek J., O'Doherty T., Rodrigues L., Gillott M., Zhang X., Bauer C., Patel M.K. (2017). An interdisciplinary review of energy storage for communities: challenges and perspectives. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 79, 730-749.

Parra D., Valverde L., Pino F.J., Patel M.K. (2019). A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 101, 279-294.

Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030), Portugal, dezembro 2019.

Schuster M., Rager T., Noda A., Kreuer K.D., Maier J. (2005). About the choice of the protogenic group in PEM separator materials for intermediate temperature, low humidity operation: a critical comparison of sulfonic acid, phosphonic acid and imidazole functionalized model compounds. *Fuel Cell* 5, 355-365.

Staffell I., Scamman D., Abad A.V., Balcombe P., Dodds P.E., Ekins P., Shahd N., Ward K.R. (2019). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy Environ. Sci.* 12, 463-491.

Teixeira F.C., Antunes I.F., Curto M.J.M., Neves M., Teixeira A.P.S. (2009). Novel 1-hydroxy-1,1-bisphosphonates derived from indazole: synthesis and characterization. *Arkivok* xi, 69-84.

Teixeira F.C., Rangel C.M., Teixeira A.P.S. (2015). Synthesis of new azole phosphonate precursors for fuel cells proton exchange membranes. *Heteroat. Chem.* 26, 236-248.

Teixeira F.C., de Sá A.I., Teixeira A.P.S., Rangel C.M. (2019). Nafion phosphonic acid composite membranes for proton exchange membrane fuel cells. *Appl. Surf. Sci.* 487, 889 -897.

Teixeira F.C., de Sá A.I., Teixeira A.P.S., Rangel C.M. (2019). Enhanced proton conductivity of Nafion-azolebisphosphonates membranes for PEM fuel cells. *New J. Chem.* 43, 15249-15257.

Teixeira F.C., de Sá A.I., Teixeira A.P.S., Ortiz-Martinez V.M., Ortiz A., Ortiz I., Rangel C.M. (2020). New modified Nafion-bisphosphonic acid composite membranes for enhanced proton conductivity and PEMFC performance. *Int. J. Hydrogen Energy*, 2020. In Press. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.212.





## ESTABILIDADE DE UMA MISTURA DE SAIS FUNDIDOS CONTENDO LÍCIO PARA O ARMAZENAMENTO DE ENERGIA SOLAR TÉRMICA

Pedrosa F.\*, Nogueira C.\*, Marcelo T.\*, Diamantino T.C.\*, Figueira I.\*, Bonk A.\*\*, Bauer T.\*\*

\* Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), Estrada do Paço do Lumiar, 1649-038 Lisboa, Portugal,  
[fatima.pedrosa@lneg.pt](mailto:fatima.pedrosa@lneg.pt)

\*\* Institute of Engineering Thermodynamics, German Aerospace Center (DLR), Cologne, Germany

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.5095>

### RESUMO

Para o desenvolvimento das tecnologias de concentração solar térmica têm sido desenvolvidas misturas de sais, compostas principalmente por metais alcalinos/alcalino-terrosos, a serem utilizadas como meio de armazenamento de energia. A introdução de nitrato de lítio na mistura de nitratos de Na e K permite a diminuição do ponto de fusão da mistura, reduzindo assim os riscos de congelamento nas tubagens e tanques da instalação de armazenamento. Para avaliar a temperatura máxima de trabalho do sal ternário contendo lítio, foi efetuado o estudo da estabilidade térmica de uma mistura de sais fundidos de nitratos de Li-Na-K, em ensaios de longa duração (4000 h), ao ar, às temperaturas de 470 °C e 490 °C. As amostras retiradas ao longo do tempo foram caracterizadas por análise química, termogravimetria (TG/DTA-DSC) e por difração de raios-X (XRD) e comparadas com a mistura inicial (0 h), para avaliar a extensão da decomposição. Deste estudo concluiu-se que a mistura pode ser considerada termicamente estável até aos 470 °C, com baixa decomposição de nitratos e baixa formação de óxidos e carbonatos.

**PALAVRAS-CHAVE:** Sais de lítio, sal fundido, estabilidade térmica, armazenamento de energia

### ABSTRACT

For the development of solar thermal concentration technologies, mixtures of salts composed mainly of alkali/alkaline earth metals have been developed, to be used as energy storage medium. Introduction of lithium nitrate in Na/K nitrate salt mixture allows decreasing the melting point of the mixture, thus reducing the risks of freezing in pipes and tanks of the storage plant. In order to evaluate the maximum working temperature of lithium-containing ternary salt, a study of the thermal stability of lithium, sodium and potassium nitrate mixture (Li-Na-K) was carried out using long term tests (4000 h), in air, at temperatures of 470 °C and 490 °C. Samples collected over time were characterized by chemical analysis, thermogravimetry (TG/DTA-DSC) and X-ray diffraction (XRD) and compared with the initial mixture (0 h) to assess the extent of decomposition. From this study it was concluded that the mixture can be considered thermally stable up to 470 °C, with low nitrate decomposition and low oxide and carbonate formation.

**KEYWORDS:** Lithium salts, molten salt, thermal stability, energy storage

## INTRODUÇÃO

Os desafios da transição energética e a tendência crescente da eletrificação da economia implicam uma clara aposta no aumento da penetração de energias renováveis. Neste contexto, o armazenamento de energia desempenha um papel fundamental, providenciando despachabilidade ao sistema. De entre as diferentes tecnologias de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, as centrais solares de concentração (CSP – Concentrated Solar Power plants), onde a energia na forma de calor é transferida para sistemas de conversão (em eletricidade ou vapor, p.e.) através de um fluido, são as que mais facilmente podem incluir um sistema de armazenamento de energia. Apesar da CSP ser atualmente uma tecnologia muito cara para produção de eletricidade, a possibilidade de poder incluir armazenamento torna-a bastante interessante não só na produção de eletricidade, mas também para outras aplicações, como a produção de calor a preços competitivos para processos industriais contínuos. Por isso, é do maior interesse para países com elevado recurso solar, como Portugal, investigar novas formulações de fluidos com maior capacidade de armazenamento de calor e que possam ser utilizados a temperaturas bastante mais elevadas que os existentes atualmente.

A utilização de sais fundidos para o armazenamento de energia térmica na forma de calor sensível, nomeadamente através de misturas de nitratos de metais alcalinos ou alcalino-terrosos, tem conhecido progressos e tem sido aplicada com sucesso em instalações de CSP, permitindo elevados gradientes de temperatura (diferença entre as temperaturas máxima e mínima a que a mistura pode ser sujeita sem se degradar) e temperaturas máximas de operação próximas dos 500°C. O sal mais comum, o designado sal solar - 60% NaNO<sub>3</sub>, 40% KNO<sub>3</sub> (p/p) - tem sido a mistura mais utilizada, mas o seu elevado ponto de fusão (240 °C) tem motivado o desenvolvimento de novas misturas binárias e ternárias com pontos de fusão mais baixos (e.g. próximos de 100 °C). À adição de nitrato de lítio a estas misturas está geralmente associada a diminuição da sua temperatura de fusão (Bauer et al., 2011), com vantagens ao nível do aumento do gradiente de temperatura e da diminuição dos riscos de solidificação.

A estabilidade dos sais fundidos é uma questão importante ao projetar um sistema de armazenamento de calor sensível. Existem muitas formas de degradação do sal, como a decomposição e outras formas de transformação química (Olivares, 2012; Olivares e Edwards, 2013; Wang et al., 2012), a resultante da interação com os materiais de construção (Cheng et al., 2015) e a da interação com a atmosfera (Olivares, 2012; Olivares e Edwards, 2013). A estabilidade térmica dos sais de nitrato depende da temperatura, sendo os fenómenos de degradação mais pronunciados à medida que a temperatura aumenta.

Vários investigadores (Olivares et al., 2011; Vilada et al., 2018; Bonk et al., 2018) realizaram estudos de estabilidade térmica de misturas contendo lítio em várias atmosferas, verificando que em praticamente todas as condições a decomposição da mistura ocorre a temperaturas mais baixas que o sal solar, na ordem dos 400-500 °C.

Apesar de já terem sido desenvolvidos muitos estudos de estabilidade térmica, não existem estudos sistemáticos de longa duração, que são fundamentais para a sua validação como fluidos de armazenamento de energia em CSP. Além disso os ensaios de estabilidade térmica em pequena escala realizados por TG/DTA originam resultados diferentes comparados com os ensaios em maior escala e de longa duração (Vilada et al., 2018; Bonk et al., 2018). Este trabalho pretende assim contribuir para um melhor conhecimento do comportamento de misturas de sais de nitrato contendo lítio, através da realização de ensaios de longa duração.

## PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

No presente trabalho foi estudada a estabilidade térmica de uma mistura eutética de sais fundidos de nitratos de lítio, de sódio e de potássio, com a composição 30% LiNO<sub>3</sub>, 18% NaNO<sub>3</sub>, 52% KNO<sub>3</sub> (p/p).

### Preparação da Mistura

Os sais utilizados na preparação da mistura Li-Na-K foram o LiNO<sub>3</sub> da VMR, o NaNO<sub>3</sub> da BASF e o KNO<sub>3</sub> da HAIFA, todos eles com uma pureza mínima de 99%. Os sais foram secos separadamente numa estufa a 110 °C até peso constante, pesados de acordo com a sua proporção na mistura e homogeneizados.

A mistura foi fundida gradualmente em cadinho de alumina numa mufla até 330°C e mantida a essa temperatura durante 48 horas, garantindo a libertação de toda a água adsorvida e a sua homogeneização. Posteriormente foi vertida para um molde de alumínio e colocada num excicador a arrefecer até solidificar completamente.

### Ensaio Isotérmico de Longa Duração a 470 °C e 490 °C

A estabilidade térmica da mistura Li-Na-K foi avaliada a 470 °C e a 490 °C durante 4000 h., tendo sido essas temperaturas escolhidas com base nos resultados da perda de massa observada na análise termogravimétrica (TG / DTA-DSC) da mistura Li-Na-K inicial (0 h).

A análise termogravimétrica foi realizada com amostras de cerca de 10 mg em cadinhos de 100 µl de alumina sob fluxo de ar sintético (~100 cm<sup>3</sup>min<sup>-1</sup>). Devido à natureza altamente higroscópica dos sais, cada análise foi realizada em dois ciclos de aquecimento-arrefecimento consecutivos com uma velocidade de aquecimento de 2 Kmin<sup>-1</sup>: o

primeiro ciclo aquecendo até 50 °C acima da temperatura de fusão para eliminar a água adsorvida seguido de arrefecimento até aproximadamente 40 °C, e o segundo ciclo com aquecimento até 550 °C.

Nos ensaios de estabilidade térmica utilizaram-se cerca de 60 g de amostras de Li-Na-K em cadinhos de alumina tapados, que foram aquecidos em mufla sob ar atmosférico, com controlo da temperatura da amostra com termopar. As amostras retiradas ao longo do tempo foram caracterizadas por análise química, análise térmica (TG/DTA-DSC) e por difração de raios-X e comparadas com a mistura inicial (0 h), para avaliar a extensão da decomposição.

Na análise química foram determinados os teores de nitratos e nitritos por cromatografia iónica e os teores de óxidos e carbonatos por titulação ácido-base.

## RESULTADOS EXPERIMENTAIS

### Seleção da Temperatura Máxima de Trabalho

Os resultados obtidos por TG da mistura Li-Na-K ao ser aquecida até 550 °C com uma velocidade de 2 Kmin<sup>-1</sup> em ar sintético são apresentados na Figura 1.

A curva TG mostra uma perda de massa gradual a partir de 466 °C, começando essa perda a ser significativa para temperaturas superiores a 500-510 °C, o que indicia uma rápida decomposição da mistura. A 531 °C a mistura já havia perdido 3% da massa da amostra desidratada.

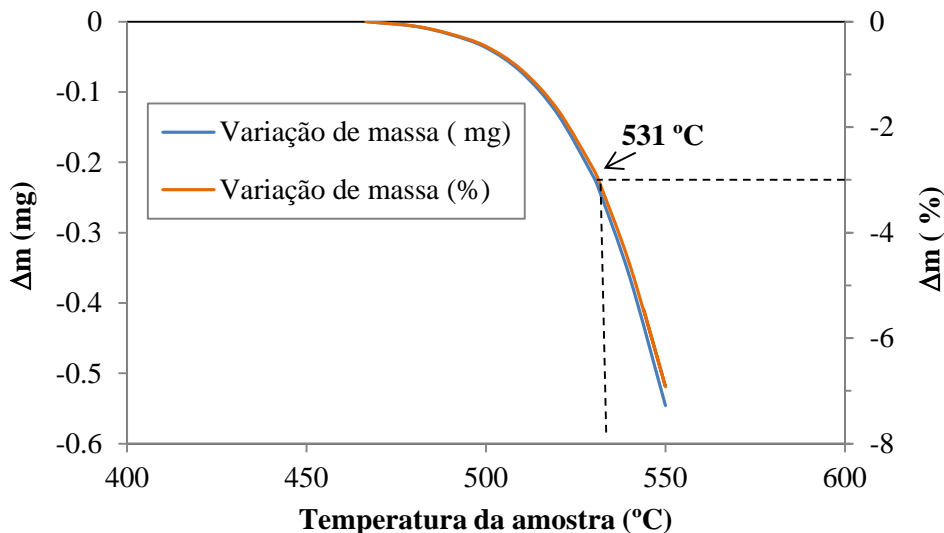


Fig. 1. Variação de massa da mistura em função da temperatura (análise TG).

Com base nestas perdas de massa e na taxa de decomposição do sal, escolheram-se as temperaturas de 470 e 490 °C para realizar o estudo da estabilidade térmica da mistura Li-Na-K.

### Ensaio Isotérmico de Longa Duração a 470 °C e 490 °C

A estabilidade térmica da mistura Li-Na-K foi analisada através da análise química das amostras retiradas ao longo do tempo dos ensaios realizados a 470 e 490 °C, nomeadamente do seu teor em nitratos, nitritos, óxidos e carbonatos, e complementada pela análise de TG/DTA-DSC e por difração de raios-X (XRD).

Na Figura 2 encontra-se representado o teor de aniões para a mistura inicial e para a mistura após 4000 h a 470 °C e 490 °C, verificando-se que a 470 °C ocorre uma ligeira decomposição dos nitratos com formação de nitritos e óxidos. A 490 °C a decomposição já é evidente, com diminuição do teor de nitratos de 99,8% para cerca de 95% e formação de nitritos (2,1%) e carbonatos (2,6%). O teor de óxidos diminui substancialmente de 470 °C para 490 °C, o que, aliado ao aumento de carbonatos, evidencia que a 490 °C os óxidos que se tenham formado capturaram o CO<sub>2</sub> do ar originando a formação de carbonatos.

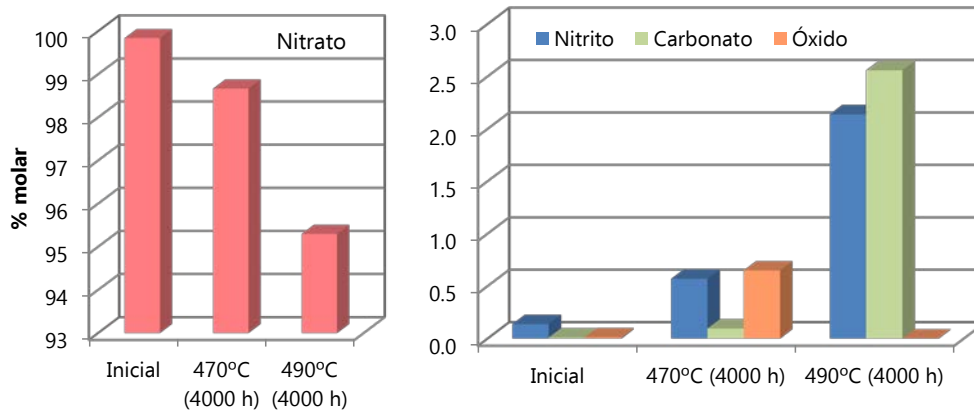


Fig. 2. Teor de aniões na mistura inicial e após 4000 h a 470 e 490 °C.

As curvas DTA-DSC de fluxo de calor da mistura após 4000 h a 470 e a 490 °C (Figura 3), estão de acordo com o observado na análise química: enquanto que a 470 °C aparentemente só ocorre um pequeno desvio do ponto de fusão da mistura, a 490 °C verifica-se a existência de dois picos de fusão (não resolvidos), confirmando que a mistura eutética inicial de nitratos se torna numa mistura de nitratos e nitritos à medida que a temperatura aumenta.

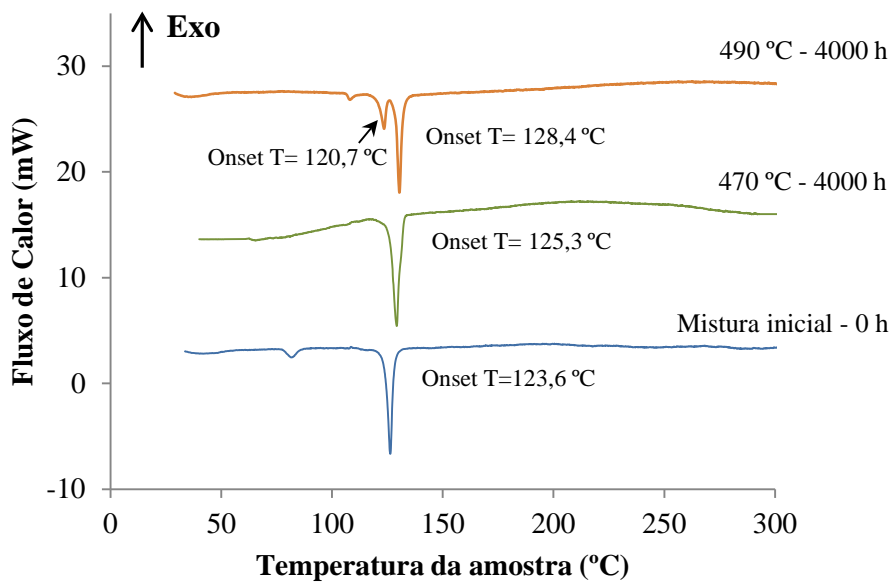


Fig. 3. Curva de fluxo de calor (DTA-DSC) da mistura Li-Na-K (0 h) e após 4000h a 470 e 490°C.

Na Figura 4 estão representados os difractogramas da mistura inicial e do sólido cristalino remanescente que ficou no fundo do cadinho após o ensaio isotérmico a 490 °C.

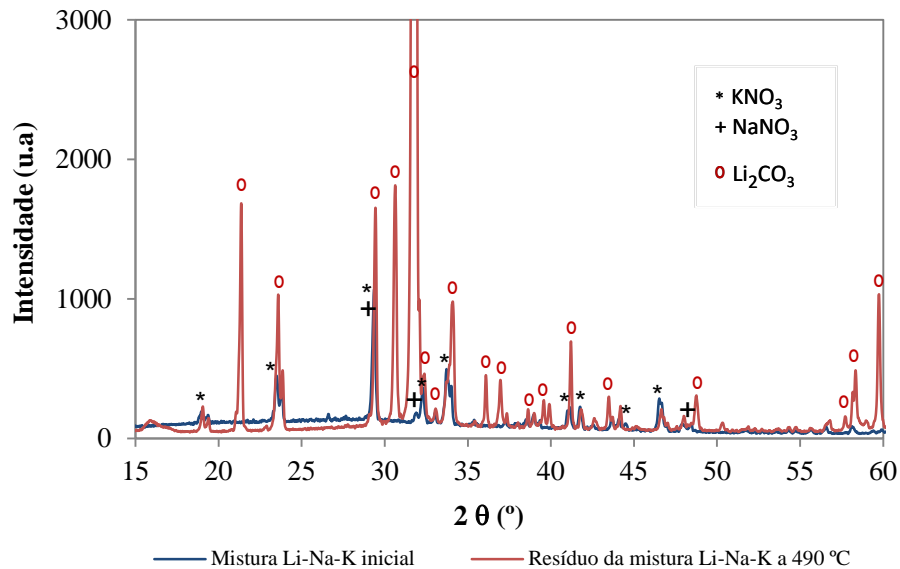


Fig. 4. Comparação dos difractogramas obtidos por XRD da mistura Li-Na-K inicial e do resíduo obtido após ensaio isotérmico a 490 °C.

Na mistura inicial só se identificaram as fases correspondentes aos nitratos de sódio e de potássio, não se detectando as fases correspondentes ao nitrato de lítio, possivelmente devido à baixa cristalinidade ou então à formação de soluções sólidas com os íons Li a substituir o sódio e potássio na rede cristalina do sal. No fim do ensaio a 490 °C, a fase principal identificada é o carbonato de lítio, detetando-se igualmente as fases dos nitratos de sódio e de potássio. Este resultado aliado ao teor de carbonato da análise química permite constatar a decomposição parcial e seletiva do nitrato de lítio em carbonato de lítio de acordo com as equações.



Apesar da formação de nitritos, as suas fases não foram identificadas por XRD possivelmente devido a apresentarem uma baixa cristalinidade ou aos seus teores serem inferiores ao limite de deteção do equipamento.

## CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho foi avaliar a mistura Li-Na-K (30-18-52 (%p/p)) em termos de estabilidade térmica e decomposição.

Após a seleção da faixa de temperaturas a utilizar nos ensaios de longa duração por meio de TG/DTA-DSC, os testes isotérmicos foram realizados a 470 e 490 °C até às 4000 h.

As principais conclusões podem ser resumidas da seguinte forma:

- a mistura Li-Na-K pode ser considerada termicamente estável até 470 °C, com baixa decomposição dos nitratos e baixa formação de óxidos e carbonatos;
- o nitrato de lítio é o constituinte menos estável da mistura;
- a decomposição seletiva do nitrato de lítio em carbonato ao longo do tempo foi observada a 490 °C, conforme a sequência  $\text{LiNO}_3 \rightarrow \text{Li}_2\text{O} \rightarrow \text{Li}_2\text{CO}_3$
- a temperatura de máxima de trabalho proposta para a mistura Li-Na-K é de 470 °C, e a mínima é de 150 °C (aproximadamente 30 °C acima do ponto de fusão).
- Comparativamente ao Sal Solar (mistura mais utilizada) o Li-Na-K apresenta uma gama de temperatura de trabalho superior ( $\Delta T$  de 320 °C face ao  $\Delta T$  de 280 °C do Sal Solar).

## AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do projeto NEWSOL financiado pela União Europeia através do programa de investigação e inovação H2020 (Contrato No. 720985) e da Infraestrutura de Investigação INIESC - Research Infrastructure on Solar Energy Concentration (ALT20-03-0145-FEDER-022113) financiada pelos Fundos Nacionais através da FCT/MCTES (PIDDAC) e co-financiada pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional do Programa Operacional Regional de Lisboa.

## REFERÊNCIAS

- Bauer, T.; Laing, D.; Tamme, R. (2011). Recent progress in alkali nitrate/nitrite developments for solar thermal power applications. In: Molten Salts Chemistry and Technology - MS9, 5-9 June, Trondheim, Norway. 1-10.
- Cheng, W.; Chen, D.; Wang, C. (2015). High-temperature corrosion of Cr-Mo steel in molten  $\text{LiNO}_3\text{-NaNO}_3\text{-KNO}_3$  eutectic salt for thermal energy storage. *Sol Energy Mat Sol Cells* 132, 563-569.
- Olivares, R. (2012). The thermal stability of molten nitrite/nitrates salt for solar thermal energy storage in different atmospheres. *Sol Energy* 86, 2576-2583.
- Olivares, R. I.; Edwards, W. (2013).  $\text{LiNO}_3\text{-NaNO}_3\text{-KNO}_3$  salt for thermal energy storage: Thermal stability evaluation in different atmospheres. *Thermochim Acta* 560, 34-42.
- Wang, T.; Mantha, D.; Reddy, R.G. (2012). Thermal stability of the eutectic composition in  $\text{LiNO}_3\text{-NaNO}_3\text{-KNO}_3$  ternary system used for thermal energy storage. *Sol Energy Mat Sol Cells* 100, 162-168.
- Villada, C.; Bonk, A.; Bauer, T.; Bolívar, F. (2018). High-temperature stability of nitrate/nitrite molten salt mixtures under different atmospheres, *Applied Energy* 226 107–115.
- Bonk, A.; Sau, S.; Uranga, N.; Hernaiz, M.; Bauer, T. (2018). Advanced heat transfer fluids for direct molten salt line-focusing CSP plants, *Progress in Energy and Combustion Science* 67, 69-87.

## RECURSOS LOCAIS PARA APLICAÇÕES MULTIFUNCIONAIS DE CAPTAÇÃO DE ENERGIA COM BASE EM TETRAEDRITE

**Neves F.\***, **Esperto L.\***, **Figueira I.\***, **Mascarenhas J.\***, **Correia J.B.\***, **Joyce A.\***, **Guimarães F.\*\***, **Salgueiro R.\*\*\***, **Silva T.P.\*\*\***, **Oliveira D.\*\*\***, **Lopes E.B.\*\*\*\***, **Gonçalves A.P.\*\*\*\***, **Centeno P.\*\*\*\*\***, **Mendes M.J.\*\*\*\*\***, **Águas H.\*\*\*\*\***, **Martins R.\*\*\*\*\***, **Gil L.\*\*\*\*\***, **Almeida P.\*\*\*\*\***

- \* LNEG, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Unidade de Materiais para a Energia, Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649-038 Lisboa, Portugal
- \*\* LNEG, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Unidade de Ciência e Tecnologia Mineral, Rua da Amieira, 4465-021 S. Mamede de Infesta, Portugal
- \*\*\* LNEG, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Unidade de Recursos Minerais e Geofísica, Estrada da Portela, Bairro do Zambujal – Alfragide, Apartado 7586, 2610-999 Amadora, Portugal
- \*\*\*\* C2TN, DECN, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Estrada Nacional 10, 2695-066 Bobadela LRS, Portugal
- \*\*\*\*\* CENIMAT/I3N, Departamento de Ciência dos Materiais, Faculdade de Ciências e Tecnologia, FCT, Universidade Nova de Lisboa and CEMOP/UNINOVA, 2829-516 Caparica, Portugal
- \*\*\*\*\* Direção Geral de Energia e Geologia, Divisão de Estudos, Investigação e Renováveis, Av. 5 de Outubro, 208, 1069-203 Lisboa, Portugal
- \*\*\*\*\* SINTEF Materials Physics, Forskningsveien 1 NO-0373 Oslo, Norway

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.5096>

### RESUMO

Este trabalho descreve as principais linhas de investigação que estão em curso no âmbito do projeto LocalEnergy (<http://localenergy.lneg.pt>). LocalEnergy é um projeto multidisciplinar de Investigação, Desenvolvimento e Inovação (I&D&I), envolvendo atividades no domínio da ciência dos materiais, da geologia e das energias renováveis. Essas atividades estão orientadas para a indústria e assentam numa abordagem disruptiva visando o desenvolvimento de materiais termoelétricos, através da utilização de materiais à base de tetraedrites naturais e sintéticas, e o desenvolvimento de novos absorvedores para células solares de filmes finos, usando materiais à base de tetraedrites sintéticas. Considerando que Portugal é um dos países europeus com maior nível de irradiação de energia solar e que a tetraedrite é um recurso mineral local, presente na Zona Sul Portuguesa da Faixa Piritosa Ibérica, o projeto LocalEnergy representa uma oportunidade para o desenvolvimento de sistemas energéticos sustentáveis baseados na maximização e exploração de dois importantes recursos endógenos (energia solar e recursos minerais).

**PALAVRAS-CHAVE:** Tetraedrite, Termoelétrico, Energia Solar, Fotovoltaico

### ABSTRACT

This work describes the main lines of investigation that are underway within LocalEnergy project (<http://localenergy.lneg.pt>). LocalEnergy is a multidisciplinary Research, Development and Innovation project, involving activities in the field of materials science, geology and renewable energies. These activities are oriented towards the industry and are based on a disruptive approach aimed at the development of thermoelectric materials, through the use of materials based on natural and synthetic tetrahedrites, and the development of new absorbers for thin film solar cells, using materials based on synthetic tetrahedrites. Considering that Portugal is one of the European countries with the highest level of irradiation of solar energy and that tetrahedrite is a local mineral resource, present in the Portuguese zone of the Iberian Pyrite Belt, LocalEnergy project represents an opportunity for the development of sustainable energy systems based on the maximization and exploration of two important endogenous resources (solar energy and mineral resources).

**KEYWORDS:** Tetrahedrite, Thermoelectric, Solar Energy, Photovoltaic

## INTRODUÇÃO

As fontes de energia renováveis desempenham um papel importante na transição energética e, por conseguinte, no “mix” energético do futuro. Esta transição energética requer mais progressos e desenvolvimentos em todos os aspetos relacionados com as tecnologias renováveis. É aqui incluída a investigação e inovação de novos materiais, com melhor desempenho, por exemplo, para a captação de energia a partir de fontes renováveis ou para a conversão de energia térmica desperdiçada em eletricidade (aplicações termoelétricas) (Fig. 1) (Gonçalves *et al.*, 2017; Neves *et al.*, 2016, 2018).



Fig. 1. Enquadramento da importância da investigação em fontes de energia renováveis para a transição energética onde a I&D&I na área dos materiais desempenha um importante papel

Apesar do grande desenvolvimento na área dos materiais que tem permitido melhorias significativas em termos da eficiência dos atuais principais constituintes dos sistemas termoelétricos e fotovoltaicos, estes continuam a apresentar diversas limitações tendo em conta os objetivos traçados para a transição energética e para o desenvolvimento sustentável. Essas limitações estão essencialmente relacionadas com a incorporação de elementos raros e dispendiosos (e.g., Pb e Te nos sistemas termoelétricos e Cd, In, Ga e Te nos sistemas fotovoltaicos de filmes finos) e com a utilização de processos de síntese relativamente complexos e pouco económicos. Torna-se assim primordial identificar tecnologias de fabrico inovadoras e novos sistemas baseados em matérias primas que simultaneamente sejam abundantes, de baixo custo e de reduzido impacto ambiental.

A tetraedrite é um mineral de sulfureto de cobre e antimónio ( $\text{Cu}_{12}\text{Sb}_4\text{S}_{13}$ ) que pode ocorrer na natureza combinada com a tenantite ( $\text{Cu}_{12}\text{As}_4\text{S}_{13}$ ) formando a série tetraedrite-tenantite. No entanto, outros elementos, como os metais de transição Fe, Zn, Ag e Hg podem por vezes estar presentes pelo que a maioria das tetraedrites pode expressar-se genericamente pela fórmula química  $\text{Cu}_{10}\text{MT}_2(\text{Sb,As})_4\text{S}_{13}$  (MT = metal de transição). A tetraedrite é um material com uma estrutura cristalina complexa, derivada da estrutura da blenda, que apresenta um comportamento típico de um semiconductor do tipo-p com excelentes propriedades óticas, com um hiato ótico variável entre 1.4 eV a 1.9 eV e um elevado coeficiente de absorção ( $> 10^5 \text{ cm}^{-1}$ ), um elevado coeficiente de Seebeck e uma condutividade térmica extremamente baixa. Por outro lado, uma das características notáveis da utilização da tetraedrite como matéria-prima deriva de este ser um mineral muito abundante, ao contrário dos atuais principais constituintes dos sistemas TE e das células solares de filme finos (CSFF) que contêm elementos raros e dispendiosos. Deste modo, a utilização de compostos a base da tetraedrite como materiais termoelétricos e fotovoltaicos oferece um alto potencial de aplicação para o desenvolvimento de sistemas energéticos sustentáveis.

## CARACTERÍSTICAS DO PROJETO LocalEnergy

O projeto LocalEnergy tem uma duração de 44 meses (de outubro de 2018 a maio de 2021) e um orçamento de 238 424.92 € dos quais cerca de 65% está atribuído à componente de recursos humanos tendo em vista a integração e formação de jovens investigadores. LocalEnergy aborda o uso de tetraedrites naturais e sintéticas para aplicações termoelétricas e de materiais à base de tetraedrite sintética como novos absorvedores solares para aplicações fotovoltaicas como é esquematizado na Fig. 2.



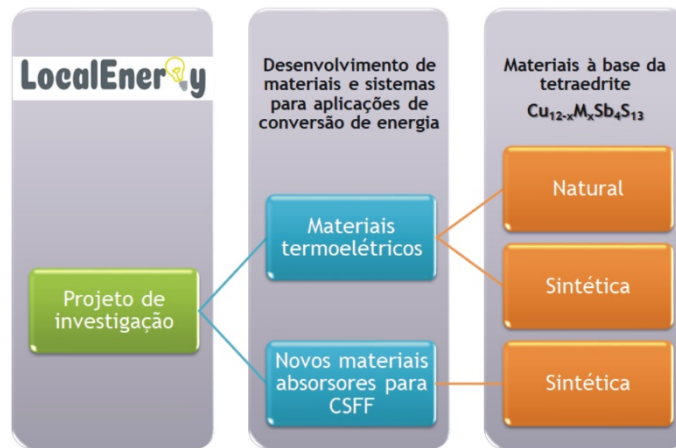


Fig. 2. Linhas de investigação do projeto LocalEnergy

As linhas de investigação do projeto LocalEnergy, com o foco no aproveitamento da tetraedrite natural para o desenvolvimento de sistemas energéticos sustentáveis, são relevantes e representam uma grande oportunidade por:

- Potenciar e valorizar dois importantes recursos endógenos, energia solar e minerais. Portugal é um dos países europeus com maior nível de irradiação de energia solar (Fig. 3) e a tetraedrite é um recurso mineral local, presente na Zona Sul Portuguesa da Faixa Piritosa Ibérica (FPI) (Fig. 4). A utilização destes dois recursos endógenos em aplicações inovadoras de captação de energia deverá ter um impacto positivo, social e económico, na indústria mineira e solar.
- Potenciar a utilização da tetraedrite, um mineral de sulfureto de cobre e antimónio constituído por elementos abundantes e de baixa toxicidade.

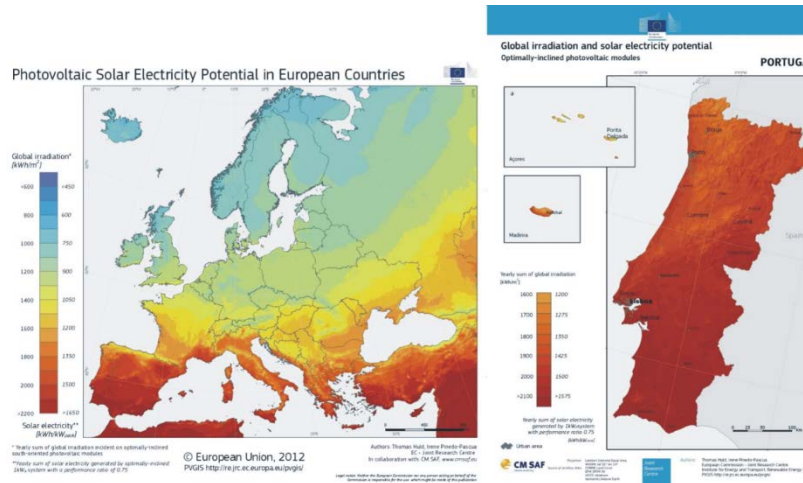


Fig. 3. Distribuição da radiação solar na Europa e em Portugal. Consta-se a maior densidade nos países do Sul, como é o caso de Portugal, onde o potencial é considerável (adaptado de “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - The European Commission's science and knowledge service”)

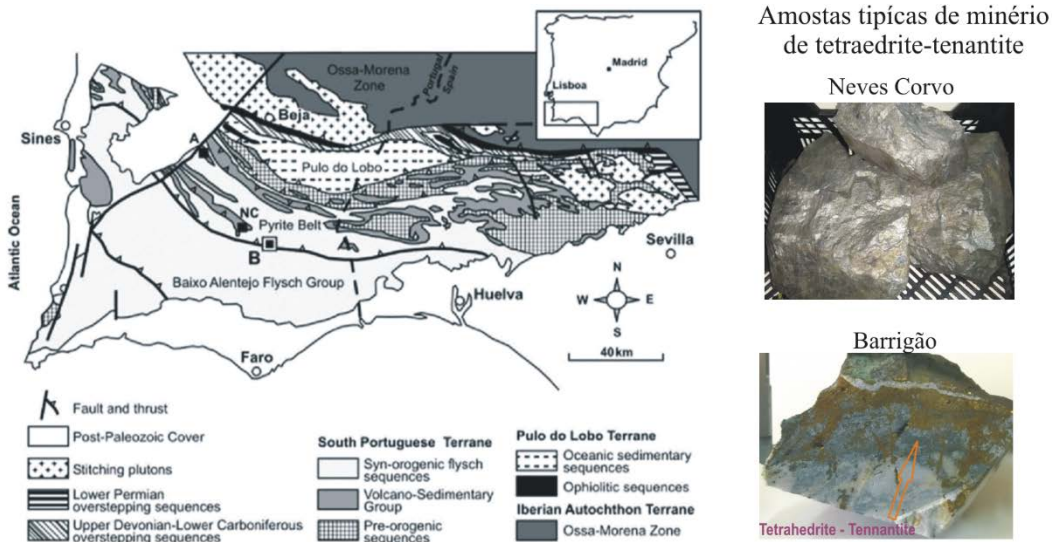


Fig. 4. Faixa Piritosa Ibérica (FPI). Amostras típicas de minério de tetraedrite-tenantite recolhidas na mina de Neves Corvo e na escombreira da mina do Barrigão. A – Aljustrel; NC – Neves Corvo; B – Barrigão (adaptado de Reiser et al. 2011)

As atividades do projeto estão organizadas em quatro work package (WP), cada uma subdividida em várias tarefas:

WP1 - Gestão do Projeto

WP2 - Tetraedrites para aplicações termoelétricas

Principais objetivos

- Demonstrar e validar o uso direto de minério de tetraedrite natural recolhido na FPI.
- Desenvolver um método de síntese no estado sólido da tetraedrite sintética baseado em tecnologias sustentáveis de baixo custo e de alto rendimento.

WP3 - Tetraedrites para aplicações fotovoltaicas








Principais objetivos

- Demonstrar novos conceitos relacionados com o processamento e eficiência de células solares de filmes finos utilizando na camada absorvora materiais à base de tetraedrite.
- Desenvolver e demonstrar a viabilidade de processos de fabrico alternativos para a obtenção da camada absorvora que sejam sustentáveis, de baixo impacto ambiental, de baixo custo e adequados ao fabrico em larga escala (síntese de materiais à base de tetraedrite na forma de pó seguido da deposição de uma tinta constituída por partículas submicrométricas e quimicamente homogéneas).

WP4 - Disseminação e Exploração

Como é evidenciado na Tabela 1, o consórcio do projeto LocalEnergy é constituído por uma equipa de investigação multidisciplinar pertencente a instituições de referência na área da geologia, da ciência dos materiais e das energias renováveis.

Tabela 1. Consórcio do projeto LocalEnergy

	Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P.	Instituição coordenadora
 	Centro de Ciências e Tecnologias Nucleares	Instituição participante
  	Centro de Investigação de Materiais/I3N	Instituição participante
	Direção Geral de Energia e Geologia	Instituição colaboradora

## COMENTÁRIOS FINAIS

O projeto LocalEnergy explora atividades científicas orientadas para a indústria e assenta nos seguintes pilares:

### *Inovação*

Incorporação de tetraedrite mineral nacional, recolhida na Zona Sul Portuguesa da Faixa Piritosa Ibérica, na produção de materiais termoelétricos. Uso da tecnologia de pós para processar materiais à base de tetraedrite sintética para a camada absorvedora de células solares de filme finos, tecnologia esta adequada para fabricação em grande escala a baixo custo.

### *Visão de longo prazo*

Oportunidade para o desenvolvimento de sistemas energéticos sustentáveis baseados na maximização e exploração dos recursos naturais portugueses, nomeadamente, energia solar e recursos minerais. Utilização de pequenas instalações locais de concentração solar para produção direta de energia elétrica.

### *Excelência Científica*

Investigação em vários domínios científicos com múltiplos níveis de aplicação sendo constituído por uma equipa de investigação multidisciplinar que envolve investigadores e instituições com um historial de Excelência Científica no domínio da ciência dos materiais, da geologia e das energias renováveis.

### *Disseminação e formação de jovens investigadores:*

Todos os parceiros estão firmemente determinados em promover o desenvolvimento tecnológico, gerar a sua transferência e disseminação e em promover a formação e integração de jovens investigadores no sistema científico e tecnológico nacional.

## AGRADECIMENTOS

Este trabalho é financiado por fundos nacionais através da FCT – Fundação para a Ciência e a Tecnologia, I.P., no âmbito do projeto PTDC/EAM-PEC/29905/2017. A Direção Geral de Energia e Geologia participa como “External Advisor” no projeto LocalEnergy em que integra este trabalho. A Doutora Patrícia Carvalho, do SINTEF, participa no projeto LocalEnergy como consultora. Agradece-se à Somincor-Sociedade Mineira de Neves Corvo SA, o apoio e fornecimento de amostras.

## REFERÊNCIAS

Gonçalves A.P., Lopes E.B., Monnier J., Alleno E., Godart C., Montemor M.F., Vaney J.B., Lenoir B. (2017). Tetrahedrites for low cost and sustainable thermoelectrics. *Solid State Phenom.* 257, 135-138.

JRC European Commission, Solar Radiation Map, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm>.

Neves F., Stark A., Schell N., Mendes M. J., Aguas H., Fortunato E., Martins R., Correia J. B., Joyce A. (2018). Investigation of single phase  $\text{Cu}_2\text{ZnSn}_x\text{Sb}_{1-x}\text{S}_4$  compounds processed by mechanochemical synthesis. *Physical Review Materials* 2, 075404.

Neves F., Correia B., Hanada K., Santos L.F., Gunder R., Schorr S. (2016). Structural characterization of  $\text{Cu}_2\text{SnS}_3$  and  $\text{Cu}_2(\text{Sn,Ge})\text{S}_3$  compounds. *J. Alloys Comp.* 682, 489-494.

Reisera F.K.M, Rosa D.R.N, Pinto A.M.M, Carvalho J.R.S., Matos J.X., Guimarães F.M.G., Alves L.C., Oliveira D.P.S. (2011). Mineralogy and Geochemistry of Tin- and Germanium bearing Copper Ore from the Barrigão Remobilised Vein Deposit, Iberian Pyrite Belt, Portugal. *International Geology Review* 53, 1212-1238.



## CIRCUITO TERMO-HIDRÁULICO EQUIVALENTE DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO EN SALES FUNDIDAS CON GENERADOR DE VAPOR INTEGRADO EN CIRCULACIÓN NATURAL

Rivas E.\*, Muñoz-Antón J.\*

\* Departamento de Ingeniería Energética, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ETSII) – Universidad Politécnica de Madrid (UPM), C/ José Gutiérrez Abascal 2, 28006, (Madrid) España [esther.rivas.ramos@alumnos.upm.es](mailto:esther.rivas.ramos@alumnos.upm.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.5097>

### RESUMEN

En este trabajo se propone el uso de la correlación de Swapnalee y Vijayan, apta para NCLs (del inglés *Natural Circulation Loops*) monofásicos de diámetro constante,  $d$ , en estado estacionario cuyo régimen de flujo sea el de transición, para el cálculo del caudal en circulación en un diseño novedoso de NCL consistente en un tanque de almacenamiento térmico en sales fundidas con un generador de vapor integrado. El sistema, conocido como TES-SG (*Thermal Energy Storage with integrated Steam Generator*), ya ha sido estudiado previamente a escala de prototipo y en modo descarga, tanto desde el punto de vista experimental como numérico, lo que ha permitido aplicar la metodología de Vijayan para calcular los números adimensionales necesarios para resolver el problema.

Su expresión es:  $Re = 1.216 \left( Gr_m \frac{L_{Tot}}{d} \right)^{0.387}$ , donde  $Re$  es el número de Reynolds,  $Gr_m$  es el número de Grashof modificado y  $\frac{L_{Tot}}{d}$  es un parámetro geométrico típico de este sistema. Con esta correlación se comete un error relativo medio menor del 0.4 % en el cálculo de  $Re$ .

**PALABRAS CLAVE:** Tanque de Almacenamiento Térmico con Generador de Vapor integrado, Sales Fundidas, Dinámica de Fluidos Computacional, Circulación natural, Régimen de Flujo en Transición, Correlación

### ABSTRACT

This work proposes the use of the Swapnalee and Vijayan's correlation, suitable for single-phase NCLs (*Natural Circulation Loops*) with constant diameter,  $d$ , in steady state whose flow regimen is in transition, for calculating the induced mass flow rate in a new NCL design consisting on a thermal energy storage tank with an integrated steam generator. The system, known as TES-SG (*Thermal Energy Storage with integrated Steam Generator*), has already been studied at prototype scale operating in discharge mode, from both the experimental and numerical point of view, which has allowed to apply the Vijayan's methodology for calculating the dimensionless numbers necessary to solve the problem.

Its expression is:  $Re = 1.216 \left( Gr_m \frac{L_{Tot}}{d} \right)^{0.387}$ , where  $Re$  is the Reynolds number,  $Gr_m$  is the modified Grashof number and  $\frac{L_{Tot}}{d}$  is a typical geometric parameter of this system. With this correlation, a mean relative error less than 0.4 % is made in the  $Re$  calculus.

**KEYWORDS:** Thermal Energy Storage system with integrated Steam Generator (TES-SG), Molten Salts (MS), Computational Fluid Dynamic (CFD), Natural Circulation, Transition Flow Regime, Correlation

## INTRODUCCIÓN

Los denominados NCLs (*Natural Circulation Loops*) son circuitos en los que se tiene una fuente y un sumidero de calor conectados entre sí mediante dos ramas (la caliente y la fría), y dónde el sumidero está situado a mayor altura que la fuente. Esta configuración crea un gradiente de densidad en el fluido de trabajo del circuito que, en presencia de la gravedad, genera la aparición de un gradiente de presión en el mismo. Dicho gradiente induce la circulación del fluido (circulación natural) desde la fuente hasta el sumidero sin necesidad de partes móviles en el circuito. Es decir, los NCLs son sistemas de circulación pasiva. Si, además, si la diferencia de temperaturas entre las ramas caliente y fría del circuito se mantiene en el tiempo, la circulación natural permanece constante.

Por todo esto, los NCLs se encuentran en numerosas aplicaciones industriales. Por ejemplo: en dispositivos de calentamiento solar, sistemas de refrigeración, enfriamiento de motores de combustión interna, turbinas de gas, reactores nucleares, etc.

Los NCLs pueden ser monofásicos y bifásicos, según que el fluido de trabajo permanezca en fase líquida o coexistan dos fases, líquido/vapor, en cierta proporción a lo largo del circuito. Atendiendo a la orientación de la fuente y el sumidero, se clasifican en:

- HHHC (*Horizontal heater and horizontal cooler*), donde tanto la fuente como el sumidero están en horizontal
- HHVC (*Horizontal heater and vertical cooler*), donde la fuente está orientada en horizontal y el sumidero en vertical
- VHHC (*Vertical heater and horizontal cooler*), donde ambos están en vertical y
- VHVC (*Vertical heater and vertical cooler*), donde la fuente está vertical y el sumidero en horizontal.

Este estudio se focaliza en un diseño novedoso de NCL monofásico para aplicaciones industriales de calor de proceso y/o generación de electricidad conocido como TES-SG (*Thermal Energy Storage with integrated Steam Generator*), (Rinaldi et al., 2015). Dicho diseño consiste en un tanque de almacenamiento térmico en sales fundidas con un generador de vapor integrado que, durante las descargas, induce una circulación natural en las sales fundidas que transporta calor desde la rama caliente del circuito (el tanque) hasta la rama fría (el generador de vapor), Fig. 1.

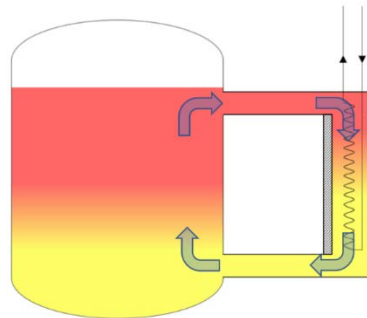


Fig. 1: Esquema de funcionamiento del TES-SG en modo descarga.

Para determinar la capacidad de transferencia de calor de este sistema durante tales procesos es esencial conocer el caudal de sales fundidas que circula a través del generador, el cual es desconocido *a priori*.

Estudios previos sobre NCLs monofásicos (Vijayan et al., 2000 y Vijayan, 2002) en cualquier orientación y operando en estado estacionario han establecido que, siempre que el factor de fricción a lo largo del circuito,  $ff$ , pueda expresarse como:

$$ff = p Re^{-b}$$

el caudal adimensional en circulación puede obtenerse, de forma generalizada, a partir de la siguiente expresión:

$$Re = c \left( \frac{Gr_m}{d/L_{eff,Tot}} \right)^r$$

donde  $d$  es el diámetro del circuito,  $Re$  es el número de Reynolds (o caudal adimensional),  $Gr_m$  es el número de Grashof modificado (o transferencia de calor adimensional),  $L_{eff,Tot}$ , la longitud equivalente del circuito ( $L_{eff,Tot} = L_{Tot} \cdot F_{eff}$ , siendo  $L_{Tot}$  la longitud total del circuito y  $F_{eff}$  un factor que da cuenta de las posibles pérdidas de carga concentradas a lo largo del mismo), y  $c$  y  $r$  dos constantes relacionadas con la naturaleza del flujo de la siguiente forma:

$$c = (2/p)^r$$

$$r = 1/(3 - b)$$

Vijayan, empleando datos experimentales de diferentes tipos NCLs cuyas condiciones de operación estaban comprendidas entre:  $400 < Gr_m \frac{L_{eff,Tot}}{d} < 2 \cdot 10^{14}$  y  $3.5 < Re < 2 \cdot 10^5$ , encontró que, para flujos completamente laminares ( $p = 64$  y  $b = 1$ ) o completamente turbulentos ( $p = 0.316$  y  $b = 0.25$ ), sus valores eran:  $c = 0.1768$  y  $r = 0.5$  en el primer caso y  $c = 1.96$  y  $r = 0.364$  en el segundo. Además, apuntó que para flujos en transición cabría esperar un cambio continuo tanto en  $c$  como en  $r$ . Es decir, valores comprendidos entre  $(0.1768 - 1.96)$  y  $(0.364 - 0.5)$  respectivamente.

Posteriormente Swapnalee y Vijayan (2011) verificaron esta hipótesis utilizando los datos experimentales de un NCL simple en las cuatro orientaciones posibles y cuyas condiciones de operación estaban comprendidas entre:  $6.7 \cdot 10^6 < Gr_m \frac{L_{eff,Tot}}{d} < 2.17 \cdot 10^{10}$  y  $428 < Re < 10100$ . Así, dedujeron, que para flujos en transición ( $p = 1.2063$  y  $b = 0.416$ ) sus valores eran:  $c = 1.216$  y  $r = 0.387$ .

En este trabajo se presenta la equivalencia entre un TES-SG y un NCL simple basándonos en investigaciones previas de un prototipo de TES-SG, (Gaggioli et al., 2014, 2015, 2016; Rivas et al., 2014, 2018; Rivas & Rojas, 2016; Rivas & Muñoz-Antón,

2020). El ajuste de la correlación generalizada propuesta por Swapnalee y Vijayan (2011) para el cálculo del caudal en circulación en NCLs a los resultados obtenidos en el presente trabajo para el prototipo durante sus descargas demuestra dicha equivalencia. Este resultado podría utilizarse para escalar correctamente el prototipo, contribuyendo a su potencial despliegue tecnológico.

### DISPOSITIVO EXPERIMENTAL

El dispositivo experimental utilizado es un TES-SG a escala de prototipo perteneciente al centro de investigación de la Casaccia - ENEA (Italia). Para más información sobre la configuración del prototipo se puede consultar la siguiente referencia: Fabrizi et al., 2011.

El funcionamiento del modo ‘descarga’ del dispositivo es el siguiente:

1) Se bombea agua a presión en el interior de la matriz de tubos helicoidales. El intercambio de calor con las sales fundidas a través de las paredes de dichos tubos permite transformar el agua inyectada en vapor sobrecalentado, húmedo o agua subenfriada a la salida del generador, dependiendo de las condiciones térmicas del tanque.

2) El sumidero de energía que representa la matriz de tubos helicoidales induce un movimiento continuo de las sales fundidas calientes del tanque a través del generador, entrando por su parte superior y saliendo, ya frías, por la inferior. Es decir, que éstas se mueven por gravedad al aumentar de peso mientras ceden calor al agua-vapor que fluye por el interior de los tubos.

Este fenómeno se conoce como circulación natural. El caudal de sales movilizadas depende del equilibrio entre la fuerza motriz (que a su vez depende de la diferencia de densidad entre las sales calientes y frías) y las pérdidas de carga al atravesar el generador. El proceso ocasiona que las sales fundidas del tanque se estratifiquen (ver la Fig. 1).

Notar que, dicha estratificación cambia a medida que evoluciona la descarga del sistema, al irse agotando la fuente de energía que representan las sales fundidas calientes del tanque. Este cambio causa la ralentización de la circulación natural a través del generador como consecuencia de la paulatina disminución de la fuerza motriz que impulsa a las sales (que es función de la diferencia de alturas entre las columnas de sales fundidas calientes del tanque y generador de vapor,  $\Delta L$ ). Por ejemplo, en la Fig. 2,  $\Delta L_{7050s} > \Delta L_{10650s}$  y, por tanto,  $\dot{m}_{7050s} > \dot{m}_{10650s}$ .

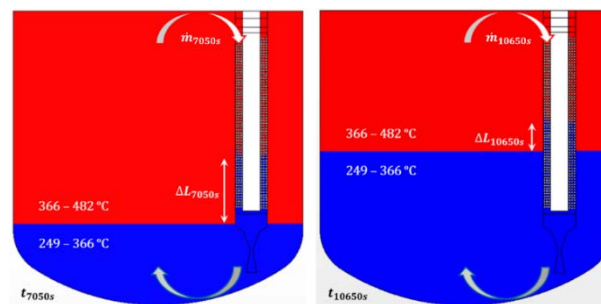


Fig. 2. Resultados numéricos de los campos de temperaturas en el prototipo de ENEA en dos instantes de tiempo diferentes ( $t_{7050s}$  (izquierda) y  $t_{10650s}$  (derecha)) de uno de sus ensayos de descarga (Fuente: Rivas et al., 2018). Las flechas indican la entrada / salida de sales fundidas.

### METODOLOGÍA

Los resultados numéricos obtenidos en la simulación CFD (*Computational Fluid Dynamic*) realizada en el trabajo de Rivas et al. (2018) proporcionan una descripción completa y detallada de uno de los ensayos de descarga del prototipo de ENEA, el del día 29 de octubre de 2012, ver Fig. 3. Ésta, se llevó a cabo en tres fases:

- la primera (desde los 1640 s hasta los 5250 s) comprende la zona transitoria de inicio de la descarga durante la cual se procede a atemperar progresivamente el circuito agua-vapor, aumentando secuencialmente el caudal y la presión en el mismo con el fin de minimizar el choque térmico que sufre el generador de vapor integrado hasta alcanzar los parámetros nominales del ensayo:
- la segunda (desde los 5250 s hasta los 11350 s) comprende la zona cuasi-estacionaria de la descarga durante la cual el generador de vapor integrado opera en condiciones cuasi-estacionarias y
- la tercera (desde los 11350 s hasta los 12050 s) que comprende la zona transitoria de finalización de la descarga durante la cual se procede a disminuir gradualmente el caudal y la presión en el circuito agua-vapor con el fin de obtener una parada segura del sistema.

Este estudio se centra en la segunda fase, la zona cuasi-estacionaria, concretamente en su parte central (desde los 7050 s hasta los 11350 s). Esta zona está lo suficientemente alejada de las zonas transitorias como para no verse afectada por ellas. Se han seleccionado cinco instantes de tiempo equiespaciados entre sí, denotados como  $t_i$  con  $i = 7050$  s, 7950 s, 8850 s, 10650 s, 11350 s, ver Fig. 3.

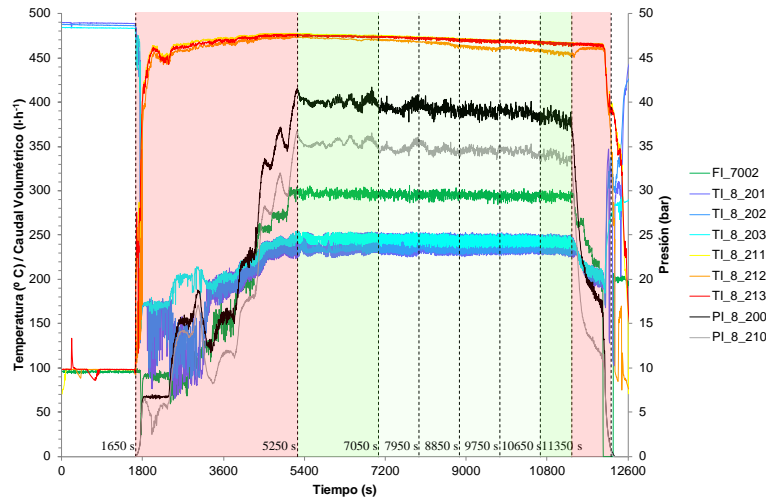


Fig. 3. Ensayo de descarga del día 29/10/2012: medidas asociadas al circuito agua-vapor. En rojo, los transitorios de inicio y finalización y, en verde claro, la parte central de la zona cuasi-estacionaria.

Desde el punto de vista de las sales fundidas, se puede asumir que cada  $t_i$  representa, de forma idealizada, a un NCL simple de tipo VHVC operando en estado estacionario con diferente  $\Delta L_i$  (diferencia de alturas entre columnas de sales fundidas calientes en  $t_i$ ), pero con características geométricas idénticas, como son: la longitud efectiva (o de intercambio de calor) y el diámetro medio del generador de vapor.

Considerando además que los modelos 1-D son válidos para describir su comportamiento, cómo se puede comprobar en trabajos previos sobre este tipo de sistemas (Zvirin, 1982), y bajo las hipótesis descritas en Vijayan et al. (2000) y Vijayan (2002), que se resumen en que:

- el calentamiento viscoso y la conducción axial son despreciables
- las pérdidas térmicas al exterior también lo son
- la aproximación de Boussinesq es válida

es posible aplicar la metodología generalizada de Vijayan a cada  $t_i$  para el cálculo de los números adimensionales globales del sistema.

Previamente, es necesario calcular las diferencias de alturas entre columnas de sales fundidas calientes,  $\Delta L_{t_i}$ , para lo que se emplea la siguiente expresión (Fabrizi et al., 2011):

$$\Delta L_{t_i} = \left( \frac{P_{hot} - P_{cold}}{\bar{\rho} g \bar{\beta} (T_{hot} - T_{cold})} \right)_{t_i}$$

donde  $P_{hot}$  y  $P_{cold}$  son las presiones de la fuente y el sumidero que, en este caso, se toman a la entrada y salida del generador, al igual que las temperaturas  $T_{hot}$  y  $T_{cold}$ . Es decir, en la simulación CFD, se toman dónde están ubicados los termopares denotados por TI\_8\_111 y TI\_8\_110 respectivamente (consultar referencia: Fabrizi et al., 2011). Las propiedades térmicas de las sales,  $\bar{\rho}$  y  $\bar{\beta}$ , se evalúan a la temperatura media:  $\left( \frac{T_{hot} + T_{cold}}{2} \right)$ .

Posteriormente, se definen  $L_{eff, Tot}$  y  $d$  para el prototipo de ENEA. Dado que en el generador de vapor las pérdidas de carga totales,  $\Delta P_{Tot}$ , vienen dadas por:

$$\Delta P_{Tot} = \Delta P_{con} + \Delta P_{dis}$$

siendo  $\Delta P_{con}$  la contribución de las pérdidas de carga concentradas (a la entrada y salida del generador) y  $\Delta P_{dis}$  la de las pérdidas de carga distribuidas (a lo largo de la matriz de tubos helicoidales); y que, en este caso, es razonable considerar que  $\Delta P_{con} \ll \Delta P_{dis}$  (Idelchik, 1986), se puede asumir que  $F_{eff} \approx 1$  y, por tanto, que  $L_{eff, Tot} \approx L_{Tot}$ . Los parámetros geométricos característicos  $L_{Tot}$  y  $d$  se fijan a los valores:

$$L_{Tot} = 1.206 \text{ m,}$$

$$d = 0.0186 \text{ m,}$$

correspondientes con la longitud efectiva y el diámetro medio del generador de vapor respectivamente. Este último se calcula a partir de la expresión del diámetro hidráulico (Bergman et al., 2017):

$$d = \frac{4 S}{p}$$

donde  $S$  es la sección de paso de las sales fundidas a través del generador de vapor y  $p$  el perímetro efectivo en términos de intercambio de calor por convección entre las sales fundidas y los tubos helicoidales.

Por último, se calculan los números adimensionales globales de Reynolds,  $Re_{t_i}$ , y Grashof

modificado,  $Gr_{m, t_i}$ , tal y como propone Vijayan et al. (2000); Vijayan (2002):

$$Re_{t_i} = \frac{d}{S} \left( \frac{\dot{m}}{\bar{\mu}} \right)_{t_i} \quad Gr_{m, t_i} = \frac{d^3}{p L_{Tot}} \left( \frac{\bar{\rho}^2 g \bar{\beta} \Delta L \dot{Q}}{\bar{\mu}^3 \bar{C}_p} \right)_{t_i}$$



donde,  $g$  es la gravedad,  $\dot{m}$  el caudal de sales fundidas en circulación y  $\dot{Q}$  la potencia puesta en juego. Las propiedades térmicas de las sales,  $\bar{\mu}$  y  $\bar{C}_p$ , también se evalúan a la temperatura media:  $\left(\frac{T_{hot} + T_{cold}}{2}\right)$ .

## RESULTADOS

En la Fig. 4 se muestra el número de  $Re$  frente a  $Gr_m$  en todos los  $t_i$  considerados, que equivale a los siguientes rangos de condiciones de operación:  $1.7 \cdot 10^6 < Gr_m \frac{L_{eff,tot}}{d} < 3 \cdot 10^6$  y  $318 < Re < 400$ . También se incluyen los resultados obtenidos de aplicar al prototipo de ENEA, por un lado, las correlaciones de Vijayan para flujos completamente laminares o completamente turbulentos y, por otro, la correlación de Swapnalee, para flujos en transición.

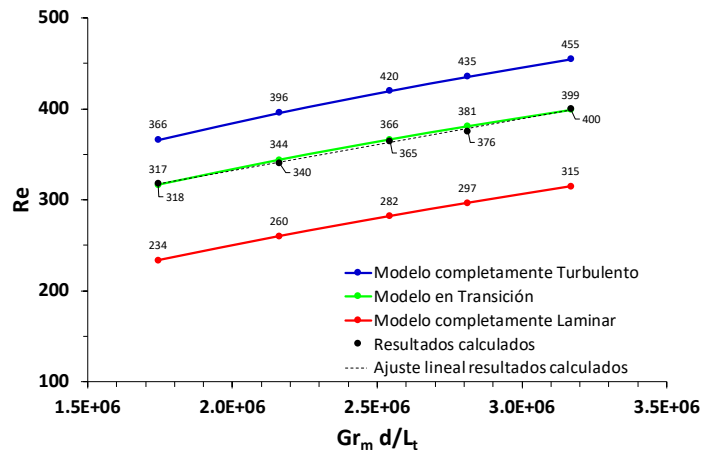


Fig. 4: Comparación entre los resultados calculados y los modelados.

Como se puede apreciar en la figura, el modelo para flujos en transición se ajusta a los resultados obtenidos (sobrealora  $Re$  menos de un 0.4 % de error relativo medio). Por lo tanto, el funcionamiento del TES-SG durante sus descargas responde al de un NCL.

Además, tales resultados ponen de manifiesto que existe una relación cuasi-proporcional entre el caudal másico adimensional que circula por el generador (número de  $Re$ ) y la transferencia de calor adimensional intercambiado en el mismo (número de  $Gr_m$ ), según el ajuste en la Fig. 4. Considerando que esta última depende de los efectos locales de la configuración y geometría de la matriz de tubos helicoidales, tal relación fundamenta el estudio local de la transferencia de calor que se hace en Rivas & Rojas, 2016 y Rivas et al., 2018.

## CONCLUSIONES

En este trabajo se ha estudiado el fenómeno de la circulación natural en un NCL innovador empleando, como punto de partida, una simulación CFD no estacionaria. Los resultados numéricos obtenidos han sido contrastados con los datos experimentales del TES-SG a escala de prototipo del ENEA durante una de sus descargas.

Concretamente, se ha adaptado a este sistema la metodología generalizada propuesta por Vijayan et al. (2000) y Vijayan (2002) para el cálculo de los números adimensionales globales de  $Re$  y  $Gr_m$ , observándose que entre ambos números adimensionales existe una relación funcional potencial, tal y como sucede en los NCLs.

Se ha comprobado que la correlación de Swapnalee & Vijayan, apta para NCLs simples en régimen de transición, se aproxima a los resultados calculados con un error relativo medio inferior al 0.4 %. Estos resultados también pueden contribuir a delimitar qué valores de  $Re$  comprenden de la región de transición en este tipo de sistemas ya que en la bibliografía no existe un consenso.

## REFERENCIAS

Bergman, T. L., Lavine, A. S., Incropera, F. P., y DeWitt, D. P. (2017). *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*. Wiley, 8th edición.

Fabrizi F., Gaggioli W., Rinaldi L., Rocca C., Surace R. (2011). *Progettazione e realizzazione di uno scambiatore di calore prototipico per reattori refrigerati a sodio con circuito intermedio a sali fusi*. Tech. Rep. NNFISS – LP3 – 027. ENEA.

Gaggioli W., Fabrizio F., Fontana F., Rinaldi L., Tarquini P. (2014). *An innovative concept of a thermal energy storage system based on a single tank configuration using stratifying molten salts as both heat storage medium and heat transfer fluid, and with an integrated steam generator*. *Energy Procedia* 49, pp. 780-789. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.03.085.

Gaggioli W., Fabrizi F., Tarquini P., Rinaldi L. (2015). Experimental validation of the innovative thermal energy storage based on an integrated system 'storage tank/steam generator'. *Energy Procedia* 69, pp. 822-831. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.03.091.

Gaggioli W., Ascenzi P. Di, Rinaldi L., Tarquini P., Fabrizi F. (2016). Effects assessment of 10 functioning years on the main components of the molten salt PCS experimental facility of ENEA. *AIP Conf. Proc.* vol. 1734, p. 070009. AIP Publishing LLC. DOI: 10.1063/1.4949156.

Idelchik, I. E. (1986). *Handbook of hydraulic resistance*. Washington, DC, Hemisphere Publishing Corp., 1986, 662 p. Translation.

Rinaldi L., Fabrizi F., Alemberti A., Gaggioli W., Aliotta S., Barbensi A., Tarquini P. (2015). Thermal Energy Storage Tank with Integrated Steam Generator. *EP* 2652272 B1 (2015-10-28).

Rivas E., Rojas E., Bayón R., Gaggioli W., Rinaldi L., Fabrizi F. (2014). CFD model of a molten salt tank with integrated steam generator. *Energy Procedia* 49, pp. 956-964. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.03.103.

Rivas E. and Rojas E. (2016). Heat transfer correlation between molten salts and helical-coil tube bundle steam generator. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 93, pp. 500-512. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2015.10.013.

Rivas E., Muñoz-Antón J. and Rojas E. (2018). Nueva correlación para el diseño de un tanque de almacenamiento térmico en sales fundidas con generador de vapor integrado. Libro de Actas del XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar. 20-22 junio 2018 Madrid, España. Asociación Española de Energía Solar, pp. 483-490. ISBN: 978-84-86913-14-4.

Rivas E. and Muñoz-Antón J. (2020). Dryout study of a helical coil once-through steam generator integrated in a thermal storage prototype. *Applied Thermal Engineering*, 170, 115013. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2020.115013.

Swapnalee B.T. and Vijayan P.K (2011). A generalized flow equation for single phase natural circulation loops obeying multiple friction laws. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 54, pp. 2618-2629. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2011.01.023.

Vijayan, P., Bade, M., Saha, D., Sinha, R., y Venkat Raj, V. (2000). A generalized correlation for the steady state flow in single-phase natural circulation loops. Technical Report BARC-2000/E/021, Bhabha Atomic Research Centre.

Vijayan P. K. (2002). Experimental observations on the general trends of the steady state and stability behavior of single-phase natural circulation loops. *Nuclear Engineering and Design*, 215, pp. 139-152. DOI: 10.1016/S0029-5493(02)00047-X.

Zvirin, Y. (1982). A review of natural circulation loops in pressurized water reactors and other systems. *Nuclear Engineering and Design*, 67(2): 203-225.

## NOVOS NANOCOMPÓSITOS DE ÓXIDO DE TITÂNIO PARA A PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO SOLAR

Capelo A., Esteves M.A., Fernandes V.R., Rangel C.M.

Laboratório Nacional de Energia e Geologia, LNEG  
Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649-038 Lisboa, Portugal  
[carmen.rangel@lneg.pt](mailto:carmen.rangel@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.5098>

### RESUMO

Neste trabalho foram sintetizados uma série de novos compósitos de  $\text{TiO}_2$ -rGO e  $\text{TiO}_2$ -g- $\text{C}_3\text{N}_4$ , como base para o desenvolvimento de fotocatalisadores ativos na produção de hidrogénio solar a partir de soluções aquosas de etanol. Os compósitos foram dopados com metais nobres e de transição (Pt, Au e Cu), tendo sido estes fotodepositados a partir dos respetivos sais. Para 6 h de irradiação UV, o volume de gás produzido com os catalisadores  $\text{TiO}_2$ -Pt1.5% e  $\text{TiO}_2$ -Au1.5% é semelhante, embora com perfis de velocidade diferentes, que mostram 2 declives no caso da Pt. A substituição da Pt por Cu deu resultados promissores em termos de gás produzido, ainda que nas presentes condições experimentais não foi significativamente alterado pela presença de rGO ou g- $\text{C}_3\text{N}_4$ . A irradiação contínua até 24 h evidenciou velocidades constantes para os fotocatalisadores  $\text{TiO}_2$ -Cu contrariamente ao  $\text{TiO}_2$ -rGO3%-Pt3.8% cuja produção de gás parou pelas 12 h, devido a envenenamento pelos produtos de oxidação do etanol. A substituição de Pt por Cu revela-se também vantajosa considerando as questões associadas à escassez e custo da Pt.

**PALAVRAS-CHAVE:** Hidrogénio solar, Fotocatalisador, Óxido de titânio, Óxido de grafeno, Nitreto de carbono, Metais nobres, Metais de transição, Águas residuais

### ABSTRACT

In this work, a new series of composite materials based on  $\text{TiO}_2$ -rGO e  $\text{TiO}_2$ -g- $\text{C}_3\text{N}_4$  were synthesized in the search for active photocatalysts for solar hydrogen production in aqueous ethanol containing solutions. The composites were doped with noble and transition metals (Pt, Au e Cu), which were photodeposited from solutions of their respective salts. Using UV irradiation up to 6 h, photocatalyst  $\text{TiO}_2$ -Pt1.5% and  $\text{TiO}_2$ -Au1.5%, produced similar amounts of gas but their production rate profiles were different, with a 2 slope profile in the case of Pt. The substitution of Pt by Cu gave promising results in terms of volume of gas produced, which in the present experimental conditions was not significantly influenced by the presence of rGO or g- $\text{C}_3\text{N}_4$ . Continuous irradiation up to 24 h evidenced constant hydrogen production rates for  $\text{TiO}_2$ -Cu photocatalysts over the whole testing period, contrary to  $\text{TiO}_2$ -Pt composites that stopped producing hydrogen after 12 h, due to active site poisoning by ethanol oxidation products. Pt substitution by Cu is also advantageous in tackling the associated Pt scarcity and cost issues.

**KEYWORDS:** Solar Hydrogen, Photocatalysts, Titanium oxide, Graphene oxide, Carbon nitride, Nobel metals, Transition metals, Residual waters

### INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de sistemas de energia limpa e sustentável para responder ao crescente consumo mundial de energia, promover a redução da dependência de combustíveis fósseis e impacto ambiental, é um dos principais desafios de nossos dias. Considera-se que num cenário energético mais sustentável, o hidrogénio como vetor de armazenamento representa uma opção atrativa para uma descarbonização profunda do sistema energético e da mobilidade. As tecnologias disponíveis para a produção do hidrogénio apresentam graus diversos de maturidade tecnológica, sendo que a utilização de catalisadores semicondutores e luz solar como fonte de energia é ainda emergente (Christoforidis et al. 2017, Fajrina et al. 2019).

Nas últimas décadas inúmeros fotocatalisadores têm sido desenvolvidos a partir de  $\text{TiO}_2$  devido ao seu elevado poder de oxidação, baixo custo, baixa toxicidade e elevada estabilidade (Cai et al. 2019). No entanto, apesar destas

vantagens, o  $\text{TiO}_2$  apresenta grandes limitações como fotocatalisador dada a elevada velocidade de recombinação de elétron-buraco e alto valor de hiato de banda ( $\sim 3.2$  eV), com a consequente baixa eficiência na utilização de luz solar (Trang et al. 2019; Yu et al. 2020).

Assim, os esforços de I&D no LNEG, centram-se em estratégias para conseguir uma mais efetiva separação e transporte de cargas na superfície do semiconductor, combinando:

- a deposição de metais com capacidade para retardar a recombinação de elétrons e promover reações redox para a produção de hidrogénio a partir da água, utilizando a platina como material de referência, que pela sua eficiência é um dos dopantes mais utilizados;
- a adição de adequados “sequestradores” de buracos como agentes sacrificiais, sendo os álcoois de cadeia curta selecionados por induzirem altas taxas de produção de hidrogénio (Ribao et al. 2019, Kumaravel et al. 2019), e ainda
- a integração no fotocatalisador de materiais carbonáceos tais como o óxido de grafeno reduzido (rGO) ou nitreto de carbono grafítico ( $\text{g-C}_3\text{N}_4$ ), que tem atraído o interesse devido à *promoção* de uma maior área ativa no fotocatalisador, maior mobilidade dos portadores de carga e uma mais eficiente utilização da luz com extensão de absorção no visível (Ribao et al., 2019, Lin et al., 2018).

Outro aspeto considerado como um dos fatores chave para a viabilidade comercial da produção fotocatalítica de hidrogénio é reduzir/eliminar o uso de materiais nobres como a platina dado o seu custo elevado e escassez. No entanto, a substituição da platina por metais mais abundantes e mais baratos como o cobre, ferro e cobalto (Cao et al. 2020) continua a ser um desafio por superar no que diz respeito ao desenvolvimento de novos fotocatalisadores, sendo atualmente o tema de numerosos projetos de investigação.

Neste trabalho, o  $\text{TiO}_2$  é utilizado como material base para a síntese de novos sistemas ternários, integrando, por dopagem, metais (nobres ou de transição) e também rGO e  $\text{g-C}_3\text{N}_4$ , de modo a melhorar as propriedades acima mencionadas, com o objetivo global de aumentar a eficiência do processo fotocatalítico. Estes novos fotocatalisadores foram testados na produção de hidrogénio a partir de soluções aquosas contendo agentes sacrificiais como o etanol e o glicerol, compostos que estão presentes em águas residuais de diversas indústrias, de modo a avaliar e integrar o potencial da produção fotocatalítica de hidrogénio com processos de remediação de águas residuais e valorização de resíduos.

## EXPERIMENTAL

Foram sintetizadas várias séries de novos fotocatalisadores compósitos tendo como base  $\text{TiO}_2$ -rGO e  $\text{TiO}_2$ - $\text{g-C}_3\text{N}_4$  utilizando metais nobres e de transição (Pt, Au e Cu), de acordo com o esquema apresentado na Fig. 1.

Os compósitos  $\text{TiO}_2$ - rGO foram sintetizados por um método hidrotermal utilizando GO e  $\text{TiO}_2$  Degussa P25 como materiais base, numa mistura etanol/água a  $125^\circ\text{C}$  durante 4 h. A preparação dos catalisadores contendo Pt, Au e Cu foi feita por fotodeposição, a partir de sais precursores dos respetivos metais em soluções de aquosas de 10 % de metanol (v/v), sob radiação UV.

Para os compósitos  $\text{TiO}_2$ - $\text{g-C}_3\text{N}_4$ , o nitreto de carbono grafítico foi obtido por polimerização envolvendo a condensação térmica de precursores ricos em azoto, neste caso, melanina, seguido-se tratamento térmico em mufla (Heraeus M110,  $T_{\text{max}}=1000^\circ\text{C}$ ). Neste procedimento, a mistura  $\text{TiO}_2$  Degussa P25 e  $\text{g-C}_3\text{N}_4$  foi previamente homogeneizada em metanol sob agitação magnética durante 24h, centrifugada e seca em estufa a  $60^\circ\text{C}$  durante a noite e depois aquecida a  $5^\circ\text{C min}^{-1}$  até  $450^\circ\text{C}$  e mantida durante 2 h a esta temperatura. Os catalisadores contendo Pt e Cu foram obtidos por fotodeposição, como descrito acima ou por tratamento térmico, em que neste caso, a mistura foi feita com água, homogeneizada sob agitação magnética durante 1h, evaporada num rotavapor e seca em estufa a  $60^\circ\text{C}$  durante a noite. A mistura sólida obtida foi aquecida a  $6^\circ\text{C min}^{-1}$  até a  $450^\circ\text{C}$  e mantida durante 30 min a esta temperatura.

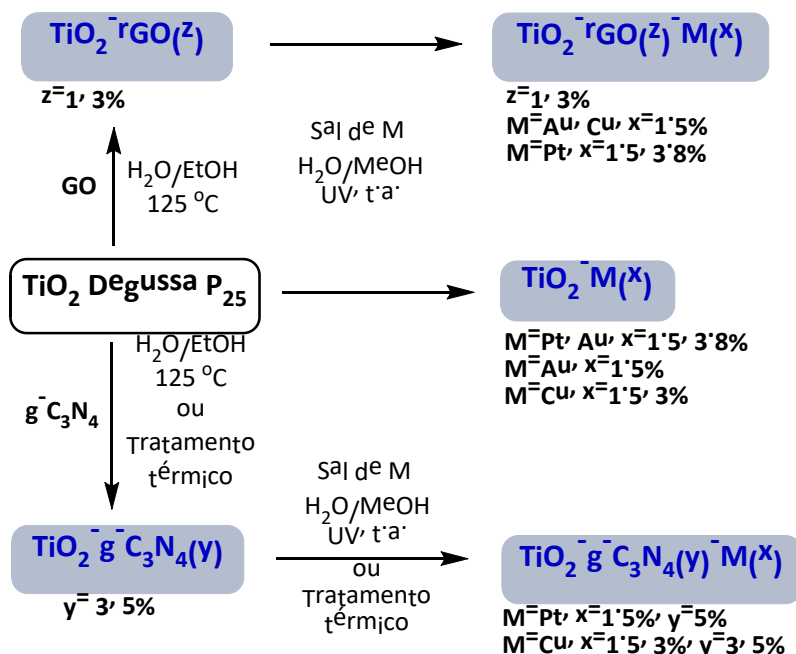


Fig. 1. Esquema de síntese dos fotocatalisadores utilizados neste trabalho.

A caracterização química e física dos fotocatalisadores foi efetuada por análise elementar, ICP-OES, SEM, TEM, XPS e Refletância Difusa. A partir dos espectros de Refletância Difusa foi possível verificar uma redução dos valores de hiato de banda dos novos fotocatalisadores, em relação ao valor do TiO<sub>2</sub>, o que potenciou estudos em curso utilizando irradiação por luz visível.

Os novos fotocatalisadores foram utilizados na produção de hidrogénio por irradiação com luz ultravioleta a partir de soluções aquosas contendo agentes sacrificiais (etanol e glicerol), como soluções modelo de águas residuais ricas nesses compostos, provenientes, por exemplo, das indústrias vinícola e da produção de biodiesel.

Os ensaios de produção fotocatalítica de hidrogénio foram realizados num reator de 250 mL de vidro borossilicato equipado com tubo de imersão duplo de quartzo onde foi colocada a lâmpada UV-VIS de vapor de mercúrio de 450W. Num ensaio típico, a suspensão do fotocatalisador (125 mg) na solução aquosa de agente sacrificial (250 mL) foi primeiro homogeneizada num banho de ultrassons durante 15 min, em seguida o seu pH foi ajustado para um valor específico, com solução aquosa de ácido clorídrico ou hidróxido de sódio, e depois transferida para o reator. A mistura reacional foi aquecida à temperatura escolhida para o ensaio e o sistema foi purgado com N<sub>2</sub> durante 15 minutos antes de se proceder à irradiação.

O volume dos gases produzidos foi medido pelo sistema de deslocamento de coluna de água em bureta invertida. No final de cada experiência o gás assim coletado foi analisado num Micro GC 3000 da Agilent, com colunas apropriadas para a deteção de H<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub>.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Resultados selecionados da caracterização dos fotocatalisadores sintetizados são apresentados na figura 2, para o compósito TiO<sub>2</sub>-rGO1%-Pt3.8 wt%, incluindo SEM/EDS e TEM evidenciando agregados nanométricos e deposição de nanopartículas de Pt no TiO<sub>2</sub>, distribuídos uniformemente.

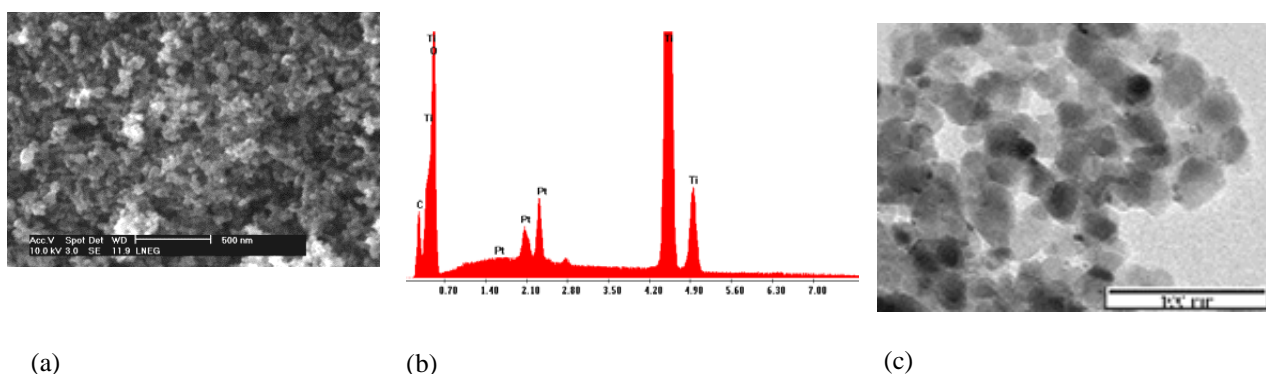


Fig. 2. Imagem de SEM (a), espectro EDS (b) e imagem de TEM (c) do compósito TiO<sub>2</sub>-rGO1%-Pt3.8 wt%. A Tabela 1 e a figura 3 mostram os resultados de análise elemental e o espectro FTIR do nitreto de carbono grafítico (g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub>) sintetizado a partir da melanina, respetivamente. A razão atômica de C/N obtida por análise elemental está de acordo com o descrito na literatura (Zhao et al. 2018). O espectro FTIR de g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub> mostra três zonas de vibração caraterísticas deste tipo de compostos (Yang et al. 2017), assim são observadas as unidades de triazinas (~800 cm<sup>-1</sup>), as vibrações de estiramento das ligações CN dos heterociclos (1200-1600 cm<sup>-1</sup>) e as vibrações de estiramento das ligações NH dos grupos anina (~3200 cm<sup>-1</sup>).

Tabela 1. Resultados de análise elemental para g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub>, percentagem em massa, número de moles atômico, razão atômica C/N e fórmula empírica.

g-C <sub>3</sub> N <sub>4</sub> via Melanina	Massa (%)		n (mol)		C/N	Fórmula empírica
	C	N	C	N		
	35.28	62.63	2.93	4.47	0.65	C <sub>2,9</sub> N <sub>4,5</sub>

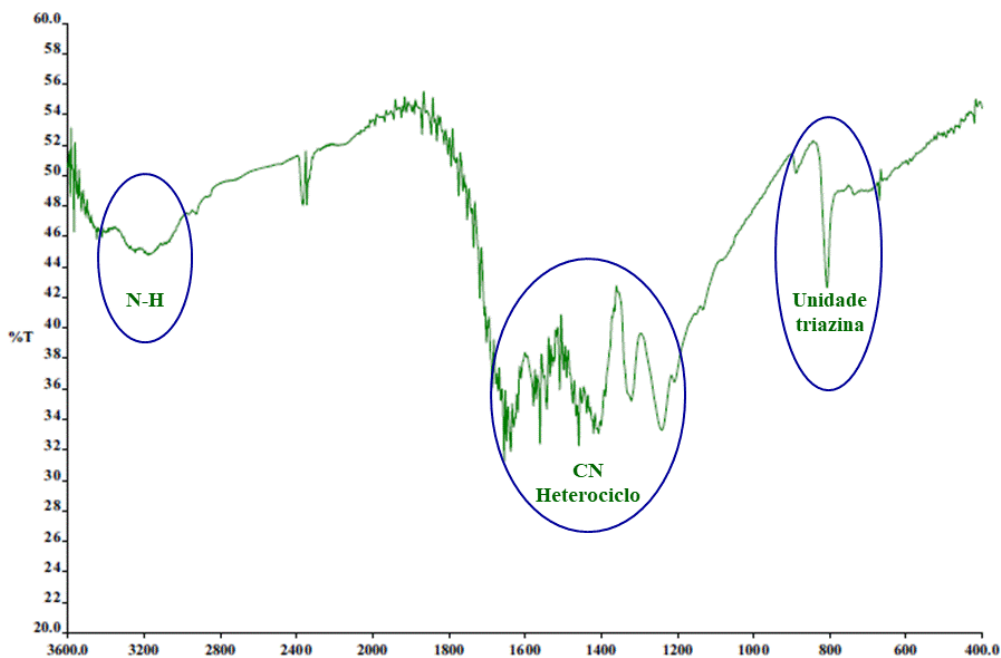


Fig. 3. Espetro FTIR de g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub> obtido a partir de melanina.

A redução do hiato de banda nos dois casos foi observada por Refletância Difusa.

Resultados recentes obtidos pelos autores utilizando TiO<sub>2</sub>-Pt and TiO<sub>2</sub>-rGO-Pt como fotocatalisadores deram resultados muito positivos com altas velocidades de produção de hidrogénio utilizando soluções contendo glicerol como agente sacrificial (Ribao et al., 2009).

A substituição da platina deu lugar a compósitos contendo Au e Cu que foram avaliados quanto à sua capacidade para a produção de hidrogénio em misturas de etanol.

Os resultados típicos obtidos com irradiação até 6 h, utilizando etanol, (Fig. 4 a) mostram que o volume de gás produzido com os fotocatalisadores TiO<sub>2</sub>-Pt1.5%, TiO<sub>2</sub>-Au1.5% e TiO<sub>2</sub>-Cu3% é semelhante. Para os catalisadores com Pt as curvas volume de gás vs tempo apresentam 2 zonas com declives diferentes (Fig. 4 a). Este efeito é interpretado como envenenamento pelos subprodutos da oxidação de etanol e não foi observado nos catalisadores contendo Cu e Au, sendo que neste último caso foi verificada a mesma velocidade média do que para os catalisadores que contem Pt. Foi também estudado o efeito da concentração de Cu nos catalisadores TiO<sub>2</sub>-Cu1.5%, TiO<sub>2</sub>-Cu3% mas o aumento da percentagem de cobre não influencia o volume de gás produzido. Note-se que a velocidade de produção de gás é também semelhante quando é adicionado rGO, ver Fig. 4 b.

Os resultados obtidos com Cu (TiO<sub>2</sub>-Cu1.5%, TiO<sub>2</sub>-Cu3%, TiO<sub>2</sub>-rGO-Cu1.5% e TiO<sub>2</sub>-gC<sub>3</sub>N<sub>4</sub>-Cu3%) mostram produção de volumes idênticos de gás (Figs. 4 b e 4 c).

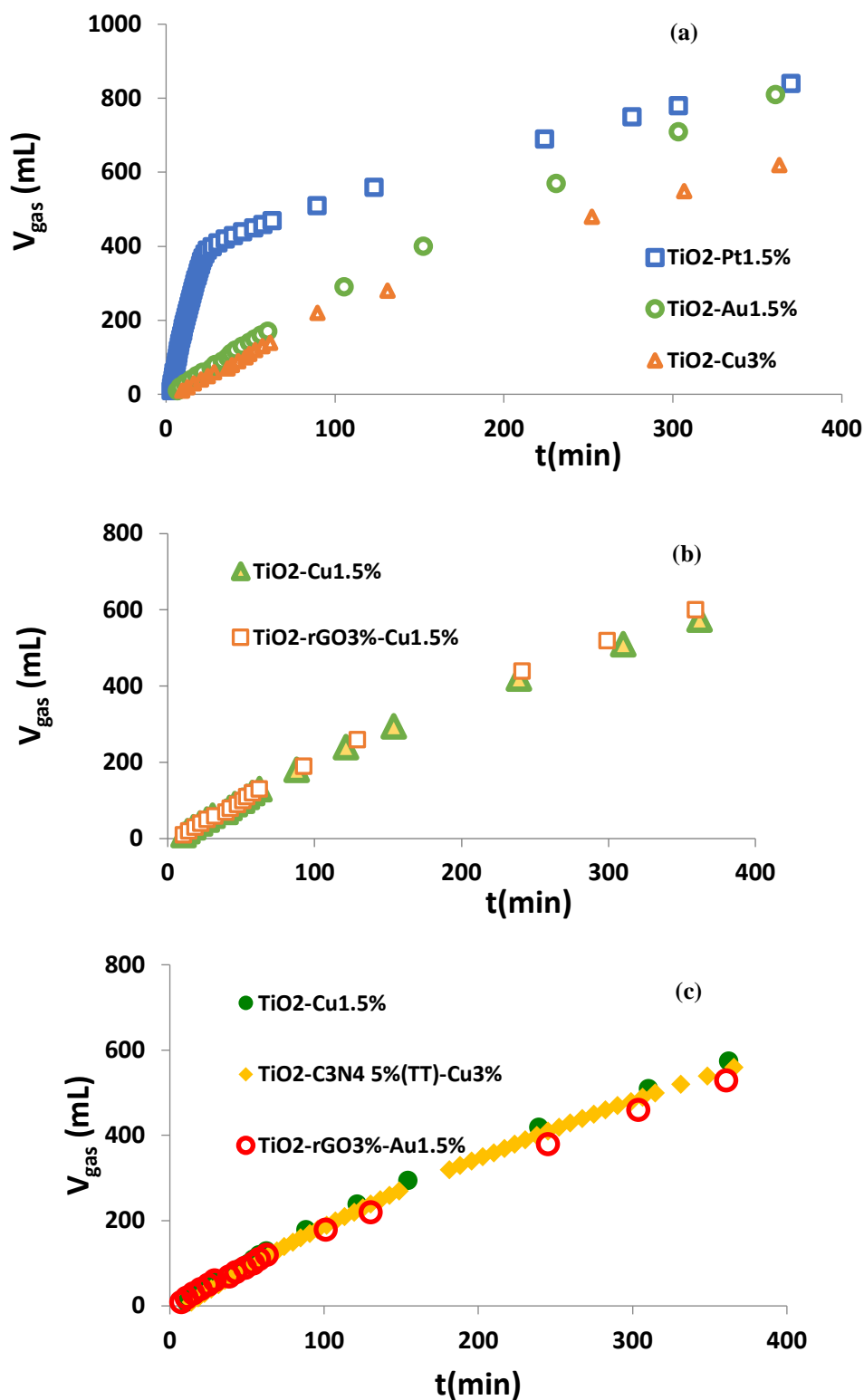


Fig. 4. Produção de gás a partir de solução aquosa de EtOH(5M), T=40 °C, 0.5 g<sub>cat</sub> L<sup>-1</sup>; com vários fotocatalisadores, mostrando o efeito da deposição de metal, Pt, Au e Cu (a, c), do rGO (b e c) e do g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub> (c).



Na composição média do gás obtido com os fotocatalisadores de Pt e Au verifica-se que o hidrogénio tem concentrações >95 %, tendo-se detectado também CO e CH<sub>4</sub> e quantidades muito pequenas de CO<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> e C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>. Para os fotocatalisadores com Cu, as concentrações médias em hidrogénio são de ~82% obtendo-se ~10% de CO<sub>2</sub>, ver Fig. 5.

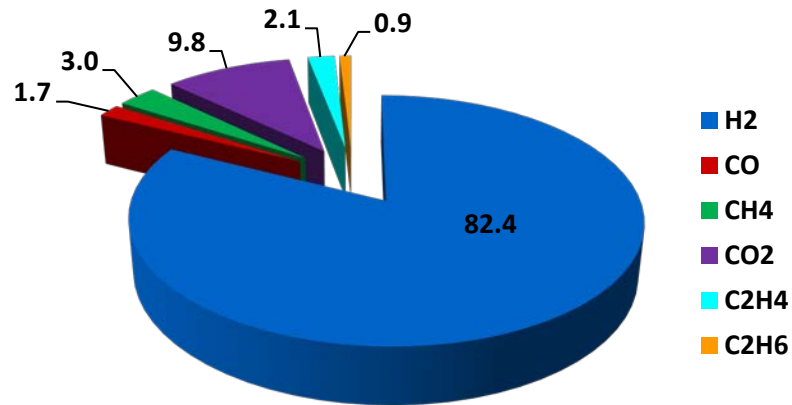


Fig. 5. Composição média do gás produzido a partir de solução aquosa de EtOH(5M), T= 40 °C, UV, 0.5 g<sub>cat</sub>L<sup>-1</sup>, V= 250 mL utilizando fotocatalisadores do tipo TiO<sub>2</sub>-g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub>-Cu.

A figura 6 mostra resultados de ensaios com 24 h de irradiação. Nos ensaios realizados com fotocatalisadores com maior quantidade de platina e 3% rGO, que apresentaram os valores mais baixos de hiato de banda, verificou-se que ocorria o seu envenenamento ao estender o tempo de irradiação até 24 h. Mantiveram-se as características observadas com 6 h de irradiação, mas verificou-se a paragem completa de produção de gás após 12 h de irradiação. Comparação foi feita com o catalisador TiO<sub>2</sub>-Cu1.5%, que manteve velocidade constante de produção de gás, não sendo afetado pela adsorção de produtos intermédios de oxidação do etanol.

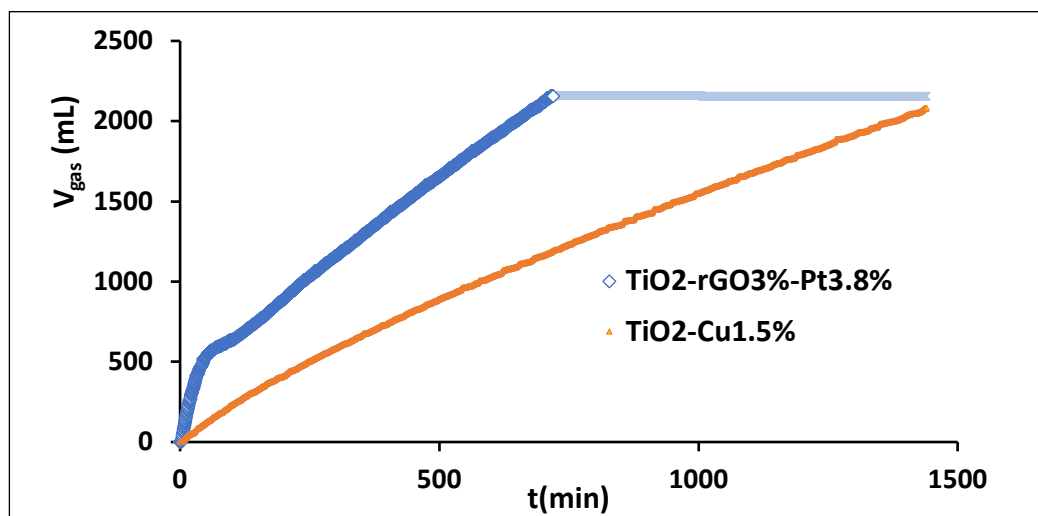


Fig. 6. Produção de gás a partir de solução aquosa de EtOH(5M), T=40 °C, 0.5 g<sub>cat</sub>L<sup>-1</sup>; com fotocatalisadores TiO<sub>2</sub>-rGO3%-Pt3.8% e TiO<sub>2</sub>-Cu1.5%, tempo de irradiação 24 h.

## COMENTÁRIOS FINAIS

É demonstrado que metais de transição, como o Cu, podem substituir metais nobres como a Pt ou o Au em fotocatalisadores baseados em TiO<sub>2</sub> para a produção de hidrogénio, com resultados equivalentes em termos de velocidades médias.

O Cu integrado nos compósitos estudados, supera os problemas de envenenamento por adsorção de intermediários dos processos de oxidação etanol, característicos dos fotocatalisadores que contêm platina, permitindo velocidades de produção de hidrogénio lineares e maiores tempos de irradiação contínua.

As misturas de gás obtidas com os fotocatalisadores sintetizados são ricas em hidrogénio. A sua composição média no caso dos fotocatalisadores com Pt e Au é >95 %, tendo-se detectado também CO e CH<sub>4</sub> e quantidades muito pequenas de CO<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> e C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>. Para os fotocatalisadores com Cu, as concentrações médias em hidrogénio são de ~82%. tendo-se obtido ~10% de CO<sub>2</sub>, 3% CH<sub>4</sub>, ~2% CO, 2% C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> e 1% C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>.

Os resultados obtidos são considerados bastante promissores não só em termos de produção de hidrogénio, mas também na procura de alternativas sustentáveis aos materiais nobres, já que pode também dar resposta às questões associadas com a escassez e o custo da Pt que em comparação com o Cu, pode representar um fator de 3 ordens de magnitude.

A investigação continua no sentido de aumentar o conhecimento dos mecanismos reacionais, aumentar a eficiência e permitir a utilização de luz visível.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o co-financiamento pelo programa INTERREG Atlantic (HYLANTIC Project\_EAPA\_204/2016) e o programa European Regional Development Fund INTERREG SUDOE (PEMFC-SUDOE Project\_SOE1/ P1/ E0293).

## REFERÊNCIAS

Cao S., Piao L., Chen X. (2020). Emerging photocatalysts for hydrogen evolution, *Trends in Chemistry*, 2 (1), 57-70.

Cai J., Shen J., Zhang X., Ng Y. H., Huang J., Guo W., Lin C. and Lai Y. (2019). Light-driven sustainable hydrogen production utilizing TiO<sub>2</sub> nanostructures: a review. *Small Methods*, 3, 1800184-1800208.

Christoforidis K. C. and Fornasiero P. (2017). Photocatalytic hydrogen production: a rift into the future energy supply. *ChemCatChem*. 9, 1523-1544.

Fajrina N. and Tahir M. (2019). A critical review in strategies to improve photocatalytic water splitting towards hydrogen production. *Int. J. Hydrogen Energy*, 44, 540-577.

Kumaravel V, Imam, M. D., Badreldin A., Chava R. K., Do J. Y., Kang M. And Abdel-Wahab, A. (2019). Photocatalytic hydrogen production: role of sacrificial reagents on the activity of oxide, carbon, and sulfide catalysts, *Catalysts*, 9, 276 (35 pages).

Lin P., Hu H., Lv H., Ding Z., Xu L., Qian D., Wang P., Pan J., Li C., Cui C. (2018). Hybrid reduced graphene oxide/TiO<sub>2</sub>/graphitic carbon nitride composites with improved photocatalytic activity for organic pollutant degradation, *Applied Physics A*, 124, 510 (11 pages).

Ribao P., Esteves M. A., Fernandes V. R., Rivero M. J., Rangel C. M., and Ortiz, I., (2019). Challenges arising from the use of TiO<sub>2</sub>/rGO/Pt photocatalysts to produce hydrogen from crude glycerol compared to synthetic glycerol, *Int. J. Hydrogen Energy*, 44, 28494-28506.

Trang T.N.Q., Tu L.T.N., Man T.V., Mathesh M., Nam N.D. and Thu, V.T.H. (2019). A high-efficiency photoelectrochemistry of Cu<sub>2</sub>O/TiO<sub>2</sub> nanotubes based composite for hydrogen evolution under sunlight. *Composites Part B*, 174, 106969-106977.

Yang Y., Chen J., Mao Z., An N., Wang D. and Fahlman B. D. (2017). Ultrathin g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub> nanosheets with an extended visible-light-responsive range for significant enhancement of photocatalysis, *RSC Adv.*, 7, 2333.

Yu B., Meng F., Khan M.W., Qin R. and Liu, X. (2020). Facile synthesis of AgNPs modified TiO<sub>2</sub>@g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub> heterojunction composites with enhanced photocatalytic activity under simulated sunlight. *Materials Research Bulletin*, 121, 110641-110648.

Zhao Z., Ma Y., Fan J., Xue Y., Chang H., Masubuchi Y. and Yin S. (2018). Synthesis of graphitic carbon nitride from different precursors by fractional thermal polymerization method and their visible light induced photocatalytic activities, *J. Alloys and Compounds*, 735, 1297-1305.



## CONTROLO ANALÍTICO DE IMPUREZAS EM MISTURAS DE SAIS FUNDIDOS USADAS EM TECNOLOGIAS DE SOLAR CONCENTRADO: ADEQUABILIDADE DE MÉTODOS

**Sousa A.R., Calisto S.C., Crujeira A.T., Trancoso M.A.**

Unidade de Bioenergia e Biorrefinarias - Laboratório de Biocombustíveis e Biomassa, LNEG, Estrada do Paço do Lumiar, 22, Edifício E – 1º andar, 1649-038 Lisboa, Portugal; [rita.sousa@lneg.pt](mailto:rita.sousa@lneg.pt); [sandra.catarina@lneg.pt](mailto:sandra.catarina@lneg.pt); [teresa.crujeira@lneg.pt](mailto:teresa.crujeira@lneg.pt); [maria.trancoso@lneg.pt](mailto:maria.trancoso@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.5099>

### RESUMO

Apresentam-se métodos de ensaio para quantificar impurezas em misturas de sais fundidos que combina a cromatografia iónica para cloreto e sulfato, a análise de fluxo segmentado para nitrito, a espectrometria de absorção atómica com chama para cálcio, magnésio e sódio. As impurezas metálicas são identificadas por análise qualitativa de fluorescência de raios X. Os métodos selecionados foram adaptados dos incluídos no âmbito de acreditação do Laboratório de Biocombustíveis e Biomassa com validação do modelo matemático das funções de calibração, controlo da sua estabilidade no tempo, limites de quantificação, precisão e veracidade. Com base nos dados obtidos calculou-se a incerteza de medição. A declaração da adequabilidade dos métodos de ensaio para quantificar impurezas em sais fundidos teve por base a avaliação da conformidade do limite de quantificação em relação a limites de decisão. Estes foram calculados a partir dos valores máximos de níveis de impurezas, tendo em conta a incerteza de medição e uma regra de decisão que estabelece uma confiança elevada na aceitação correta.

**PALAVRAS-CHAVE:** Sais Fundidos; Impurezas; Conformidade; Incerteza; Limites de Decisão

### ABSTRACT

Test methods are presented to quantify impurities in salts mixtures combining ion chromatography for chloride and sulfate, segmented flow analysis for nitrite, flame atomic absorption spectrometry for calcium, magnesium and sodium. Impurities of metals are identified by qualitative X-ray fluorescence analysis. The methods used were adapted from those included in the accreditation scope of Laboratory of Biofuels and Biomass with validation of the mathematical model of the calibration functions and its stability over time, limits of quantification, precision and trueness. Measurement uncertainty was calculated using the validation and quality control data. The statement of the adequacy of the test methods for quantification of impurities in molten salts is based on the assessment of the conformity of the quantification limits in relation to decision limits. These were obtained from the maximum impurity levels considering the measurement uncertainty and a decision rule with a high level of confidence in correct acceptance.

**KEYWORDS:** Molten Salts; Impurities; Conformity; Uncertainty; Limits of Decision

## INTRODUÇÃO

A principal vantagem das tecnologias de solar concentrado (CSP), comparativamente a outras fontes renováveis, é a possibilidade de armazenamento de energia térmica e assim providenciar energia despachável (Bonk *et al.*, 2018). Os sistemas CSP utilizam com frequência misturas de sais fundidos em alternativa aos óleos térmicos, uma vez que têm custos mais reduzidos, propriedades térmicas mais estáveis e baixas pressões de vapor (Villada *et al.*, 2018).

A mistura de sais fundidos de nitratos de Na e K, na proporção 60-40, foi pioneira nestes sistemas e continua a ser considerada uma mistura de referência. Atualmente desenvolveram-se outras misturas de nitratos, nomeadamente misturas ternárias de Na/Ca/K e quaternárias Ca/K/Li/Na (Pedrosa *et al.*, 2018). As impurezas presentes nos sais fundidos podem afetar significativamente a eficácia de produção de calor e potenciar efeitos de corrosão (Fernández *et al.*, 2015) o que exige procedimentos analíticos fiáveis na sua caracterização.

Neste trabalho, apresenta-se uma combinação de métodos de ensaio para a determinação quantitativa das impurezas nitrito, cloreto, sulfato, magnésio, cálcio e insolúveis (Bonk *et al.*, 2018), e sódio, em misturas de sais fundidos, que engloba a cromatografia iónica para cloreto e sulfato, a análise de fluxo segmentado para nitrito, a espectrometria de absorção atómica com chama para cálcio, magnésio e sódio e a gravimetria para o teor de insolúveis. As impurezas metálicas são identificadas por análise qualitativa de fluorescência de raios X em dispersão de comprimentos de onda. Na sequência desta análise a quantificação de elementos metálicos, nomeadamente Fe, Cr, Mn, poder-se-á efetuar por espectrometria de absorção atómica com câmara de grafite.

Os métodos de ensaio usados foram adaptados dos incluídos no âmbito de acreditação do Laboratório de Biocombustíveis e Biomassa ([http://www.ipac.pt/pesquisa/ficha\\_lae.asp?id=L0041](http://www.ipac.pt/pesquisa/ficha_lae.asp?id=L0041)) após uma validação adequada. Atualmente, conceitos como validação de métodos, controlo de qualidade e incerteza de medição são cada vez mais importantes pois estão relacionados com a responsabilidade de produzir resultados com incerteza adequada em tomadas de decisão.

A validação de métodos permite demonstrar a capacidade do método em produzir resultados fiáveis em relação ao uso pretendido. Na implementação do programa de validação e obtenção das suas características metrológicas, nomeadamente a validação do modelo matemático das funções de calibração e controlo da sua estabilidade no tempo, limites de quantificação, precisão e veracidade, usou-se uma abordagem intralaboratorial de acordo com orientações da Eurachem (Magnusson B. e U. Örnemark, 2014). O conjunto de técnicas e atividades de carácter operacionais usadas para satisfazer os requisitos de qualidade designa-se por Controlo da Qualidade (Funk *et al.*, 1995). Definiram-se ações de controlo da qualidade e critérios de aceitação baseadas na experiência do laboratório para estes analitos em diversas matrizes.

A incerteza de medição, apesar de não ser uma característica de desempenho do método de ensaio mas uma propriedade do resultado obtido com um método de ensaio, em que os estudos de validação e o controlo da qualidade englobaram todo o procedimento, dá as informações necessárias para assegurar a qualidade do resultado permitindo comparabilidade. As principais componentes de incerteza são a precisão e a veracidade o que combina os erros aleatórios e sistemáticos, respetivamente. A componente de precisão, obtida em condições de precisão intermédia, foi estimada pela combinação das incertezas associada aos critérios de aceitação de duplicados e dos padrões de controlo no limite de quantificação, por se tratar de quantificação de impurezas, e a componente de veracidade a partir da aceitação do valor da recuperação para os ensaios de fortificação do analito nas amostras.

A avaliação da adequabilidade dos métodos de ensaio para quantificar impurezas em sais fundidos realizou-se segundo as orientações EURACHEM (Ellison e Williams, 2007) para a avaliação da conformidade dos resultados em relação a um limite máximo tendo em conta a sua incerteza de medição. Neste trabalho declara-se que um método de ensaio é adequado à quantificação das impurezas definidas por Bonk *et al.*, 2018, em sais fundidos, nos casos em que o limite de quantificação do método de ensaio é inferior a um limite de decisão. Este limite de decisão é determinado descontando uma banda guarda ao limite da impureza. O valor dessa banda guarda é calculado pelo produto entre o valor da incerteza combinada da medição e o valor  $t$  unicaudal para um nível de confiança de 95 % e elevada confiança na aceitação.

## PARTE EXPERIMENTAL

### Materiais e Métodos

Todas as soluções usadas nos métodos de ensaio foram preparadas com água ultrapura de grau 2 produzida por um sistema Milli Q da Millipore e reagentes de qualidade analítica e pureza estabelecida.

As medições de sódio, cálcio e magnésio por espectrometria de absorção atômica com chama (FAAS) foram realizadas num espectrômetro UNICAM SOLAAR 969 equipado com queimador de 5 cm de percurso ótico e chama de ar-C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> estequiométrica. Como fontes de radiação utilizaram-se lâmpadas de cátodo oco a 75 % da intensidade máxima da sua risca mais sensível. O espectrômetro foi considerado apto se a absorvância do padrão enquadrar o valor do fabricante até desvio máximo de  $\pm 30\%$ . As soluções padrão de calibração (CS) foram preparadas, por diluição sucessiva, de soluções padrão individuais Merck *certipur* com  $(1002 \pm 4)$  mg L<sup>-1</sup> para sódio em HNO<sub>3</sub> 0.1 mol L<sup>-1</sup> e  $(1001 \pm 4)$  mg L<sup>-1</sup> para magnésio e cálcio em HCl 1 mol L<sup>-1</sup> com 5 g L<sup>-1</sup> de La<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. A adição deste agente libertador evita interferências de fosfatos, aluminatos e silicatos. Cada valor de absorvância corresponde à média de três leituras efetuadas com 3 segundos de tempo de integração.

Os aniões cloreto e sulfato foram determinados por cromatografia iônica (IC) usando um cromatógrafo Dionex IC 3000 com detetor de condutividade acoplado. O sistema de separação é constituído pela coluna DIONEX IonPac AS9-HC 4x50m m; pré - coluna DIONEX IonPac AG9-HC 4x50 mm e supressor auto regenerativo ERS-500 4-mm. Usou-se como eluente uma solução de Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> 9.0 mmol L<sup>-1</sup> com condutividade de  $(23 \pm 2)$   $\mu$ S cm<sup>-1</sup> introduzido no sistema com um caudal de 1 mL min<sup>-1</sup>. O volume de injeção foi de 25  $\mu$ L. As áreas dos picos e cálculos foram realizados com o software Chromeleon 6.70 version. As CS foram preparadas por diluição, em meio aquoso, a partir de soluções comerciais *certipur* com concentração de  $(995 \pm 2)$  mg L<sup>-1</sup> em sulfatos e  $(1000 \pm 5)$  mg L<sup>-1</sup> em cloretos.

O ião nitrito foi determinado por análise automática com fluxo segmentado usando um equipamento da SKALAR SA 2000 com módulo de determinação de nitritos por absorção molecular e respetivo software. As CS foram preparadas em meio aquoso a partir de uma solução padrão preparada no laboratório  $(1000 \pm 5)$  mg L<sup>-1</sup> em nitritos por dissolução de 0.6098 g de nitrato de sódio, previamente seco em estufa a 105°C durante 24 horas, em 100 ml de água.

A estabilidade das funções de calibração foi avaliada com soluções padrão de controlo da qualidade (QCS) preparadas tal como indicado para as CS, utilizando soluções padrão independentes.

O teor em insolúveis foi obtido de acordo com o procedimento analítico para determinação de sólidos suspensos totais em águas (APHA, 2540D) após solubilização de 12 g de sal fundido em 250 ml água. A solução foi filtrada por um filtro de éster de celulose de porosidade 0.45  $\mu$ m e o resíduo e filtro foi seco a  $(104 \pm 1)$  °C até obtenção de massa constante (considera-se massa constante quando a diferença entre pesagens sucessivas é inferior a 0.5mg). A secagem dos filtros e resíduo foi efetuada na estufa de secagem MMM\_Medcenter Einrichtungen GmbH, Venticell 55, calibrada para o intervalo de temperatura do ensaio.

As impurezas metálicas foram identificadas por análise qualitativa de fluorescência de raios X em dispersão de comprimentos de onda (WDXRF) utilizando um espectrômetro sequencial AXIOS da PANalytical equipado com um gerador de 4kW, uma ampola de anti-cátodo de ródio e sete cristais. A identificação dos elementos presentes nas amostras foi realizada por comparação dos ângulos ( $^{\circ}2\theta$ ) de cada pico com uma base de dados integrada no *software* SuperQ da PANalytical. O espectrômetro foi considerado apto se no ensaio em branco (ácido bórico na forma de pastilha) não se detetarem elementos diferentes daqueles presentes nos registos anteriores e se no ensaio com uma amostra de composição conhecida e de largo espectro (Monitor) para cada risca K <sub>$\alpha$</sub>  e  $\beta$  e L <sub>$\alpha$</sub>  e  $\beta$  dos elementos presentes a diferença entre o ângulo ( $^{\circ}2\theta$ ) for inferior a 0.15 relativamente ao ângulo ( $^{\circ}2\theta$ ) de referência. As amostras de sais devem ter granulometria inferior a 150  $\mu$ m de modo que a superfície exposta aos raios X seja lisa e uniforme, o que é requisito de WDXRF para análise de pós.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

### Mensuranda

A fração mássica de cada impureza obtida por FAAS, IC e SFA, expressa em % (m/m), foi calculada pela Eq. (1). No caso do teor de insolúveis a sua fração mássica calculou-se pela Eq. (2).

$$w = \frac{10^{-4} \gamma V F_{dil}}{m} \quad (1)$$

$$w = \frac{100 m_r}{m} \quad (2)$$

em que  $\gamma$  é a concentração mássica de uma impureza nas soluções do sal fundido (mg L<sup>-1</sup>), V é o volume da solução de dissolução (mL), m é a massa de sal fundido (g),  $F_{dil}$  é a razão de diluição e  $m_r$  é a massa do resíduo seco (g).

### Validação e Controlo da Qualidade

Na tabela 1 apresentam-se as características de desempenho das funções de calibração obtidas por regressão assumindo variâncias homogêneas dos sinais instrumentais nas gamas de trabalho. A linearidade das funções foi avaliada pelo teste de Mandell (Funk *et al.*, 1995). Verificou-se que a regressão linear foi o melhor ajuste para o nitrito, cloretos, sulfatos e sódio porque os valores teste TV são inferiores a valor crítico de Fisher,  $F$ , enquanto que para Mg e Na o melhor ajuste foi a polinomial de segundo grau ( $TV > F$ ). A qualidade do ajuste foi avaliada pelo desvio padrão relativo,  $RSD_{x_0}$ , uma vez que o desvio padrão residual é um indicador da dispersão dos valores. Obtiveram-se  $RSD_{x_0} \leq 0.02$  o que é aceitável para as técnicas instrumentais e gamas usadas (Welz, 1999). Os limites de quantificação  $\gamma_{LOQ}$  foram calculados a partir dos brancos de calibração e dos desvios padrão residuais de acordo com as definições da IUPAC (IUPAC, 1978 e Currie, 1995) e recomendações de Miller e Miller, 2018, já discutidos previamente por Trancoso *et al.*, 2003 e 2012. Os valores de  $\gamma_{LOQ}$  são iguais ou inferiores ao valor de concentração do padrão de calibração de menor concentração (Tabela 1), como requerido.

Tabela 1. Características de desempenho das funções de calibração

Método	Ião	Gama (mg L <sup>-1</sup> )	$RSD_{x_0}$	TV	$F$	$\gamma_{LOQ}$ (mg L <sup>-1</sup> )
SFA	Nitrito	0.002-0.050 <sup>(1)</sup>	0.025	3.5	34.1	0.0007
IC	Cloreto	1-15 <sup>(1)</sup>	0.017	0.92	34.1	1
	Sulfato	1-15 <sup>(1)</sup>	0.002	0.56	34.1	1
FAAS	Magnésio	0.04-0.4 <sup>(2)</sup>	0.004	140	34.1	0.04
	Cálcio	0.8-6 <sup>(1)</sup>	0.018	0.82	34.1	0.4
	Sódio	0.02-0.4 <sup>(2)</sup>	0.004	49	21.2	0.02

<sup>(1)</sup> linear; <sup>(2)</sup> polinomial de segundo grau;  $RSD_{x_0} = \frac{s_y}{E(\bar{x})}$ ; TV – valor teste,  $TV = DS^2/s_{y_2}^2$  com  $DS^2 = (N - 2)s_{y_1}^2 - (N - 3)s_{y_2}^2$ ;  $F$  - valor crítico de Fisher (para  $f_1=1$ ;  $f_2=N-3$ ;  $P=99\%$ );  $N$  - número de pares ordenados;  $\gamma_{LOQ} = 10 \frac{s_y}{E(\bar{x})}$ ;  $E(\bar{x})$  – sensibilidade (Tabela 2);  $s_{y_1} = \sqrt{\sum(y_i - \hat{y}_i)^2/(N - 2)}$ ;  $s_{y_2} = \sqrt{\sum(y_i - \hat{y}_i)^2/(N - 3)}$ ;  $s_{y_1}$  e  $s_{y_2}$  desvio padrão residual do ajuste linear e polinomial de 2º grau (Miller e Miller, 2018; Funk *et al.*, 1995).

De modo a garantir as características de desempenho das funções de calibração, definiram-se as ações de controlo de qualidade e critérios de aceitação (Tabela 2) para a ordenada na origem e sensibilidade das curvas de calibração definidas como sendo a derivada de primeira ordem da curva de calibração na gama de trabalho. No caso das funções lineares, a sensibilidade corresponde ao declive e, nas funções de segundo grau, à derivada da equação no ponto médio de concentrações. Caso não se cumpra algum dos critérios, avaliam-se as causas e procede-se a nova calibração. Para além do estabelecido na Tabela 2, acresce que os coeficientes de determinação devem ser superiores ou iguais a 0.995.

Tabela 2. Ações de controlo da qualidade as funções de calibração e critérios de aceitação

Método	Ião	$B_c$	$a$	$E(\bar{x})$	$\gamma_{QCS}^\#$ mg L <sup>-1</sup>	Erro relativo
AFS	Nitrito	$-1 \leq B_c \leq 1$ UD	$a \pm 5\%$ UD	$(0.025 \pm 0.005)$ UD $\mu\text{g}^{-1}$ L	0.002	0.10
IC	Cloreto	Cromatogramas isentos de picos	$(-0.1 \text{ a } 0.1)$ $\mu\text{S}$	$(0.13 \text{ a } 0.20)$ $\mu\text{S mg}^{-1}$ L	1.0	0.15
	Sulfato			$(0.09 \text{ a } 0.13)$ $\mu\text{S mg}^{-1}$ L		
FAAS	Magnésio	$B_c \leq 0.015$ UA	$ B_c - a  \leq 0.003$	$(1.0 \pm 0.2)$ UA $\text{mg}^{-1}$ L	0.04	0.15
	Cálcio	$B_c \leq 0.015$ UA		$(0.043 \pm 0.013)$ UA $\text{mg}^{-1}$ L	0.8	0.15
	Sódio	$B_c \leq 0.010$ UA		$(0.60 \pm 0.09)$ UA $\text{mg}^{-1}$ L	0.02	0.10

$B_c$  - Branco de calibração;  $a$  - ordenada na origem; UD – unidades digitais; UA – unidades de absorvância;  $E(\bar{x})$  – sensibilidade (Funk *et al.*, 1995);  $\gamma_{QCS}^\#$  - concentração das soluções de controlo da qualidade no limite de quantificação.

A estabilidade das curvas de calibração ao longo do ensaio foi avaliada pela análise de QCS. Usaram-se dois níveis de concentração de QCS: uma no meio da função, analisado em cada conjunto de 6 amostras em que se aceita o valor de  $\gamma_{QCS}$  obtido desde que os erros relativos sejam inferiores a 0.10 para cloretos e sulfatos, e 0.05 para os restantes; e um outro no ponto de menor concentração, analisado sempre que a concentração das soluções amostras de medição sejam inferiores a  $\gamma_{LOQ}$  (Tabela 2). Caso estes critérios não se cumpram recalibra-se o equipamento repetindo as amostras desde o último controlo aceite.

### Precisão e Veracidade do método



A precisão está relacionada com os erros aleatórios e foi avaliada em condições de repetibilidade e de precisão intermédia, tendo em conta as seguintes ações de controlo da qualidade:

- i. Precisão, em condições de repetibilidade, avaliada a partir dos ensaios em duplicado com limite relativo de repetibilidade,  $r^{rel}$ , de 0.10 para todos os parâmetros, com exceção de nitrato em que  $r^{rel} = 0.05$ .
- ii. Precisão, em condições de precisão intermédia, avaliada pela combinação dos ensaios em duplicado com os QCS e seus respetivos critérios de aceitação.

A veracidade, característica associada aos erros sistemáticos, foi avaliada como taxa de recuperação,  $R$ , a partir de ensaios de fortificação das soluções de dissolução dos sais fundidos. Considerou-se ausência de erro da medição sempre que  $0.90 \leq R \leq 1.10$ .

#### Limite de quantificação do método

Na análise de impurezas, a característica do método de ensaio determinante é o seu limite de quantificação, o qual deve ser obtido em condições metrológicas de precisão e veracidade bem definidas (Magnusson B. e U. Örnemark, 2014). Os limites de quantificação (expressos em fração mássica),  $w_{LOQ}$ , foram calculados a partir das Eq. (1) e (2) considerando os valores de  $\gamma_{LOQ}$  indicados na Tabela 1:  $m = 0.25$  g para cálcio, magnésio e sódio e  $m = 0.5$  g para nitratos, cloretos, sulfatos;  $F_{dil} = 10$  para nitratos e  $F_{dil} = 2,5$  para sulfatos, para melhor separação dos picos, e  $F_{dil} = 1$  para os restantes elementos. No caso do teor de insolúveis, o valor de  $m_r$  correspondente ao limite de quantificação foi calculado multiplicando por 10 o valor do desvio padrão do padrão de controlo de menor concentração, tendo-se obtido  $2.5 \text{ mg L}^{-1}$ . Na Tabela 3 apresentam-se os valores de  $w_{LOQ}$  obtidos.

#### Incerteza de medição dos resultados

A incerteza de medição foi calculada por uma abordagem empírica com base nos parâmetros do desempenho global da medição, nomeadamente a incerteza padrão relativa da precisão intermédia,  $u_{PI}^{rel}$ , e da recuperação,  $u^{rel}(R)$  (Ellison e Williams, 2012). Esta abordagem é válida se o controlo da qualidade englobar todo o procedimento e for realizado num período de tempo adequado. Nestas condições a incerteza combinada relativa do teor de uma impureza,  $u_c^{rel}(w)$  é dada pela Eq. (3) e os resultados apresentam-se na Tabela 3.

$$u_c^{rel}(w) = \sqrt{(u_{PI}^{rel})^2 + (u^{rel}(R))^2} \quad (3)$$

A componente  $u_{PI}^{rel}$  foi estimada a partir da Eq. (4) englobando:

- desvio padrão relativo,  $s_r^{rel}$ , em condições de repetibilidade calculado com base na definição de limite de repetibilidade para duplicados,  $s_r^{rel} = r^{rel}/2.8$ , pelo que,  $s_r^{rel} = 0.018$  para nitratos e,  $s_r^{rel} = 0.036$  para os outros analitos.
- desvio padrão relativo,  $s_{QCS}^{rel}$ , obtido do critério de aceitação do erro relativo de  $\gamma_{QCS}$  (Tabela 2) para níveis próximos do limite de quantificação, assumindo uma distribuição retangular, porque este trabalho tem no seu objetivo avaliações de conformidade ao nível de concentração do teor de impurezas. Assim  $s_{QCS}^{rel} = 0.086$  para cloretos e sulfatos e  $s_{QCS}^{rel} = 0.058$  para os restantes.

$$u_{PI}^{rel} = \sqrt{(s_r^{rel})^2 + (s_{QCS}^{rel})^2} \quad (4)$$

O valor de  $u^{rel}(R)$  foi estimado a partir do critério de aceitação da recuperação assumindo uma distribuição retangular pelo que  $u^{rel}(R) = 0.058$ .

A incerteza expandida foi obtida da incerteza padrão combinada multiplicada por um fator de expansão  $k$  igual a 2, o que, para uma distribuição normal, corresponde a um nível de confiança aproximadamente igual a 95% (tabela 3).

#### Análise qualitativa

Na Figura 1 apresentam-se os espectros de uma mistura ternária de Na/Ca/K em que se mostra o posicionamento (cristal e ângulos ( $2\theta$ )) dos picos que permitem identificar a presença de impurezas metálicas de ferro, manganês ou níquel. Em paralelo, e como referência, procedeu-se à análise qualitativa dos reagentes  $\text{KNO}_3$  e  $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ , ambos de qualidade pró-análise, cujos espectros se apresentam na mesma Figura.

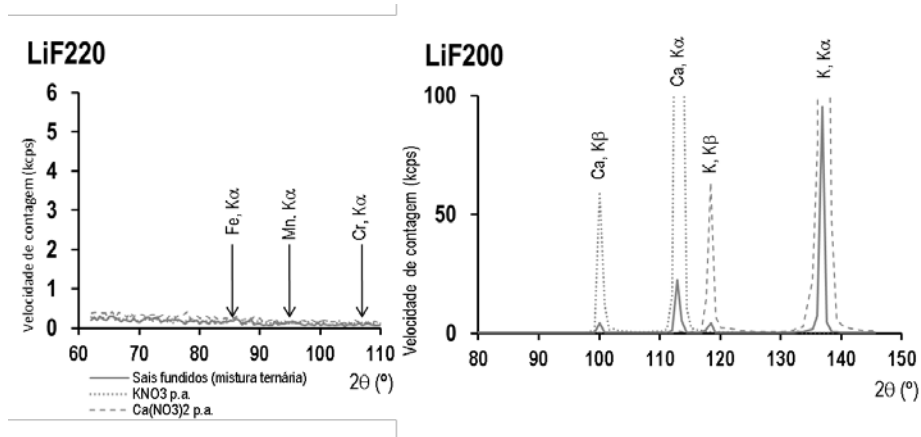


Fig. 1. Análise qualitativa por espectrometria de fluorescência de raios X numa mistura ternária de Na/Ca/K para identificação da presença de impurezas (Fe, Mn ou Cr).

Os elementos Fe, Mn e Cr foram analisados utilizando o cristal LiF220, não se tendo detetado nenhum pico nos ângulos ( $2\theta$ ) correspondentes às linhas  $K\alpha$  característica de cada daqueles elementos. Conclui-se assim que nenhuma destas impurezas metálicas está presente na mistura ternária pelo que não é necessário proceder a nenhuma análise subsequente.

Relativamente aos constituintes Ca e K da mistura ternária, as intensidades das linhas  $K\alpha$  e  $K\beta$  características de cada um desses elementos foram inferiores às obtidas com a referência permitindo inferir que se está na presença de uma mistura de que aqueles dois elementos fazem parte. Os elementos Ca e K foram analisados utilizando o cristal LiF200.

#### Adequabilidade ao uso dos métodos quantitativos

O limite de quantificação, obtido com um método de ensaio validado, é determinante na avaliação da adequabilidade de um método de ensaio à quantificação de impurezas. Por outro lado a qualidade metroológica de um resultado é indicado pela incerteza de medição que lhe está associada. A fim de avaliar se um resultado de ensaio com incerteza de medição associada está conforme um valor limite, para um nível confiança estabelecido, é necessário definir uma *regra de decisão* baseada nos riscos associados a uma tomada de decisão errada, o que permite calcular uma banda de guarda,  $g$ , e definir uma *zona de aceitação* e uma *zona de rejeição*, como se ilustra na Figura 2. O limite de decisão e as zonas de aceitação e rejeição são calculados com base na especificação e na regra de decisão (Ellison e Williams, 2007).

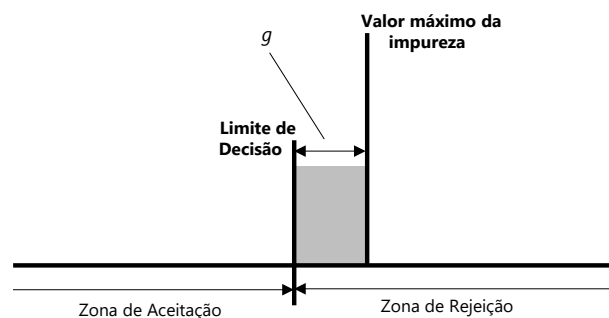


Fig. 2. Zona de aceitação e zona de rejeição para o valor máximo da impureza com uma regra de decisão que estabelece um nível de confiança elevado na aceitação correta.  $g$  - banda guarda.

Neste trabalho os resultados de ensaio em avaliação de conformidade são os valores de  $w_{LOQ}$  indicados na Tabela 3, bem como a sua incerteza de medição para um nível confiança de aproximadamente 95% e os valores limites máximos de impurezas em sais fundidos estabelecidas por Bonk *et al.*, 2018. O valor de  $g$  foi calculado pelo produto entre a incerteza combinada (Tabela 3) e  $k = 1.645$ , o que corresponde a um valor de  $t$  unicaudal para um nível de confiança de 95 % ( $\alpha = 0.05$ ). A regra de decisão foi focada numa aceitação correta pelo que o limite de decisão estabelece que o método é adequado ao estudo de impurezas se o valor de  $w_{LOQ}$  for inferior ao limite de decisão. Na Tabela 3 apresentam-se os resultados obtidos sendo que se pode declarar que os métodos estudados neste trabalho são adequados à quantificação das impurezas nitratos, cloratos, sulfatos, magnésio, cálcio, sódio e insolúveis em sais fundidos.

Tabela 3. Avaliação da conformidade dos valores de  $w_{LOQ}$  para análise de impurezas em sais fundidos comparativamente aos limites de (Bonk et al., 2018)

Parâmetro	$u_c^{rel}$	$U^{rel}$	Limite máximo	$w_{LOQ}$	Limite de decisão	Avaliação
			% (m/m)			
Nitritos	0.084	0.17	0.20	0.0005	0.17	C
Cloretos	0.11	0.22	0.03	0.02	0.025	C
Sulfatos	0.11	0.22	0.15	0.05	0.12	C
Magnésio	0.11	0.22	0.04	0.002	0.033	C
Cálcio	0.11	0.22	0.04	0.03	0.033	C
Sódio	0.089	0.18	-	0.001	-	-
Insolúveis	0.089	0.18	0.06	0.02	0.051	C

$u_c^{rel}$  - incerteza combinada relativa;  $U^{rel}$  - incerteza expandida relativa ( $k = 2$ ;  $\alpha = 0.05$ );  $w_{LOQ}$  - limite de quantificação em fração mássica; limite de decisão ( $\alpha=0.05$ ) =  $1.645 u_c^{rel}$ ; C - Conforme.

### CONCLUSÃO

A adequabilidade dos métodos de ensaio para quantificar impurezas em misturas de sais fundidos, para além do cumprimento da precisão e veracidade estabelecidas no controlo da qualidade do laboratório, efetua-se através da avaliação de conformidade dos limites de quantificação em relação aos limites de decisão estabelecidos a partir do valor máximo de impurezas referidos em Bonk et al., 2018 tendo em conta a incerteza de medição no  $w_{LOQ}$  e uma regra de decisão que estabelece um nível de confiança elevado na aceitação correta. A rastreabilidade metrológica é estabelecida pela pureza indicada em certificados de reagentes para análise (p.a.), que também incluem os valores máximos de impurezas (Tabela 3).

A cromatografia iónica para quantificação de cloreto e sulfato, a análise de fluxo segmentado para quantificação de nitrito, a espectrometria de absorção atómica com chama para quantificação de cálcio, magnésio e sódio, e a gravimetria para quantificação de insolúveis são métodos adequados à determinação de impurezas em sais fundidos uma vez que o limite de quantificação do método de ensaio de cada um dos métodos e para cada um dos parâmetros é inferior a um limite de decisão determinado descontando uma banda guarda a qual foi calculada pelo produto entre o valor da incerteza combinada da medição e o valor  $t$  unicaudal para um nível de confiança de 95 % ( $\alpha = 0.05$ ) e elevada confiança na aceitação.

A espectrometria de WDFRX apresenta-se como um método adequado para a identificação da presença de impurezas metálicas em misturas de sais fundidos, seguindo estas para análise quantitativa apenas nos casos em que essa identificação é positiva. Acresce que a WDXRF permite também identificar os catiões principais de misturas de sais fundidos o que contribui para a identificação dos sais constituintes dessas misturas.

### AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi efetuado na Infraestrutura de Investigação para a Biomassa e a Bioenergia (BBRI - *Biomass and Bioenergy Research Infrastructure*) - LISBOA-01-0145-FEDER-022059, financiada pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) através do Programa Operacional para a Competitividade e Internacionalização (PORTUGAL2020), do Programa Operacional Regional Lisboa Portugal (Lisboa 2020) e do Programa Operacional Regional Norte Portugal (Norte 2020) sob o acordo de parceria Portugal 2020.

### REFERÊNCIAS

APHA (2017) *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 23<sup>rd</sup> Edition, 2540D, AWWA, WEF, American Public Health Association, Washington DC.

Bonk A., Sau S., Uranga N., Hernaiz M. e Bauer T. (2018). Advanced heat transfer fluids for direct molten salt line-focusing CSP. *Progress in Energy and Combustion Science*. 67, 69-87.

Currie L.A. (1995) Nomenclature en evaluation of analytical methods, including detection and quantification capabilities (IUPAC recommendations). *Pure Appl Chem*. 67, 1699 – 1723.

Ellison S.L.R. e Williams A. (2007). Eurachem/CITAC guide: *Use of uncertainty information in compliance assessment*. First Edition. Available from [www.eurachem.org](http://www.eurachem.org).

Ellison S.L.R. e Williams A. (2012). Eurachem/CITAC guide: *Quantifying Uncertainty in Analytical Measurement*. Third Edition. ISBN 978-0-948926-30-3. Available from [www.eurachem.org](http://www.eurachem.org).

Fernández, A.G., Cortes, M., Fuentealba, E. e Pérez, F.J. (2015). Corrosion properties of a ternary nitrate/nitrite molten salt in concentrated solar technology. *Renewable Energy*. 80, 177-183.

Funk W. Dammann V. and Donnevert G. (1995). *Quality Assurance in Analytical Chemistry*. VCH Publishers, Weinheim.

IUPAC Commission on Spectrochemical and Other Optical Procedures for Analysis (Analytical Chemistry Division). (1978). Nomenclature symbols units and their use in spectrochemical analysis. *Spectrochimica Acta, Part B*. 33, 242-245.

Magnusson B. e Örnemark U. (2014). Eurachem Guide: The Fitness for Purpose of Analytical Methods – A Laboratory Guide to Method Validation and Related Topics, Second Edition, ISBN 978-91-87461-59-0. Available from [www.eurachem.org](http://www.eurachem.org).

Miller J.C. e Miller J.N. (2018). *Statistics and chemometrics for analytical chemistry*. Seventh Edition. Prentice Hall, England.

Pedrosa F., Marcelo T., Nogueira C. A., Gomes A. e Diamantino T. (2018). Molten nitrate salts containing lithium as thermal energy storage media: a short review. *Proceedings of Ecos 2018 - The 31<sup>st</sup> International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*.

Villada C., Bonk A., Bauer T. e Bolívar F. (2018). High-temperature stability of nitrate/nitrite molten salt mixtures under different atmospheres. *Applied Energy*. 226, 107-115.

Trancoso M.A., Correia dos Santos M.M. e Gonçalves M.A. (2003). Quality assurance program for the chemical characterization of soils. *Accred. Qual. Assur.* 14, 87-93.

Trancoso M.A., Sousa A., Mouro F., Freitas M.C., Almeida S. e Canha, N (2012) Indoor air quality: validation and setting up quality control for determination of anions and cations in particulate matter. *Accred Qual Assur* 17, 199-206.

Welz B. e Sperling M. (1999). *Atomic Absorption Spectrometry*. Third Edition. Wiley\_VCH, Weinheim, Germany.

1.6 Medidas de radiação solar e outras fontes de energia renovável, modelos de estimativa e sistemas de informação geográfica.



## METODOLOGÍAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA EXTINCIÓN ATMOSFÉRICA DE LA RADIACIÓN SOLAR PARA DISTINTOS USOS Y CASOS DE APLICACIÓN

**Carra E. \***, **Ballestrín J. \***, **Fernández Reche J. \***, **Marzo A. \*\***, **Polo J. \*\*\***, **Barbero J. \*\*\*\***, **Monterreal R. \***, **Enrique R. \***, **Alonso-Montesinos J. \*\*\*\*\***

\*CIEMAT-Plataforma Solar de Almería. Ctra. de Senés km. 4,5. Tabernas (04200) (Almería), Spain. ecarra@psa.es

\*\*Universidad de Antofagasta, Centro de Desarrollo Energético Antofagasta, Chile

\*\*\*Unidad de Energía Solar Fotovoltaica (CIEMAT), Avda. Complutense 40, 28040 Madrid, Spain

\*\*\*\*Dpto. Física Aplicada, Universidad Almería, Ctra. Sacramento, s/n, 04120 La Cañada, Almería, Spain

\*\*\*\*\*CIESOL, Centro conjunto Universidad de Almería-CIEMAT, 04120 Almería, Spain

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6100>

### RESUMEN

La extinción atmosférica de la radiación solar es un fenómeno de gran importancia en las plantas solares de concentración de torre. Es necesario medir y controlar este parámetro para el correcto funcionamiento y rendimiento de este tipo de plantas. En este trabajo se desarrollan metodologías para determinar la extinción para distintos usos y casos de aplicación. Por un lado, es necesario conocer los niveles de extinción medios, máximos y mínimos anuales en la búsqueda de localizaciones óptimas para nuevas plantas. Para ello se ha desarrollado la metodología AOT que determina los niveles de extinción característicos de cualquier emplazamiento. Por otro lado, es necesario monitorizar los niveles de extinción en tiempo real para la operación diaria de una planta, junto con el resto de parámetros meteorológicos críticos. Con ese fin se ha desarrollado el sistema de medida CIEMAT que mide la extinción instantánea heliostato-torre con un error del 2% absoluto. Las metodologías han sido validadas en la PSA y pueden ser aplicadas en cualquier localización de interés para la energía solar de concentración.

**PALABRAS CLAVE:** Energía Solar, Extinción atmosférica, Atenuación atmosférica, Plantas solares

### ABSTRACT

The atmospheric extinction of solar radiation is a phenomenon of great importance in concentrating solar tower plants. It is necessary to measure and control this parameter for the correct operation and performance of this type of plants. In this work, some methodologies are developed to determine the extinction for different uses and cases of application. On the one hand, it is necessary to know the average, maximum and minimum annual extinction levels in the search for optimal locations for new plants. For this purpose, the AOT methodology has been developed to determine the characteristic extinction levels of any site. On the other hand, it is necessary to monitor the extinction levels in real time for the daily operation of a plant, together with the rest of the critical meteorological parameters. For this purpose, the CIEMAT measurement system has been developed, which measures instantaneous heliostat-tower extinction with an error of 2% absolute. The methodologies have been validated at the PSA and can be applied at any location of interest for CSP.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Atmospheric Extinction, Atmospheric Attenuation, CSP plants

### INTRODUCCIÓN

En el Acuerdo de París del 2015 hubo consenso mundial para limitar la subida de la temperatura del Planeta por debajo de 2°C (Willis et al., 2014). Además, en la última reunión del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático éstos alertaron sobre la necesidad de limitar la subida por debajo de 1.5°C, ya que sobrepasar este límite tendría consecuencias catastróficas, desencadenando cambios y procesos naturales sobre los que no se tendría control alguno. Para conseguir estos objetivos es de gran importancia el uso cada vez más intensivo de las energías renovables. Para aumentar la cuota de participación de las energías renovables y conseguir una mayor integración dentro de los sistemas de suministro eléctrico de un país, es necesario solventar en un futuro inmediato los retos e hitos que presentan este tipo de energías para su completo desarrollo tecnológico.

En los próximos años habrá un aumento en la construcción de plantas de energía solar de concentración (CSP) de torre de mayores potencias. Esta tecnología energética renovable consiste en un campo de colectores solares o heliostatos que reflejan la energía solar incidente en ellos, concentrándola en el receptor central de una torre. La

energía concentrada se usa para generar vapor que moverá una turbina produciendo electricidad, o bien para almacenarla en un tanque de sales u otro tipo de almacenaje para producir electricidad posteriormente.

Plantas de mayores potencias implican mayor superficie del campo de heliostatos y, por lo tanto, mayor distancia entre los heliostatos más alejados y el receptor central. En este escenario el fenómeno de la extinción atmosférica de la radiación solar cobra gran importancia al producir pérdidas de radiación entre los heliostatos más alejados y el receptor central, disminuyendo la eficiencia en la producción de energía eléctrica. La extinción atmosférica es un fenómeno por el cual la radiación solar es atenuada en su camino óptico desde el heliostato al receptor central debido a los atenuadores atmosféricos presentes en la atmósfera (vapor de agua, CO<sub>2</sub>, aerosoles), los cuales absorben la radiación o la dispersan de su trayectoria, provocando la pérdida de radiación concentrada en el receptor. Algunos cálculos paramétricos estiman unas pérdidas de potencia de hasta el 20% para días turbios en distancias heliostato-torre de 1 km (Ballestrín y Marzo, 2011). Estas pérdidas traducidas en términos económicos y energéticos pueden ser elevadas si este parámetro no es considerado. Por lo tanto, es necesario conocer los niveles de extinción existentes en tiempo real en este tipo de plantas para poder operar con la máxima eficiencia posible y poder garantizar el suministro de energía al sistema. De esta forma se aumentaría la cuota e integración de la producción de este tipo de plantas en el sistema de producción eléctrica. Además de ser necesario el conocimiento de la extinción en tiempo real para el funcionamiento de las plantas solares de concentración de torre, también será necesario conocer los niveles de extinción que se pueden encontrar en cualquier localización dentro del cinturón solar para ser considerada óptima para la construcción de futuras plantas de este tipo.

Hasta ahora la extinción se había tratado normalmente con modelos paramétricos los cuales se introducen en los códigos de diseño de plantas, pero no han sido validados con medidas reales. Los modelos paramétricos calculan la extinción usando parámetros y atmósferas estándar, en condiciones extremas, desde ambientes limpios a sucios o nublados (Vittitoe y Biggs, 1978; Pitman y Vant-Hull, 1982; Ballestrín y Marzo, 2011). La mayoría de estos modelos no son espectrales, siendo la energía solar de naturaleza espectral. Algunos de ellos combinan parámetros estándar con medidas en emplazamientos determinados (Polo et al., 2016; Carra et al., 2018) pero sin ser contrastadas con la realidad debido a las dificultades de medir la extinción en condiciones realistas. En el trabajo de (Ballestrín y Marzo, 2011) se pone de manifiesto la necesidad de obtener medidas reales en los emplazamientos debido al carácter local de la extinción, mostrando para ello discrepancias entre los distintos modelos paramétricos aplicados a un mismo lugar.

En otros trabajos algunos autores caracterizan la extinción con instrumentación meteorológica para medir visibilidad e irradiancia normal directa (DNI). En el trabajo de (Sengupta y Wagner, 2012) se propone el estudio del impacto de los aerosoles en la atenuación de la atmósfera basándose en la comparación de las medidas de DNI, y las estimaciones de un modelo de DNI para una atmósfera libre de aerosoles. Otro de los trabajos que utiliza medidas de DNI es el trabajo de (Tahboub et al., 2014). Los autores utilizan cuatro pirheliómetros a diferentes alturas para obtener la extinción. La desventaja de este método es la diferencia horizontal de los sensores, situados a distintas alturas en una montaña. Por otro lado, en el trabajo de (Hanrieder et al., 2016) se presenta una mejora a la metodología de (Sengupta y Wagner, 2012). Para ello utilizan las medidas de DNI y el modelo propuesto por Sengupta para obtener tres modelos de transmitancia para las pérdidas de atenuación heliostato-receptor de una planta CSP de torre. Paralelamente, (Hanrieder et al., 2015) han desarrollado una metodología usando transmisómetros y dispersómetros para obtener la extinción. La metodología estima las transmitancias espectrales atmosféricas a partir de las medidas de ambos instrumentos, aplicando correcciones espectrales usando códigos de transferencia radiativa, y correcciones de absorción para el caso del dispersómetro que sólo mide dispersión.

En la Plataforma Solar de Almería (PSA), en base a los avances que se necesitaban en este tema, CIEMAT ha desarrollado metodologías (metodologías CIEMAT-PSA) para determinar la extinción tanto en tiempo real para la operación diaria de una planta, como para determinar los niveles de extinción que se pueden encontrar en una localización para futuros emplazamientos. Una de las metodologías CIEMAT-PSA es el sistema de medida directa de extinción llamado CIEMAT system (Ballestrín et al., 2016; Ballestrín et al., 2018; Ballestrín et al., 2019). Este sistema de medida de extinción ha permitido monitorizar por primera vez en tiempo real la extinción cada minuto en la sala de control de una planta de torre junto con el resto de variables meteorológicas necesarias para la operación de este tipo de plantas. El CIEMAT system consiste en dos cámaras digitales idénticas ubicadas a diferentes distancias de una diana lambertiana a lo largo de la línea Norte-Sur de la PSA. Ambas cámaras toman imágenes simultáneas de la diana, detectando así cada cámara la radiación proveniente de ésta. Los niveles de intensidad o de gris obtenidos de las imágenes digitales de ambas cámaras son proporcionales a la cantidad de radiación de la diana. A partir de estos niveles de intensidad puede obtenerse, mediante un algoritmo sencillo (Ballestrín et al., 2018), la extinción de la radiación a la distancia entre cámaras. El CIEMAT system ha permitido obtener casi tres años de medidas completos en la PSA y sigue midiendo en la actualidad con un mantenimiento mínimo (Ballestrín et al., 2019). Han sido comparados los dos primeros años de medidas, siendo los niveles medios de extinción obtenidos coincidentes, teniendo en cuenta los márgenes de error (Carra et al., In Press).



Por otro lado, se han desarrollado otras metodologías CIEMAT-PSA para estimar los niveles generales de extinción que se pueden encontrar en un emplazamiento, obteniendo la extinción de manera indirecta con variables como el Aerosol Optical Thickness (AOT). El método desarrollado con este fin ha sido aplicado en la PSA para obtener la extinción utilizando un año típico de aerosoles (TAY) y variables atmosféricas realistas características de la atmósfera representativa de la PSA. Este método es llamado AOT extinction method (Carra et al., 2018) y utiliza datos de AERONET (Holben et al., 1998), recurso que proporciona medidas diarias de AOT a distintas longitudes de onda en alrededor de 1000 emplazamientos en todo el mundo. Con los datos de AOT se elabora un TAY de donde se obtienen los parámetros de Ångström medios característicos del emplazamiento. Con estos parámetros y otras variables representativas de la localización se obtienen las transmitancias espectrales a distintas distancias con un código de transferencia radiativa. Finalmente se obtiene una ecuación para la extinción anual en función de la distancia heliostato-torre, para los niveles medios, máximos y mínimos característicos del emplazamiento.

Como no existen estaciones AERONET en todos los emplazamientos de interés, se han usado también datos de AOT de los satélites MODIS (AQUA y TERRA) y de MERRA2, en lugar de los de AERONET para obtener los niveles de extinción en la PSA, con el AOT extinction method. De esta forma se puede utilizar esta metodología para obtener los niveles de extinción característicos para un emplazamiento en cualquier localización del planeta (Carra et al., 2020). Las extinciones anuales medias, máximas y mínimas obtenidas por el AOT extinction method, tanto con datos de AERONET como de satélite, para la localización de la PSA son coincidentes con las obtenidas con el sistema de medida de dos cámaras (CIEMAT system) teniendo en cuenta los márgenes de error (Carra et al., 2020; Carra et al., In Press). Por lo tanto, el sistema de medida valida las otras metodologías CIEMAT-PSA ratificando que son válidas para predecir los niveles de extinción que se pueden encontrar en un emplazamiento de interés del cinturón solar, aunque los niveles diarios necesarios para la operativa de una planta de torre solo pueden ser obtenidos midiendo diariamente con el CIEMAT system, único sistema desarrollado en el mundo que mide extinción solar directamente y en tiempo real.

#### NIVELES DE EXTINCIÓN Y EXTINCIÓN DIARIA DE UN EMPLAZAMIENTO

Existen dos tipos de valoraciones de interés de la extinción en un emplazamiento. Por un lado están los niveles de extinción anuales para una localización, que serán los niveles medios, máximos y mínimos característicos del lugar. Estos niveles dan una idea de la extinción que nos vamos a encontrar en un emplazamiento y los máximos y mínimos que se van a registrar a lo largo de un año. Esta información es necesaria para buscar sitios óptimos para la construcción de nuevas plantas solares de concentración (al igual que se tienen en cuenta los niveles medios, máximos y mínimos de otras variables como DNI, temperatura, ...), para estimar el tipo de pérdidas que se pueden obtener en base a los máximos esperados, o bien para seleccionar o diseñar un sistema de medida de extinción que vaya a ser capaz de medir estos niveles característicos del emplazamiento (sensor con la sensibilidad adecuada). Por otro lado, es necesario medir extinción instantánea diaria para la operación continua de una planta CSP de torre. Para ello será necesario un sistema de medida con la sensibilidad suficiente para que sea capaz de detectar los niveles medios, máximos y mínimos que se registrarán en un emplazamiento. Teniendo en cuenta estos dos tipos de escenarios donde la extinción es necesaria, se han desarrollado metodologías CIEMAT-PSA para obtener los niveles de extinción en un emplazamiento (AOT extinction method) y para obtener la extinción medida diaria de una planta CSP (CIEMAT system).

#### MÉTODOS CIEMAT-PSA: AOT EXTINCTION METHODS

Las metodologías CIEMAT-PSA llamadas AOT Extinction Methods han sido desarrolladas para estimar los niveles generales de extinción que se pueden encontrar en un emplazamiento. La extinción se obtiene de manera indirecta con variables como el AOT y variables atmosféricas realistas características de la atmósfera representativa de la localización. Para ello se utilizan datos del recurso AERONET, donde se pueden obtener medidas diarias de AOT a distintas longitudes de onda en unos 1000 emplazamientos en todo el mundo (Carra et al. 2018). Como no existen estaciones AERONET en todos los emplazamientos de interés, se ha usado la metodología AOT extinction method con datos de AOT de los satélites MODIS (AQUA y TERRA) y de MERRA2, en lugar de los de AERONET para obtener los niveles de extinción en cualquier emplazamiento donde no existan estaciones AERONET (Carra et al., 2020).

#### CIEMAT AOT Extinction Methods: AERONET

La metodología CIEMAT AOT extinction method ha sido aplicada para el emplazamiento de la Plataforma Solar de Almería. Consiste en la obtención de 5 años de datos de AOT a ocho longitudes de onda distintas (1640 nm, 1020 nm, 870 nm, 675 nm, 500 nm, 440 nm, 380 nm, 340 nm) de la estación AERONET *PSA\_Tabernas\_AERONET* (NASA, 2018). Con estos datos se realiza un año típico de aerosoles (TAY) usando la metodología de NREL para crear años típicos meteorológicos (TMY) (Wilcox y Marion, 2008). Según esta metodología, los TMY tienen que ser generados con al menos 15 o 30 años de datos. Algunos autores aseguran, en base a sus estudios, que sólo cinco años

de datos son suficientemente representativos de la climatología de un lugar (Vignola y McDaniels, 1993; Festa y Ratto, 1993). Por lo tanto se han utilizado 5 años para generar el TAY para la PSA. Los TMY están formados por varias variables meteorológicas como DNI, temperatura, etc... Es un año conformado por la concatenación de 12 meses diferentes seleccionados de la muestra de años de acuerdo con los valores del estadístico Finkelstein-Schafer (FS) (Finkelstein y Schafer, 1971), que se utiliza para determinar el valor de las variables meteorológicas de un periodo de tiempo amplio que serán lo más característicos posible para un emplazamiento. A partir del TAY generado para la localización se calculan los valores medios, máximos y mínimos de AOT para cada longitud de onda de la misma forma que se calculan los valores medios y extremos en climatología. La media se calcula sumando las medias mensuales y dividiendo por el número de meses. El máximo se calcula como la suma del máximo de cada mes que compone el TAY dividido por el número de meses, y el mínimo se determinará de la misma manera que el máximo. De esta forma se obtienen los niveles típicos de aerosoles para el emplazamiento de la PSA (AOT<sub>mean</sub>, AOT<sub>max</sub>, AOT<sub>min</sub>). Con ellos y aplicando la Ley de Ångström se obtienen los parámetros de Ångström característicos de la PSA ( $\alpha_{\lambda_{mean}}$ ,  $\beta_{\lambda_{mean}}$ ,  $\alpha_{\lambda_{max}}$ ,  $\beta_{\lambda_{max}}$ ,  $\alpha_{\lambda_{min}}$ ,  $\beta_{\lambda_{min}}$ ). Estos parámetros son introducidos en el código de transferencia radiativa LibRadtran (Mayer y Kylling, 2015), junto con otros parámetros característicos de la atmósfera de la PSA, y se obtienen las transmitancias espectrales ( $\tau_{\lambda}(SR)$ ) a distintos slant ranges (SR) o distancias heliostatos-receptor. Las transmitancias espectrales obtenidas con el código de transferencia radiativa son usadas en la Ec. (1) para obtener la transmitancia para cada slant range.

$$\tau(SR) = \frac{\int_{250}^{2500} \tau_{\lambda} \rho_{\lambda} G_{b\lambda} d\lambda}{\int_{250}^{2500} \rho_{\lambda} G_{b\lambda} d\lambda} \quad (1)$$

Siendo  $\rho_{\lambda}$ , la reflectancia espectral obtenida a partir de una muestra de espejo de heliostato del campo CESA1 de la PSA, evaluada con un espectrofotómetro Perkin-Elmer Lambda- UV-Vis-NIR, con un rango espectral de 250-2500 nm, y ponderada con la irradiancia solar estándar ASTM G173, masa de aire 1.5 (Ballestrín y Marzo, 2011). La irradiancia espectral directa utilizada,  $G_{b\lambda}$ , ha sido calculada para las condiciones atmosféricas de la PSA utilizando el software SMARTS (Gueymard, 1995) aplicando los resultados generados en el TAY.

Los niveles de transmitancia característicos obtenidos en la PSA se convierten en términos de extinción con la Ec. (2), obtenida de la Ley de Beer-Lambert-Bouguer.

$$Ext(\%) = 100(1 - \tau) \quad (2)$$

Con las extinciones se calcula un modelo para los niveles de extinción característicos de la PSA en función del slant range de la forma de la Ec. (3), que es la forma en que la mayoría de los códigos de diseño y funcionamiento de plantas de CSP de torre permiten introducir la extinción en su modelo (Blanco et al., 2005; Dobos et al., 2013; Blair et al., 2014).

$$Ext(\%) = d_1 SR^3 + d_2 SR^2 + d_3 SR + d_4 \quad (3)$$

#### CIEMAT AOT Extinction Methods: Satélite

Con el propósito de aplicar el AOT extinction method para determinar la extinción en cualquier lugar donde no haya una estación AERONET, se han calculado los niveles de extinción en la PSA utilizando datos de AOT de satélite en lugar de datos de AERONET. Los resultados de aplicar el AOT extinction method con datos de AOT de satélite se compararon con los resultados usando datos AOT de AERONET para validar la nueva metodología usando datos de satélite y saber si es posible aplicar la metodología para determinar los niveles de extinción en cualquier lugar con los datos de los satélites.

Los datos AOT de MERRA2 y MODIS se han recuperado utilizando la herramienta Giovanni data service (NASA, 2017). Giovanni es una web promovida por la NASA que proporciona una forma sencilla de visualizar, descargar y acceder a los datos de teledetección, en particular a los de satélites. Se han recuperado los mismos años de AOT de los satélites que los descargados de AERONET para realizar el TAY usado en el *AOT extinction method* (enero 2011-diciembre 2015). De esta forma se pueden comparar ambos métodos. Los datos descargados desde los tres satélites (MERRA 2, MODIS TERRA Y MODIS AQUA) han sido el AOT a 550 nm y el parámetro Ångström (470-870 nm para MERRA2 y 412-470 nm para MODIS), con un promedio horario diario, una resolución espacial de 0.5x0.6250 (1° para MODIS) y un área cuadrada correspondiente a la ubicación de la PSA (-2.45, 36.95, -2.26, 37.12). En el caso de MODIS, para ambos satélites, se han usado datos con el Deep Blue algorithm, Land only. Deep Blue es un algoritmo aplicado a las zonas brillantes. Para ello se han seleccionado los datos obtenidos donde sólo se aplica este algoritmo y sólo sobre tierra, ya que algunos estudios han demostrado que da mejores resultados (Remer et al., 2005). MERRA2 y MODIS sólo proporcionan AOT a una longitud de onda (550 nm). Para hacer el TAY como el generado con datos de AERONET, es necesario AOT a ocho longitudes de onda diferentes (1640 nm, 1020 nm, 870 nm, 675

nm, 500 nm, 440 nm, 380 nm, 340 nm). Por ello se utiliza el parámetro Ångström (470-870 nm) de MERRA2 y (412-470 nm) de MODIS, siendo el AOT a las ocho diferentes longitudes de onda obtenidas por la Ec. (4), a partir de la ley de Ångström.

$$\frac{AOT_{\lambda}}{AOT_{\lambda_0}} = \left(\frac{\lambda}{\lambda_0}\right)^{-\alpha} \quad (4)$$

Se obtiene un nuevo TAY con los datos de AOT obtenidos de los satélites, para los mismos años y las mismas longitudes de onda utilizadas en el TAY de los años de AERONET. A partir de este paso, se aplica el AOT extinction method de la misma forma que se ha explicado en el párrafo anterior hasta obtener un modelo de la extinción en función del slant range como el de la Ec. (3), para los niveles medios, máximos y mínimos de extinción para la PSA.

#### MÉTODOS CIEMAT-PSA: SISTEMA DE MEDIDA DE CÁMARAS (CIEMAT SYSTEM)

Tras conocer los niveles de extinción medios, máximos y mínimos característicos de la PSA, aplicando el AOT extinction method, se desarrolló un sistema de medida de extinción en la PSA. El sistema usa como sensores cámaras digitales con sensores CMOS, con un rango espectral de 400 a 1000 nm, con una incertidumbre de medida del 2% absoluto. El sistema mide en continuo extinción en la PSA cada minuto desde junio del 2017 hasta la actualidad (Ballestrín et al., 2018). El sistema de medida consiste en dos cámaras digitales a distintas distancias apuntando a una diana lambertiana pintada la mitad de blanco y la otra mitad de negro. Estos tres elementos del sistema están alineados a lo largo de la línea norte-sur de la PSA. Las cámaras digitales toman imágenes simultáneas de la diana a diferentes distancias utilizando dos sistemas ópticos idénticos (sensor, lente y filtro de la cámara digital). Los filtros de ambas cámaras se utilizan para evitar la saturación del sensor de la cámara, dejando pasar el 6% de la irradiancia. La distancia entre las cámaras es de  $741.63 \pm 0.01$  metros, lo que es suficiente para detectar la extinción, según las simulaciones anteriores, (Ballestrín y Marzo, 2001; Carra et al., 2018). Las distancias entre las cámaras y el centro del objetivo son  $82.88 \pm 0.01$ m y  $824.51 \pm 0.01$ m respectivamente. Cada cámara cuenta con una lente de focal adecuada para que el área de diana proyectada por píxel sea similar en ambas cámaras (10 mm de diámetro aproximadamente), por lo que la matriz de valores generados para la imagen en ambas cámaras tienen la misma resolución espacial. Los niveles de intensidad de las imágenes digitales son proporcionales a la radiación solar proveniente de la diana, y la diferencia de intensidad entre las imágenes se debe a la extinción de la radiación solar en la trayectoria entre ambas cámaras, ya que la contaminación lumínica ambiente se elimina con la parte negra de la diana. La diana es lambertiana debido a que la posición de las cámaras y los ángulos relativos respecto a la diana nunca pueden ser conocidos con seguridad a tan grandes distancias. De esta manera, con una superficie difusora perfecta, una imagen del objetivo tomada desde cualquier ángulo de visión representará con precisión el mismo brillo o luminosidad (Ballestrín et al., 2018).

Tras dos años de medidas analizadas (Ballestrín et al., 2019; Carra et al., In Press), se ha observado que el CIEMAT system detecta episodios tales como días de calima elevada, proveniente del Norte de África y días de mucha humedad, registrando extinciones elevadas. Además, en días posteriores a lluvia, cuando la atmósfera queda limpia, se registran extinciones bajas. También se han observado patrones de extinción por estaciones en ambos años de medidas. En las estaciones cálidas como primavera y verano se registran mayores rangos de extinción que en el caso del invierno y la primavera. Esto es debido a que en la Cuenca del Mediterráneo, en las estaciones cálidas existe más cantidad de aerosoles marinos así como de aerosoles rurales (Benkhalifa et al., 2017). Que el CIEMAT system detecte todos estos episodios significa que el sistema da confianza en su medida, siendo capaz de detectar la extinción correctamente. Las medidas realizadas con el CIEMAT system son monitorizadas instantáneamente por primera vez en una sala de control de una planta CSP de torre, junto con el resto de variables meteorológicas de control.

#### RESULTADOS

Se ha utilizado un año de medidas de extinción realizadas con el CIEMAT system y se han calculado las extinciones media, máxima y mínima anuales de la misma forma que se calculan las medias y máximas en climatología. Estos valores de extinción han sido utilizados para compararlos con los obtenidos con el AOT extinction method, tanto con datos de AERONET como con datos de satélite aplicados al emplazamiento de la PSA. Esta comparación sirve para validar estas metodologías paramétricas con medidas reales realizadas por el sistema de cámaras (CIEMAT system). Para ello se han determinado las extinciones obtenidas con el AOT extinction method para la distancia a la que las cámaras miden extinción 741.63 m. Los resultados de las extinciones calculadas por las distintas metodologías CIEMAT-PSA se encuentran en la Fig. 1. En ella se puede observar que teniendo en cuenta las barras de error del sistema de medida, se verifica que los valores de extinción obtenidos por las distintas metodologías son coincidentes. Por lo tanto, de esta forma se valida el AOT extinction method para determinar los niveles medios, máximos y mínimos de extinción en cualquier emplazamiento, ya que los niveles determinados por esta metodología coinciden con las medidas realizadas por el sistema de dos cámaras CIEMAT system.

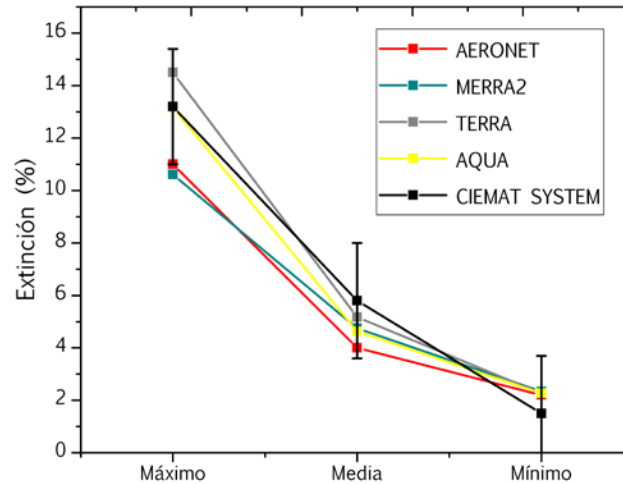


Fig. 1. Extinciones obtenidas por las distintas Metodologías CIEMAT. Validación del AOT Extinction Method con las medidas realizadas por el CIEMAT System (dos cámaras) (Carra et al., 2020).

Los niveles de extinción calculados para una distancia de  $741.63 \pm 0.01$  m (distancia entre cámaras) con el AOT extinction method es de 4.0% del nivel medio. El valor medio de un año de extinción medido con el dispositivo experimental (CIEMAT system) a la misma distancia es de  $5.8 \pm 2.2\%$  (Ballestrín et al., 2019), lo que valida el AOT extinction method (Carra et al., 2018), ya que los valores de extinción son coincidentes dentro de los márgenes de error. Los máximos medidos en la PSA son, 13.2% y 11.0% utilizando el AOT extinction method, refiriéndose este máximo al máximo más usual que se puede encontrar, no al máximo registrado. Por lo tanto, teniendo en cuenta el margen de error estadístico (2.2%), los valores máximos calculados en la PSA con el AOT extinction method y los medidos con el dispositivo experimental (CIEMAT system), ambos son coincidentes teniendo en cuenta los márgenes de error. Los valores mínimos calculados con el AOT extinction method dan un valor de extinción del 2.2%, y el obtenido con el CIEMAT system es un 1.5%, teniendo en cuenta el margen de error. Así pues, los datos obtenidos validan la metodología nuevamente.

Por otro lado, las extinciones a una distancia de 741.63 m calculadas con el modelo de MERRA2, TERRA y AQUA se expresan en la Tabla 1, donde se muestran las similitudes en los niveles obtenidos con las diferentes metodologías CIEMAT-PSA.

Tabla 1. Niveles de Extinción en la PSA obtenidos con las metodologías CIEMAT-PSA

	CIEMAT SYSTEM	AERONET	MERRA2	TERRA	AQUA
Media	5.80%	4.00%	4.75%	5.17%	4.63%
Máxima	13.20%	11.00%	10.61%	14.50%	13.17%
Mínima	1.50%	2.20%	2.34%	2.26%	2.27%

Además, en la Fig. 1 se muestran los valores medios, máximos y mínimos de extinción obtenidos en la PSA con las distintas metodologías CIEMAT-PSA donde se ven las diferencias entre el AOT extinction method y el CIEMAT system con sus márgenes de error. Se verifica que los niveles de extinción obtenidos de MERRA2, TERRA y AQUA están en línea con las medidas del CIEMAT system, teniendo en cuenta los márgenes de error. Por lo tanto, el AOT extinction method utilizando datos AOT de estos satélites serían validados también, pudiendo ser utilizados para estimar los niveles de extinción en cualquier lugar, con la misma confianza que los niveles que se obtienen con el AOT extinction method usando datos de AERONET. Los datos de extinción obtenidos con MERRA2 son los que más se asemejan a los resultados de AERONET, ya que TERRA y el AQUA sobreestiman ligeramente los niveles de extinción, pero también han sido validados para ser utilizados para los fines descritos anteriormente, ya que las diferencias pueden ser despreciables.

## CONCLUSIONES

La extinción atmosférica de la radiación solar es un problema que influye en el rendimiento de las plantas CSP de torre si no se tiene controlado. Existen dos tipos de valores de extinción necesarios, por un lado los niveles de extinción medios, máximos y mínimos anuales de un emplazamiento, necesarios para la búsqueda de emplazamientos óptimos para plantas CSP de torre. Por otro lado, es necesario medir extinción diaria y monitorizarla junto con el resto de variables meteorológicas de control para el correcto funcionamiento y rendimiento de las plantas CSP de torre, aumentando su eficiencia.

Con el objetivo de mitigar este problema, se han desarrollado las metodologías CIEMAT-PSA. El AOT extinction method se ha desarrollado para obtener los niveles de extinción solar que se pueden encontrar en un emplazamiento y para desarrollar posteriormente un sistema de medida adecuado que sea capaz de detectar estos niveles, así como para analizar nuevos emplazamientos óptimos. Basándose en los niveles de extinción de la PSA obtenidos tras aplicar el AOT extinction method, se desarrolló el sistema de medida de extinción en tiempo real en la PSA (CIEMAT system), seleccionando para ello un sensor capaz de detectar estos niveles esperados. A partir de los datos obtenidos en un año de medidas con el CIEMAT system se ha validado el AOT extinction method, ya que en la PSA se han obtenido los mismos resultados de extinción que los medidos por el sistema de cámaras CIEMAT. Por lo tanto, el AOT extinction method es válido para determinar la extinción en cualquier lugar donde haya una estación AERONET con suficientes datos de AOT.

A lo largo del Cinturón Solar hay sitios de interés para la CSP donde no se dispone de datos de AOT de ninguna estación AERONET. Por lo tanto, se ha desarrollado AOT extinction method, pero utilizando datos de AOT de MERRA2 y de los satélites MODIS AQUA y TERRA, que están disponibles para cualquier localización terrestre, en lugar de los de AERONET. Los resultados de la extinción obtenidos en PSA aplicando esta metodología con los datos de los satélites se han validado al compararlos con los resultados del AOT extinction method con datos de AERONET y también con la extinción obtenida con el CIEMAT system. Aunque existen diferencias en los datos AOT de las diferentes fuentes, las diferencias con la extinción calculada con ellas son reducidas. La extinción obtenida en la PSA con el método de medida de dos cámaras (CIEMAT system) es de  $5.8 \pm 2.2\%$  a  $741.63 \pm 0.01$  m. Con el AOT extinction method con datos de AERONET es del 4% a la misma distancia y con el AOT extinction method con datos de MERRA2, TERRA y AQUA a la misma distancia la extinción es de 4.75%, 5.17% y 4.63% respectivamente. Por lo tanto, los resultados coinciden con los del CIEMAT system dentro de los márgenes de error. Estos niveles de extinción indican que la PSA es un ambiente limpio con niveles bajos de contaminación de partículas, aunque con ciertos episodios puntuales detectados de polvo sahariano y con algunos cambios estacionales en los patrones de extinción.

Por todo ello, se puede concluir que las metodologías paramétricas propuestas para determinar los niveles de extinción en cualquier localización, utilizando datos de satélite y de AERONET han sido validadas en la PSA con el sistema de medida de cámaras (CIEMAT system). Aunque el AOT extinction method se ha aplicado en la PSA, los resultados de la validación indican que esta metodología podría aplicarse en cualquier lugar del mundo de interés para la CSP o con fines meteorológicos o climáticos. Las metodologías CIEMAT-PSA, permiten por tanto, obtener los niveles de extinción previstos con exactitud a nivel global de un emplazamiento por un lado, y obtener la extinción diaria en una planta CSP de torre con un error menor al 2% absoluto por otro, siendo la metodología de cámaras la mejor metodología de medida de extinción diaria que existe ahora mismo en el mercado y la de mayor fiabilidad. El AOT extinction method se aplicará a corto plazo en el desierto de Atacama (Chile) para el desarrollo de futuros trabajos, como por ejemplo la realización de un mapa de extinción del país.

#### AGRADECIMIENTOS

Este trabajo está incluido dentro del proyecto PRESOL (Predicción de la radiación solar en el receptor de una planta de energía solar) financiado por el Gobierno de España con fondos ERDF (ENE2014-59454-C3-1,2,3-R).

Los autores agradecen el generoso apoyo financiero de Innova Chile-CORFO, Código de Proyecto: 17BPE3-83761, y a CONICYT/FONDAP/ 15110019 “Solar Energy Research Center” SERC-Chile. También el trabajo ha sido financiado por el proyecto MINEDUC-UA, código ANT 1855.

Los autores también desean agradecer al principal investigador de la estación AERONET (Tabernas\_PSA-DLR), PhD. Stefan Wilbert (DLR) por proporcionar datos de gran utilidad para la comunidad científica.

#### REFERENCIAS

- Ballestrín J., Marzo A. (2011). Solar radiation attenuation in solar tower plants. *Sol. Energy*, 388-392.
- Ballestrín J., Carra E., Monterreal R., Enrique R., Polo J., Fernández-Reche J., . . . Batlles F. (2019). One year of solar extinction measurements at PSA. Application to solar tower plant. *Renew. Energy*, (136), 1002-1011.
- Ballestrín J., Carra M. E., Enrique R., Monterreal R., Fernández-Reche J., Polo J., . . . Marzo A. (2018). Diagnosis of a Lambertian target in solar context. *Measurement*, 119, 265-269.
- Ballestrín J., Monterreal R., Carra E. (2016). Measurement of solar extinction in tower plants with digital cameras. *AIP Conference Proceedings*. 1734, 130002.
- Ballestrín J., Monterreal R., Carra M. E., Fernández-Reche J., Polo J., Enrique R., Marzo A. (2018). Solar extinction measurement system based on digital cameras. Application to solar tower plants. *Renew. Energy*, 125, 648-654.

- Benkhalifa J., León J. F., Chaabane M. (2017). Aerosol optical properties of Western Mediterranean basin from multi-year AERONET data. *J. Atmos. Sol-Terr. Phy.*, 164, 222-228.
- Blair N., Dobos A., Freeman J., Neises T., Wagner M., Ferguson T., . . . Janzou S. (2014). System Advisor Model, SAM, 2014.1.14: General Description. Technical Report. Golden, USA: NREL/TP-6A20-61019.
- Blanco M., Amieva J., Mancilla A. (2005). The Tonatiuh software development project: AN open source approach to the simulation of solar concentrating systems. American Society of Mechanical Engineers.
- Carra, E., Ballestrín, J., Monterreal, R., Enrique, R., Polo, J., . . . Díaz, B. (In Press). Interannual variability analysis of atmospheric extinction levels of solar radiation at PSA. *Remote Sens. Environ.*
- Carra, E., Ballestrín, J., Polo, J., Barbero, J., Fernández-Reche, J. (2018). Atmospheric extinction levels of solar radiation at Plataforma Solar de Almería. Application to solar thermal electric plants. *Energy*, 145, 400-407.
- Carra E., Marzo A., Ballestrín J., Polo J., Barbero J., . . . Fernández-Reche J. (2020). Atmospheric extinction levels of solar radiation using AOT satellite data. Validation methodology with measurement system. *Renew. Energy*, 149, 1120-1132.
- Dobos A., Neises T., Wagner M. (2013). Advances in CSP Simulation Technology in the System Advisor Model. *Energy Procedia*, 49, págs. 2482–2489.
- Festa R., Ratto C. (1993). Proposal of a numerical procedure to select reference years. *Sol. Energy*, 50(1), 9-17.
- Finkelstein J., Schafer R. (1971). Improved goodness-of-fit tests. *Biometrika*, 58, 641–645.
- Gueymard C. (1995). SMARTS2, A simple model of the atmospheric Radiative Transfer of sunshine: algorithms and performance assessment. Clearlake Road, Cocoa, PL: Research Institute University of Central Florida.
- Hanrieder N., Sengupta M., Xie Y., Wilbert S., Pitz-Paal R. (2016). Modelling beam attenuation in solar tower plants using common DNI measurements. *Sol Energy*, 129, 244-255.
- Hanrieder N., Wilbert S., Pitz-Paal R., Emde C., Gasteiger J., Mayer B., Polo J. (2015). Atmospheric extinction in solar tower plants: absorption and broadband correction for MOR measurements. *AMT*, 8, 3467-3480.
- Holben B., Eck E., Slutsker I., Tanre D., Buis J., Setzer A., . . . Smirnov A. (1998). AERONET - A federated instrument network and data archive for aerosol characterization. *Rem. Sens. Environ.*, 66, 1-16.
- NASA. (2017). <https://giovanni.gsfc.nasa.gov/giovanni/doc/UsersManualworkingdocument.docx.html>
- NASA. (01-08-2018) AERONET Tabernas\_PSA-DLR. [https://aeronet.gsfc.nasa.gov/cgi-bin/data\\_display\\_aod\\_v3](https://aeronet.gsfc.nasa.gov/cgi-bin/data_display_aod_v3)
- Pitman C., Vant-Hull L. (1982). Atmospheric transmittance model for a solar beam propagating between an heliostat and a receiver. *ASES progress in Sol. Energy*, 1247-1251.
- Polo J., Ballestrín J., Carra E. (2016). Sensitivity study for modelling atmospheric attenuation of solar radiation with radiative transfer models and the impact in solar tower plant production. *Sol. Energy*, 134, 219-227.
- Remer L. A., Kaufman Y. J., Tanré D., Mattoo S., Chu D. A., Martins J. V., Holben B. N. (2005). The MODIS aerosol algorithm, products, and validation. *J. Atmosp. Sci.*, 62(4), 947-973.
- Sengupta M., Wagner M. (2012). Atmospheric attenuation in central receiver systems from DNI measurements. *SolarPACES*. Marrakech.
- Tahboub Z., Oumbe Z., Hassar Z., Obaidli A. (2014). Modelling of irradiance attenuation from a heliostat to the receiver of a solar central tower. *Energy Procedia*, 49, 2405-2413.
- Vignola F., McDaniels K. (1993). Value of long-term solar radiation data. Proceedings of the Solar '93 Conference, American Solar Energy Society. Boulder, CO: American Solar Energy Society (ASES).
- Vittitoe C., Biggs G. (1978). Terrestrial propagation loss. Denver: Sandia Release.

Wilcox S., Marion W. (2008). User's manual for TMY3 Data Sets. Technical Report NREL/TP-581-43156.  
Willis R., Aid C., Green, A., Greenpeace, RSPB, WWF. (2014). Paris 2015: getting a global agreement on climate change. London: Green Alliance.





**IRRADIÂNCIA SOLAR (GLOBAL, DIRETA E DIFUSA) – METODOLOGIA DE CONTROLO DE QUALIDADE: APLICAÇÃO A SÉRIES TEMPORAIS MEDIDAS NO LES/LNEG, LISBOA****Marques F.\*, Páscoa S.\*, Carvalho M.J.\*, Cardoso J.P.\*†**

\* Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649-038 Lisboa, Portugal.

†E-mail: [joao.cardoso@lneg.pt](mailto:joao.cardoso@lneg.pt)<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6101>**RESUMO**

A medida das componentes da radiação solar (global, direta e difusa) é muito importante na caracterização de sistemas solares e seus componentes (ex.: coletores solares) em laboratório. As normas de ensaio definem os requisitos necessários aos equipamentos utilizados para a realização das referidas medidas, mas não definem o controlo de qualidade dos dados. A necessidade de medir não só a componente global da radiação solar no plano do coletor, mas também a radiação direta e difusa, permite ao LES ser também detentor de uma base de dados útil noutras áreas de investigação de sistemas de conversão da radiação solar. Desenvolveu-se a aplicação, SIMONEAPP, que integra um controlo de qualidade seguindo o método QCRADv2. Quando aplicada ao período 2015-2018, permitiu identificar erros de medida de irradiância difusa decorrentes do uso de anel de sombreamento e outros erros de medida da irradiância previamente identificados durante a operação regular da estação meteorológica. No entanto, a metodologia assinalou potenciais erros entre os 2° e os 19° de altitude solar, cuja natureza será ainda necessário investigar.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar, Medição de Irradiância, Análise de Qualidade de Dados**ABSTRACT**

For characterization in laboratory of solar systems and their components (e.g. solar collectors) the measurement of the solar radiation components (global, direct and diffuse) is very important. The test standards define the necessary requirements for the equipment used to carry out these measures, but do not define data quality control. The need to measure not only the global component of solar radiation in the plane of the collector but also direct and diffuse radiation, allows LES to also be the holder of a database useful in other areas of research of solar radiation conversion systems. An application was developed, SIMONEAPP, which integrates quality control according to the method QCRADv2. When applied to the 2015-2018 period, it allowed the identification of diffuse irradiance measurement errors resulting from the use of a shading ring and other irradiance measurement errors previously identified during the regular operation of the meteorological station. However, the methodology pointed out potential errors between 2° and 19° solar altitude whose nature will still be necessary to investigate.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Irradiance Measurement, Data Quality Analysis

## INTRODUÇÃO

A medida das componentes da radiação solar (global, direta e difusa) é muito importante na caracterização de sistemas solares e seus componentes (ex.: coletores solares) em laboratório. As normas de ensaio definem os requisitos necessários aos equipamentos utilizados para a realização das referidas medidas (ISO 9806:2017; ISO 9459-2:1995; ISO 9459-5:2007) mas não definem o controlo de qualidade dos dados, especialmente no que se refere à consistência entre as diferentes componentes. Dependendo do método de ensaio, a(s) componente(s) da radiação relevante(s) são medidas/determinadas para o plano dos coletores dos equipamentos em ensaio. Para coletores não concentradores, a irradiância global medida no plano do coletor é suficiente para a caracterização do coletor, no entanto, quando se pretende caracterizar um coletor concentrador ou do tipo CPC, a decomposição da radiação global em radiação direta e difusa é fundamental (T.Osório & Carvalho, M.J., 2013).

A necessidade de medir não só a componente global da radiação solar no plano do coletor, mas também a radiação direta e difusa, permite ao Laboratório de Energia Solar (LES) ser também detentor de uma base de dados que se torna útil noutras áreas, por exemplo, na caracterização de sistemas de captação e conversão da radiação solar integrados nos edifícios (Karol Bote et al., 2020).

Diversas fontes de erro e incerteza estão associadas ao ato de medir a irradiância solar (Muneer and Fairouz 2002, Younes et al. 2005) pelo que se torna necessário adotar procedimentos que minimizem o seu impacto nas bases de dados resultantes dessas medições. Até ao momento, para além das calibrações regulares dos equipamentos, os dados medidos no LES eram alvo de uma análise gráfica dos vários componentes da radiação de modo a identificar inconsistências, um processo moroso passível de ser substituído e automatizado por um método computacional.

Este trabalho descreve de forma sucinta a instalação meteorológica do LES, apresenta o procedimento seguido pelo programa computacional e aplica-o a à série de dados obtida no LES-LNEG entre 2015 e 2018.

## MÉTODO DE MEDIÇÃO

O Laboratório de Energia Solar (LES) do Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P. (LNEG) recolhe dados meteorológicos no campus do Lumiar em Lisboa. Estes são utilizados nos ensaios de coletores e sistemas solares, e na caracterização da irradiação solar noutras instalações experimentais existentes no campus, como por exemplo o Edifício Solar XXI (Karol Bot et al., 2020). Para tal, o LES dispõe de equipamentos para a medida das componentes da radiação solar - direta no plano normal e global e difusa no plano horizontal - e a medida da temperatura ambiente. A medição destas grandezas é efetuada com taxas de aquisição de pelo menos um minuto. Os equipamentos existentes são os listados na Tabela 1 e estão sujeitos a calibrações periódicas - anual interna no caso dos piranómetros e externa bialenal no caso do pireliómetro.

Tabela 1. Equipamentos utilizados no LES para medida de irradiância solar.

SOLYS2 Sun Tracker	Irradiância direta	Pireliómetro Kipp & Zonen CHP1
	Irradiância global na horizontal	Piranómetro Kipp & Zonen CM6B
	Irradiância difusa na horizontal	Piranómetro Kipp & Zonen CM6B com anel/esfera sombreadora
Temperatura ambiente		Resistência de platina com leitura a quatro fios

Como sistema de sombreamento da irradiância difusa, usou-se um anel sombreador até Maio de 2016 e uma esfera sombreadora a partir de Junho de 2016.

## METODOLOGIA DE PROCESSAMENTO DE DADOS DE IRRADIÂNCIA SOLAR

A metodologia de processamento de dados de irradiância solar agora implementada pretende automatizar a integração de novas medidas em base de dados e o processo de deteção de possíveis erros. Para tal, é efectuada uma análise de qualidade que qualifica os valores medidos que podem apresentar problemas relacionados com o funcionamento incorreto do equipamento de medição, o processo de aquisição e o de registo de dados. Estes passos são executados através de uma aplicação desenvolvida a partir de um script de Python, apelidada de SIMONEAPP (Solar radIation Measurements prOcessiNg codE APP).

No processo de aquisição de dados, os valores brutos são adquiridos por um *data logger* a partir dos equipamentos de medida (valores de tensão). Estes são convertidos por uma macro Excel em valores de irradiância ( $W.m^{-2}$ ) a partir das respetivas constantes de calibração. Quando os novos dados são importados pela SIMONEAPP, são sujeitos a

uma filtragem e tratamento inicial para identificação dos valores que apresentem problemas derivados do seu processo de aquisição e registo de dados. O equipamento de aquisição de dados exporta um ficheiro que inclui cinco colunas: uma para a informação de data e hora da medida e outras quatro para as medidas de irradiância e temperatura (ver Tabela 1). Os valores medidos são importados para uma tabela de dados recorrendo ao módulo *Pandas* do Python. O processo de importação inclui uma série de testes para garantir a integridade dos dados e fluidez do processo. Efetivamente, existe sempre a possibilidade de erro humano ou de processamento quer na compilação dos dados, quer na sua cópia, pelo que é necessário testar a presença de irregularidades, comparando o ficheiro de registo dos dados medidos, com a codificação e formatos esperados. Tal é particularmente relevante quando se adicionam dados passados à base de dados pois, apesar de se encontrar hoje padronizado, o formato de registo dos dados medidos foi variando ao longo dos anos com os diferentes investigadores responsáveis pela estação radiométrica. Problemas conhecidos, como por exemplo, nomes de colunas inconsistentes, são corrigidos automaticamente.

Após o processo de importação, segue-se a filtragem de valores problemáticos relacionados com o funcionamento incorreto do equipamento de medição, aquisição e registo de dados: quer os correspondentes a períodos previamente identificados com problemas, quer os correspondentes a formatos de conteúdo incorretos. Valores de data-hora de medida em formato desconhecido são assinalados como NaT (*Not a Time*) e são eliminados. Medições em tempos conhecidos, mas de valores com formato desconhecido ou registos incorretos, são colocadas como NaN (*Not a Number*). Finalmente, existe a filtragem de medições em tempo duplicado, que são assinaladas. Estas medições são posteriormente avaliadas pelo investigador responsável, que decide a sua filtragem ou método de correção, consoante seja identificada a causa da falha. A tabela resultante segue então para a próxima etapa. Note-se que os valores medidos não foram alterados em nenhum dos passos anteriores.

Segue-se a análise do período de amostragem da série temporal de dados. Quer por existência prévia, quer resultante do processo anterior de filtragem, os dados podem conter lacunas nas medições ou períodos entre uma aquisição e a subsequente acima do esperado (ver Fig. 1). Convencionou-se dois períodos padrão entre aquisições de dados subsequentes: 30 s e 2 min, sendo que após Abril de 2016 se espera que todas as aquisições tenham um intervalo de 2 min. Intervalos acima deste valor são normalmente múltiplos destes períodos pelo que nesta etapa quaisquer intervalos anómalos são subdivididos em períodos intermédios de 2 min. Os valores destes tempos intermédios correspondem a problemas na aquisição, sendo colocados a NaN. Note-se que, mais uma vez, os valores medidos não são alterados por este processo, apenas são identificados os valores intermédios com erro.

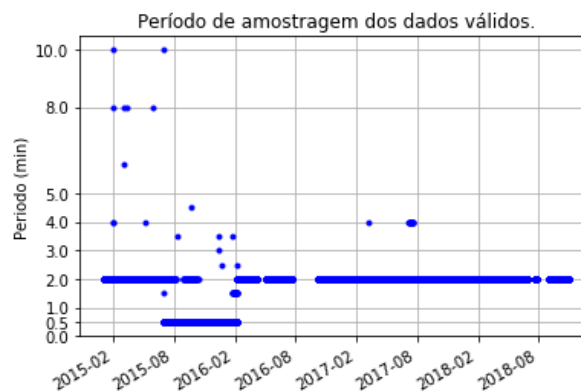


Fig. 1. Gráfico do período de amostragem ao longo de toda a série temporal de dados analisada: períodos convencionados de 30s ou 2 min.

Finalizados estes passos, a série temporal de novos dados de medida encontra-se consistente com a estrutura da base de dados e pronta a ser adicionada. Prossegue-se com a etapa seguinte: análise da qualidade dos valores medidos. A metodologia aplicada é a *QCRadv2* (Long and Dutton, 2002). Esta foi escolhida com base no estudo comparativo de Marques et al. (2020) que confirmou o bom desempenho desta metodologia – obtendo nesse estudo uma sensibilidade de 80% e especificidade máxima. A metodologia *QCRadv2* segue três fases:

1. Avaliação da exequibilidade física dos valores: seis testes que avaliam os limites superior e inferior para as 3 componentes da irradiância, de acordo com a Tabela 2;
2. Avaliação da existência de valores extremamente raros: seis testes que avaliam os limites superior e inferior para as 3 componentes medidas, de acordo com a Tabela 3;
3. Avaliação da coerência das medidas de irradiância: um teste que avalia a relação entre a irradiância global no plano horizontal e a soma da irradiância difusa no plano horizontal com a irradiância direta no plano horizontal, de acordo com a Tabela 4 - onde  $r = G_h / (G_{d,h} + G_{b,h})$ . No caso de não estarem disponíveis medições da irradiância direta, aplica-se o teste à razão da irradiância difusa pela irradiância global.

Tabela 2. Parâmetros para avaliação de valores fisicamente possíveis.

Quantidade	Limite Inferior [Wm <sup>-2</sup> ]	Limite Superior [Wm <sup>-2</sup> ]
Irradiância Global horizontal ( $G_h$ )	-4	$G_{SC}/AU^2 \times 1.5 \times (\cos \theta_z)^{1.2} + 100$
Irradiância Difusa horizontal ( $G_{d,h}$ )	-4	$G_{SC}/AU^2 \times 0.95 \times (\cos \theta_z)^{1.2} + 50$
Irradiância Direta Normal ( $G_{b,n}$ )	-4	$G_{SC}/AU^2$

Tabela 3. Parâmetros para avaliação de valores extremamente raros.

Quantidade	Limite Inferior [Wm <sup>-2</sup> ]	Limite Superior [Wm <sup>-2</sup> ]
Irradiância Global horizontal ( $G_h$ )	-2	$G_{SC}/AU^2 \times 1.2 \times (\cos \theta_z)^{1.2} + 50$
Irradiância Difusa horizontal ( $G_{d,h}$ )	-2	$G_{SC}/AU^2 \times 0.75 \times (\cos \theta_z)^{1.2} + 30$
Irradiância Direta Normal ( $G_{b,n}$ )	-2	$G_{SC}/AU^2 \times 0.95 \times (\cos \theta_z)^{0.2} + 10$

 Tabela 4. Parâmetros para avaliação da coerência dos valores de irradiância – nota:  $r = G_h / (G_{d,h} + G_{b,h})$ .

Equação da relação física entre os valores medidos	Limite Inferior [W m <sup>-2</sup> ]	Limite Superior [W m <sup>-2</sup> ]
$G_h - (G_{d,h} + G_{b,h})$		$(1-r) G_h$ , com $0.92 < r < 1.08$ para $\theta_z < 75^\circ$ ; $0.85 < r < 1.15$ para $93^\circ > \theta_z > 75^\circ$ ; e $G_{d,h} + G_{b,h} > 50$
$G_{d,h}/G_h$	—	$1.05$ para $\theta_z < 75^\circ$ ; $1.10$ for $93^\circ > \theta_z > 75^\circ$ ; e $G_{d,h} + G_{b,h} > 50$

O ângulo zenital é calculado para o instante de registo dos valores medidos recorrendo ao módulo de Python *Astropy* (The Astropy Collaboration et al. 2013, 2018) para a longitude, latitude e altitude fornecidas, correspondentes ao local onde foram realizadas as respetivas medições.

Ao longo deste processo, sempre que a aplicação deteta erros numa das etapas, assinala os elementos em causa e informa o utilizador através da apresentação de uma mensagem de erro e de uma tabela com os erros detetados. Finalizado o processo de análise automática dos dados, estes são inseridos na base de dados global.

## RESULTADOS

Para fins de teste e demonstração, o novo método de processamento de dados baseado na SIMONEAPP foi aplicado a uma série de dados não processados medidos no LES entre o ano de 2015 e 2018. Este identificou cerca de 10% dos valores como erros possíveis na série temporal de dados medidos. O número de erros detetados é maior para os anos de 2015 e 2016, sendo idêntico para 2017 e 2018 (ver Fig. 2).

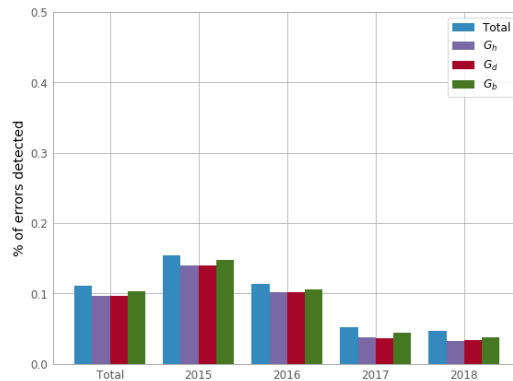


Fig. 2. Percentagem de valores identificados como erro nos dados para os diferentes anos analisados.

Embora os gráficos da Fig. 3 mostrem alguns potenciais erros assinalados na fase 1 e 2 do processo de controlo de qualidade, perto do nascer e do pôr do sol, a maioria dos problemas são assinalados na fase 3, a fase que testa a coerência dos valores de irradiação medidos. A observação da grande prevalência de problemas assinalados na fase 3 até metade de 2016, indicia a sua provável origem em problemas com os valores da irradiação difusa obtidos até Maio de 2016 com o auxílio de um anel de sombreamento.

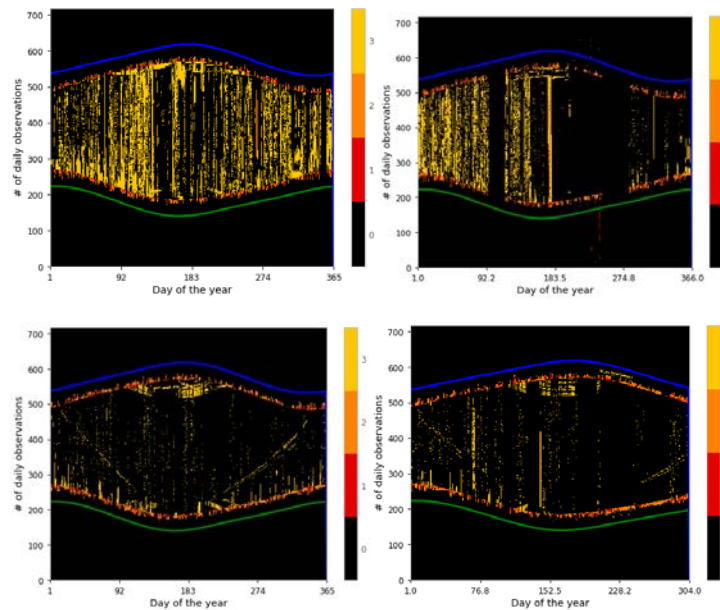


Fig. 3. Gráfico anual dos resultados do controlo de qualidade para os dados de irradiação difusa horizontal do LES-LNEG. Do canto superior esquerdo para o canto inferior direito: 2015, 2016, 2017, 2018. Os números correspondem à fase de testes de qualidade, onde 0 corresponde a nenhuma deteção. Crepúsculo civil: matutino - linha verde; vespertino - linha azul.

Procedeu-se à aplicação dos fatores de correção às medidas da componente horizontal da irradiação difusa de acordo

com o manual da banda de sombreamento (Kipp&Zonen, 2004). A série temporal resultante foi novamente submetida a análise de qualidade. Comparando os resultados apresentados na Fig. 4 com os da Fig. 3 observa-se uma melhoria. Efetivamente, comparando o gráfico da esquerda da Fig. 5 com a Fig. 2, observa-se uma diminuição do número de erros detetados em 2015 de cerca de 5 pontos percentuais. No entanto, continua a existir uma grande quantidade de possíveis erros assinalados na fase 3 do controlo de qualidade.

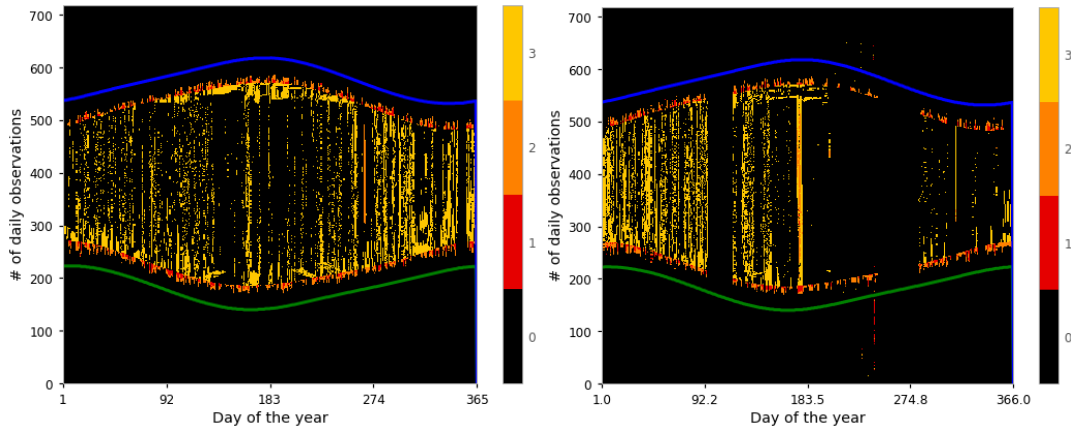


Fig. 4. Gráfico anual dos resultados do controlo de qualidade para os dados de irradiância difusa horizontal do LES-LNEG de 2015 e 2016, após aplicação de um fator de correção correspondente ao uso de anel de sombreamento. Os números correspondem à fase de testes de qualidade, onde 0 corresponde a nenhuma deteção. Crepúsculo civil: matutino - linha verde; vespertino - linha azul.

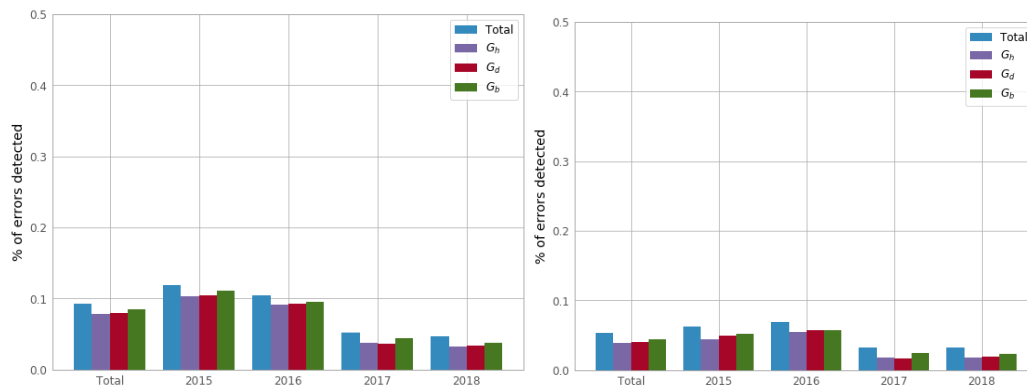


Fig. 5. Gráfico da percentagem de erros detetados nos dados para anos diferentes, após aplicação do fator de correção. Gráfico da direita assinala apenas o teste ao rácio da irradiância difusa na fase 3 da análise de qualidade.

A observação de uma amostra dos valores assinalados permitiu identificar a existência de valores anómalos para a irradiância normal direta, registados como  $0 \text{ W.m}^{-2}$ , o que é indicador de um problema não conhecido na sua medição ou registo. No caso de não existirem valores medidos de irradiância direta, a fase 3 da análise de qualidade testa a razão da irradiância difusa pela irradiância global (Tabela 4). Tal permite individualizar os problemas de consistência entre a irradiância difusa e a global. Desta forma, retirando da análise as entradas anómalas da irradiância normal direta é possível identificar os restantes problemas de consistência entre a componente global e difusa da irradiância. A existência de uma redução substancial dos erros identificados na fase 3 (ver Fig.5 e Fig.6) reforça a conclusão de que na maior parte dos casos o problema poderá encontrar-se na medição da radiação direta.

Removendo os problemas da consistência dos valores medidos, ficam alguns potenciais erros pontuais e, como referido acima, uma quantidade considerável de potenciais erros assinalados na fase 1 e 2, junto ao nascer e ao pôr do sol para altitudes solares inferiores a  $19^\circ$ . A existência de edifícios próximos do local de instalação dos equipamentos de medida, que se situa ao nível do solo, resulta na existência de sombras que podem ser a causa de alguns destes erros. Outras possibilidades consistem na existência de fontes de luz adicionais (ex.: reflexos), a operação dos sensores e a inadequação da metodologia ou da sua aplicação para a localização da instalação e situações de baixas altitudes solares. Estas possibilidades serão investigadas num trabalho futuro.

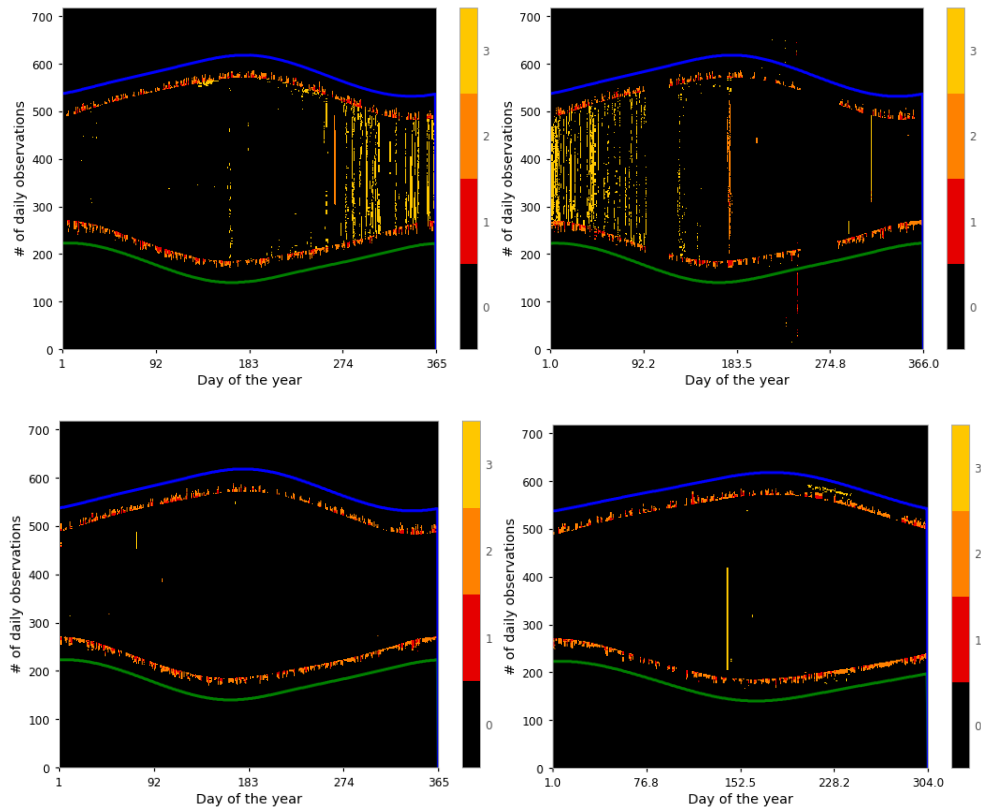


Fig. 6. Gráfico anual dos resultados do controlo de qualidade para os dados de irradiância difusa horizontal do LES-LNEG após aplicação de um fator de correção correspondente ao uso de anel de sombreamento e considerando apenas o teste do rácio da irradiância difusa na fase 3. Do canto superior esquerdo para o canto inferior direito: 2015, 2016, 2017, 2018. Os números correspondem à fase de testes de qualidade, onde 0 corresponde a nenhuma deteção. Crepúsculo civil: matutino - linha verde; vespertino - linha azul.

## CONCLUSÕES

Foi desenvolvida uma aplicação (SIMONEAPP) baseada num script Python para automatização da importação e análise de qualidade de séries temporais de dados de irradiância solar medidos nas instalações do LES-LNEG. Esta aplicação aumentou a velocidade e eficácia com que a tarefa de controlo de qualidade e compilação da informação em base de dados é realizada.

A aplicação foi testada por aplicação à série de dados medidos no LES-LNEG entre 2015 e 2018. Mostrou-se eficaz na deteção de erros de medida de irradiância difusa, sendo os resultados obtidos consistentes com alterações efetuadas no dispositivo de sombreamento do piranómetro usado na medida da irradiância difusa horizontal e com a necessidade de se aplicar um fator de correção aos dados de 2015 e 2016 (obtidos com um anel de sombreamento). Esta aplicação computacional permitiu também a identificação de erros de medida da irradiância direta e de outros erros de medida da irradiância consistentes com os previamente identificados durante a operação regular da estação meteorológica.

Adicionalmente, a metodologia assinalou uma série de potenciais erros entre os 2º e os 19º de altitude solar, cuja natureza será necessário investigar num trabalho futuro.

## AGRADECIMENTOS

Este trabalho integra-se nas Atividades do Projeto de Infraestruturas “INIESC - Infraestrutura Nacional de Investigação em Energia Solar de Concentração” (ALT20-03-0145-FEDER-022113) com financiamento por fundos nacionais através da FCT/MCTES (PIDDAC) e cofinanciado pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) do Programa Operacional Regional do Alentejo e do Programa Operacional Regional de Lisboa.

## NOMENCLATURA

Nome/Quantidade	Símbolo	Unidade	Índice	Símbolo
Ângulo	$\theta$	°	Directa	b
Unidade astronómica	AU	AU	Difusa	d
Baseline Surface Radiation Network	BSRN		Horizontal	h
Irradiância, irradiância global	$G$	W.m <sup>2</sup>	Fora da atmosfera	o
			Solar	s
			Constante solar	SC
			Zenith	z

## REFERÊNCIAS

CM121 - Shading Ring, Instruction Manual, Kipp&Zonen, 2004. URL acedido a 24 de Setembro de 2020: <https://www.kippzonen.com/Download/46/CM121-B-C-Shadow-Ring-Manual>

ISO 9806:2017, Solar energy — Solar thermal collectors — Test methods.

ISO 9459-2:1995, Solar heating — Domestic water heating systems — Part 2: Outdoor test methods for system performance characterization and yearly performance prediction of solar-only systems.

ISO 9459-5:2007, Solar heating — Domestic water heating systems — Part 5: System performance characterization by means of whole-system tests and computer simulation.

Karol Bot, Laura Aelenei, Maria da Glória Gomes, Carlos Santos Silva (2020) Performance Assessment of a Building Integrated Photovoltaic Thermal System in Mediterranean Climate—A Numerical Simulation Approach *Energies*, 13, 2887.

Long, C. N., Dutton, E. G (2002). BSRN Global Network recommended QC tests, V2.0. BSRN Technical Report.

Marques, F. et al. (2020). Solar Irradiance (Global, Direct and Diffuse) Quality Control Methodologies Review: Application to Time Series Measured at LES/LNEG, Lisboa, Portugal. Eurosun 2020 Conference Proceedings. In peer review.

Muneer, T., Fairouz, F., 2002. Quality control of solar radiation and sunshine measurements – lessons learnt from processing worldwide databases. *Building Serv. Eng. Res. Technol.* 23,3, 151–166.

The Astropy Collaboration, Thomas P. Robitaille, Erik J. Tollerud, Perry Greenfield, Michael Droettboom, Erik Bray, Tom Aldcroft, et al. «Astropy: A community Python package for astronomy». *Astronomy & Astrophysics* 558 (Outubro de 2013): A33.

The Astropy Collaboration, A. M. Price-Whelan, B. M. Sipőcz, H. M. Günther, P. L. Lim, S. M. Crawford, S. Conseil, et al. «The Astropy Project: Building an Open-science Project and Status of the v2.0 Core Package». *The Astronomical Journal* 156, n. 3 (23 de Agosto de 2018): 123.

Tiago Osório, Maria João Carvalho (2013), Testing of solar thermal collectors under transient conditions, *Solar Energy*, Volume 104, June 2014, 71-81.

Younes, S., Claywell, R., Muneer, T., 2005. Quality control of solar radiation data: Present status and proposed new approaches. *Energy*. 30(9), 1533-1549.



**DESARROLLO Y VALIDACIÓN DE UN BANCO DE COMPARACIÓN PIRANOMÉTRICA EN CENAM y UACM****Edgar Ravo, Héctor Jiménez, Álvaro Lentz, Rogelio Mendoza**

Universidad Autónoma de la Ciudad de México Programa de Energía, Colegio de Ciencia y Tecnología, Calle Prolongación San Isidro No. 151, Col. San Lorenzo Tezonco, Del. Iztapalapa, Ciudad de México, C.P. 09790.

[rayo\\_ed@yahoo.com.mx](mailto:rayo_ed@yahoo.com.mx)

**Hector Castillo, Juan C. Molina**

Centro Nacional de Metrología, Dirección de Óptica y Radiometría, Carretera a los Cués, Km 4.5, El Marques Querétaro, 76246, México

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6102>

**RESUMEN**

Este artículo describe como calcular y reportar la incertidumbre para uno de los dos métodos de calibración de piranómetros con trazabilidad al Sistema Internacional de Unidades (SI), desarrollado en México por el Centro Nacional de Metrología (CENAM), siguiendo las pautas de la “Guía para la expresión de la incertidumbre de la medición”. El banco de comparación piranométrica, se construyó bajo las indicaciones de la ISO 9847 — “Energía Solar: Calibración de piranómetros de campo en comparación con un piranómetro de referencia”, calibración en interiores tipo IIC. El método utiliza un piranómetro calibrado como estándar y otro dispositivo bajo calibración (DUT por sus siglas en inglés de Dvice Under Test). Este método ofrece varias ventajas sobre los métodos de calibración convencionales al aire libre, como la disponibilidad de una fuente de luz en lugar de la fuente natural, además se cuenta con el control de todos los parámetros relacionados a la medición (control de temperatura e iluminación en el laboratorio).

Palabras clave: Piranómetro, Trazabilidad, Calibración y Banco

**ABSTRACT**

This article describes how to calculate and report the uncertainty for one of the two pyranometer calibration methods with traceability to the International System of Units (SI), developed in Mexico by the National Metrology Center (CENAM), following the guidelines of the “Guide for the expression of the measurement uncertainty”. The pyranometric comparison bench was built under the indications of ISO 9847 - "Solar Energy: Calibration of field pyranometers in comparison with a reference pyranometer", type IIC indoor calibration. The method uses a calibrated pyranometer as the standard and another Dvice Under Test (DUT) device. This method offers several advantages over conventional outdoor calibration methods, such as the availability of a light source instead of the natural source, as well as the control of all the parameters related to the measurement (temperature and lighting control at the laboratory).

Keywords: Pyranometer, Traceability, Calibration and Bank

**INTRODUCCIÓN**

Actualmente la Universidad Autónoma de la Ciudad de México (UACM) desarrolla un proyecto para implementar un laboratorio de pruebas que permitirá evaluar la eficiencia de los Calentadores Solares de Agua (CSA) que se comercializan en el mercado mexicano. En este proyecto se han destinado recursos para la adquisición de equipos de radiometría los cuales permitirán medir las condiciones de radiación solar de la ciudad, sin embargo, con el paso del tiempo, los piranómetros tienen deriva, provocando que los datos obtenidos varíen del valor calibrado, por esta razón es importante tratar de realizar una calibración con una periodicidad de uno a dos años dependiendo de su uso o

exposición, por este motivo se requiere de un proceso de calibración programado para garantizar la confiabilidad de su medición.

Las normas internacionales especifican dos métodos para la calibración y son aplicables a la mayoría de los piranómetros de campo, independientemente del tipo de receptor de radiación solar que se emplea en el dispositivo. En general, los piranómetros a utilizar para el monitoreo de radiación solar de incidencia pueden ser calibrados por los métodos descritos en la norma ISO 9847, los cuales se describen a continuación:

*Calibración al aire libre o tipo I, este método utiliza la radiación solar como fuente, en tanto, el segundo método, calibración en interiores o tipo II emplea una fuente de radiación artificial.*

- a. *La calibración al aire libre de piranómetros de campo, se puede realizar con un piranómetro en posición horizontal (inclinación cero) (tipo I a), en posición inclinada (tipo I b), o con una incidencia normal (tipo I c), esto es, manteniendo la superficie del receptor perpendicular al haz de sol.*
- b. *La calibración en interiores de piranómetros de campo, se realiza con una fuente de luz artificial, esta puede ser una lámpara, sombrada (tipo II a), sin sombra (tipo II b) o en incidencia normal (tipo II c) usando un banco óptico para colocar el receptor de manera perpendicular a la lámpara.<sup>1</sup>*

El Centro Nacional de Metrología (CENAM), cuenta con un patrón primario de radiación, lo que le permite realizar la comparación de los piranómetros, como laboratorio primario, en el futuro se espera el incremento en la demanda de calibración de piranómetros, por lo cual nace la necesidad de implementar laboratorios secundarios para este fin.

La UACM iniciará el proceso para certificarse como un laboratorio de calibración secundario, por este motivo se vio en la necesidad de adquirir un banco de comparación piranométrica, dentro de las actividades que esto conlleva están: investigación, construcción y capacitación del banco de comparación piranométrica por parte del CENAM.

#### TRAZABILIDAD DE CALIBRACIÓN

*Para la metrología, la calibración es un proceso de comparación de los valores de medición producidos por un dispositivo sometido a prueba con los de un instrumento calibrado con un rendimiento de medición trazable a un estándar de medición de referencia reconocido internacionalmente. Cuando estos instrumentos calibrados con trazabilidad a estándares de medición internacionales se utilizan para calibrar muchos otros instrumentos, se denominan instrumentos de referencia<sup>2</sup>.*

La trazabilidad de la calibración aborda las necesidades de un proceso que tiene como finalidad obtener mediciones consistentes dentro de las incertidumbres establecidas. Los radiómetros, como cualquier otro equipo de medición y de prueba, proporcionan mediciones rastreables a través de una cadena ininterrumpida de comparaciones contra un estándar de medición conocido y avalado por el Instituto Nacional de Metrología de cada país

#### DESCRIPCIÓN DEL BANCO DE COMPARACIÓN PIRANOMÉTRICA

La Figura 1. muestra un banco de comparación compuesto por tres sistemas y un multiplexor, El primero es el sistema de iluminación, cuya principal tarea es la proporcionar irradiancia a los dos piranómetros, al de referencia y DUT, este sistema está conformado por un solo LED de alta intensidad capaz de generar irradiancia desde  $100 - 1500 \text{ W/m}^2$ . El segundo es el sistema de movimiento lineal, el cual es empleado para realizar el movimiento de ambos piranómetros que serán expuestos a la fuente de luz. El tercero es el sistema de control (software), donde se especifican las condiciones para realizar la calibración. Permitiendo realizar calibraciones automáticas, construir la secuencia de mediciones, disminuir los tiempos de calibración, obtener una menor incertidumbre por repetitividad y una alta reproducibilidad de los resultados en laboratorio sin depender de una fuente natural de iluminación (sol). Por último, se requiere de un multiplexor para realizar las mediciones durante la calibración, el utilizado es la marca Keithley, modelo 2700 dicho instrumento debe contemplar al menos dos canales y 6,5 dígitos (un canal para cada piranómetro), con la finalidad de brindar trazabilidad al sistema.

<sup>1</sup> Solar energy - Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer

<sup>2</sup> Vignola, F., Michalsky, J. and Stoffel, T., 2019. SOLAR AND INFRARED RADIATION MEASUREMENTS, SECOND EDITION. 2nd ed. New Mexico State University: CRC Press.

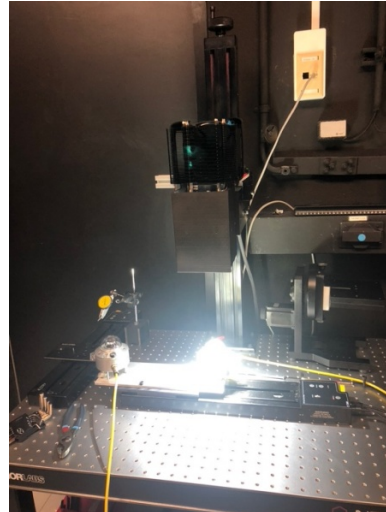


Figura 1. Banco de calibración por sistema lineal

### METODOLOGÍA

Para iniciar se debe de encender la lámpara, para estabilizar su funcionamiento, tiene una tensión de 18.1 V (puede variar dependiendo de la altura), el ventilador de la lámpara a una tensión de 5 V; dejar estabilizar lámpara durante 1 hora si el laboratorio es estable en  $\pm 1$  °C. Si el laboratorio no es estable, no se puede proceder. Al motor a pasos se le debe de suministrar una tensión de 14 V.

#### Instalación de piranómetros

El banco de comparación cuenta con un sistema de movimiento lineal, el cual ha sido modificado agregando una placa horizontal con orificios para la colocación de los piranómetros. La instalación de los mismos se hace como lo indica el proveedor.

#### Nivelación de altura

Al tener los piranómetros a la misma distancia es necesario utilizar el medidor de carátula para obtener una medida más precisa, esto se hace colocando el palpador en la parte más alta del domo de piranómetro patrón y tomar la medida como se muestra en la Figura 2.

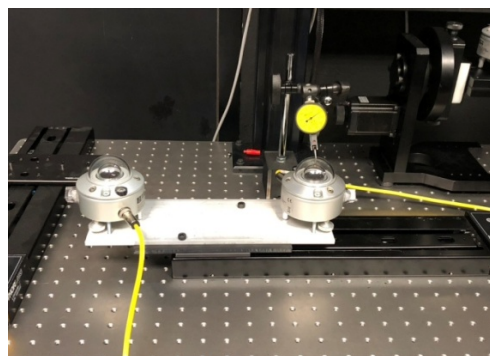


Figura 2. Medición de altura en plataforma lineal

A continuación, se desplaza la plataforma 0,25 m para realizar la medida del DUT, con la finalidad de no sobrepasar los 100 micrómetros de altura entre ambos piranómetros. Esto se muestra en la Figura 3.

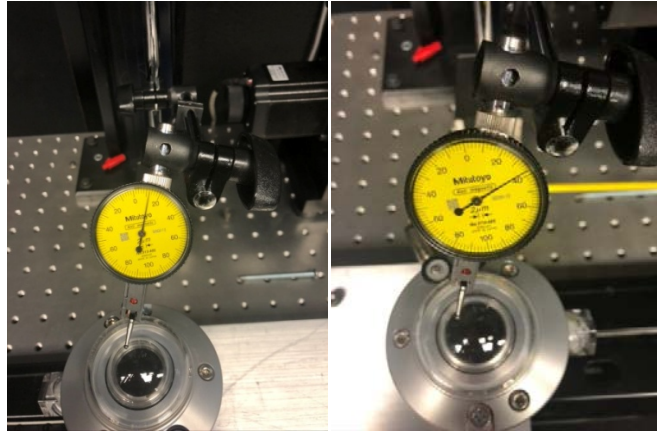


Figura 3. Comparación de alturas

Para concluir la alineación, el sensor del piranómetro de referencia debe de estar alineado a la normal y al plano de la fuente de luz. Para el caso de este método, cuando el sistema de movimiento lineal se mueva, permitirá que el DUT este en la misma ubicación que el piranómetro de referencia. De esta manera se creará una rutina, donde se establecerán los parámetros a utilizar, como son: Intensidad de irradiancia, número de mediciones, movimientos de la plataforma, tiempos de espera y cuantas veces se repetirá la rutina. De esta manera, la calibración se lleva a cabo considerando la radiación directa de la fuente, así como la misma magnitud de irradiancia para ambos sensores que tienen la misma distancia.

#### Creación de rutina para la obtención de mediciones

Se utiliza el software para crear una rutina de calibración, que consiste en ingresar los pasos a seguir para realizar la comparación entre piranómetros, esta debe de abarcar mediciones para ambos sensores.

La rutina comienza haciendo mediciones del piranómetro patrón, durante la creación de la rutina se especifica la cantidad de mediciones necesarias, se recomienda realizar pocas mediciones que van desde 10 hasta un máximo de 12 mediciones para ambos piranómetros. Se realizan pocas con la finalidad de no calentar los radiómetros y no se afecten las mediciones por cambios de temperatura.

Al terminar las mediciones del piranómetro patrón el sistema de movimiento lineal se desplaza 0.25 m a la izquierda para posicionar al piranómetro bajo prueba por debajo del haz de luz.

Terminado el desplazamiento, se realiza una pausa de 60 s en las mediciones, esto ayuda a que el piranómetro se estabilice bajo el haz de luz, no se tomen mediciones durante la rotación y se están tomando mediciones de radiación global. Por último, el haz de luz cubra por completo el domo.

Al piranómetro bajo prueba se le realizan la misma cantidad de mediciones que al piranómetro patrón para tener la misma cantidad de valores.

Al terminar las mediciones del piranómetro bajo prueba, el sistema de movimiento lineal realizara un desplazamiento de 0.25 m a la derecha para posicionar al piranómetro bajo prueba por debajo del haz de luz.

De igual manera existe una pausa de 60 s por los motivos ya mencionados arriba

Esta rutina se tendrá que repetir 10 veces para la obtención de datos (cabe mencionar, al finalizar las 10 repeticiones se obtendrán un mínimo de 100 mediciones por cada piranómetro). Al terminar la ejecución del programa se debe de cubrir la lámpara con la tapa para evitar que el piranómetro reciba luz.

#### ESQUEMA DEL PROCESO DE ANÁLISIS DE LA INCERTIDUMBRE

El método de análisis de la incertidumbre se basa en las directrices descritas en la “Guía para la expresión de la incertidumbre en la medición” GUM. El propósito aquí no es evaluar la GUM, sino seguir al pie los procedimientos descritos por el documento. La notación, nomenclatura y procedimientos para evaluar la incertidumbre son los prescritos en la GUM.

El proceso de GUM se puede resumir en cuatro pasos:

1. Determine la ecuación de medición para la calibración.

Cada intercomparación en la medición consiste en registrar la señal del DUT y después la señal del piranómetro patrón, ambos equipos son iluminados bajo condiciones de radiación solar global en laboratorio. La sensibilidad del DUT ( $S_{DUT}$ ), se calcula a partir de la siguiente ecuación: [1]

$$S_{DUT} = \frac{V_{DUT} * S_P}{V_P} \left( \mu V / W m^{-2} \right) \quad (1)$$

Donde:

- $S_{DUT}$  es la sensibilidad del DUT
  - $V_{DUT}$  es la tensión se salida del DUT
  - $V_P$  es la tensión se salida obtenida del patrón (*Volt*)
  - $S_P$  es la sensibilidad del patrón
2. Para cada variable en la ecuación, calcule la incertidumbre estándar usando métodos estadísticos (componente de incertidumbre de Tipo A) o métodos no estadísticos, como especificaciones del fabricante, resultados de calibración e información experimental o de juicio (componente de incertidumbre de Tipo B). La única diferencia es que en una evaluación tipo A se estima esta distribución basándose en mediciones repetidas obtenidas del mismo proceso de edición mientras que en le caso del tipo B se supone una distribución con base en experiencia o información externa. En la tabla 1 se muestran las variables para el cálculo de incertidumbre para el método de calibración mencionado arriba. Son necesarios para el cálculo los valores de Valor estimado Xi e Incerti- dumbre original, los cuales se realizaran en la segunda etapa de este trabajo.

Tabla 1. Variables para el cálculo de incertidumbre

Nº	Magnitud de entrada Xi de Fuentes incertidumbre	Tipo, Distribución	Incertidumbre estándar $U(X_1)$	Coefficiente de sensibilidad $C_i$	Contribución
1a	Calibración del Voltmetro (DUT)	B, Normal	$\frac{U}{k}$	$\frac{S_P}{V_P}$	$U(X_1)*C_i$
1b	Resolución del Voltmetro (DUT)	B, Normal	$\frac{Resolución}{\sqrt{12}}$	$\frac{S_P}{V_P}$	$U(X_1)*C_i$
2ª	Calibración de piranómetro (patrón)	B, Normal	$\frac{U}{k}$	$\frac{V_{DUT}}{V_P}$	$U(X_1)*C_i$
2b	Calibración del Voltmetro (patrón)	B, Normal	$\frac{U}{k}$	$\frac{-V_{DUT} * S_P}{V_P^2}$	$U(X_1)*C_i$
2c	Resolución del Voltmetro (patrón)	B, Normal	$\frac{Resolución}{\sqrt{12}}$	$\frac{-V_{DUT} * S_P}{V_P^2}$	$U(X_1)*C_i$
3ª	Calibración medidor de carátula	B, Rectangular	$\frac{U}{k}$	1	$U(X_1)*C_i$
3b	Resolución del medidor de carátula	B, Rectangular	$\frac{Resolución}{\sqrt{12}}$	1	$U(X_1)*C_i$
4	Repetibilidad	A, Normal	$\frac{S}{\sqrt{n}}$	1	$U(X_1)*C_i$

3. Calcule la incertidumbre estándar combinada utilizando el método de mínimos cuadrados para todas las incertidumbres estándar determinadas en el paso 5.2. Utilizando los datos de la variable "Contribución".

4. Calcule la incertidumbre expandida multiplicando la incertidumbre estándar combinada por un factor de cobertura, k, típicamente la "t" de Student.

### CONCLUSIONES

Se han tenido que detener las actividades por la actual contingencia sanitaria COVID-19, en la UACM y en el CENAM; por lo que, este trabajo se vea afectado, al no poder ingresar al plantel para realizar las mediciones necesarias para hacer el cálculo de incertidumbre para el método de calibración ya mencionado. Las actividades descritas nos permitirán desarrollar la validación del método de comparación del banco de comparación piranométrica.

### TRABAJOS A FUTURO

- Realizar las mediciones requeridas para el cálculo de incertidumbre.
- Realizar este mismo procedimiento, pero para el otro método de calibración desarrollado por CENAM.

## AGRADECIMIENTO

Por el apoyo brindado a través del proyecto de investigación No. 263488 “Diseño e Instalación de un laboratorio de pruebas y certificación para colectores solares destinados al calentamiento de agua” del fondo sectorial CONACyT-SENER.

Al Laboratorio de Ciencia y Tecnología Sustentable (LACyTES) por brindar un espacio para el desarrollo del presente trabajo y al Centro Nacional de Metrología (CENAM) por permitir la estancia de capacitación.

## REFERENCIAS

Habte, A., Sengupta, M., Andreas, A., Reda, I. and Robinson, J. (2016). The Impact of Indoor and Outdoor Radiometer Calibration on Solar Measurements. Munich, Germany: Solar Conference and Exhibition. Available at: [http:// www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications).

Kratzenberg, M. (2006). uncertainty calculations in pyranometer measurements and application. Denver, Colorado: ASME. Available at: <https://www.researchgate.net/publication/267648401>.

H. A. Castillo Matadamas (2015) Unexplored Indoors method for pyranometers calibration traceable to SI. To cite this article: J. Phys.: Conf. Ser. 582 012051. Available at: <https://www.researchgate.net/publication/271020936> Unexplored Indoors method for pyranometers calibration traceable to SI.

Ibrahim Reda, Daryl Myers, Tom Stoffel (2008) Uncertainty Estimate for the Outdoor Calibration of Solar Pyranometers: A Metrologist Perspective. Journal of Measurement Science Available at: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/19315775.2008.11721448>.

Vignola, F., Michalsky, J. and Stoffel, T., 2019. *SOLAR AND INFRARED RADIATION MEASUREMENTS, SECOND EDITION*. 2nd ed. New Mexico State University: CRC Press.

Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer.1992 ISO 9847 Solar Energy “Guide to the expression of uncertainty in measurement,” BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP and OIML, ISO TAG 4, Geneva, 1995.





## EVALUACIÓN COMPARATIVA DE 19 MODELOS DE ESTIMACIÓN DE IRRADIANCIA DIFUSA SOBRE PLANOS INCLINADOS DEPENDIENDO DEL TIPO DE CIELO ESTÁNDAR ISO/CIE

**García I.\***, **Torres J.L.\***, **de Blas M.A.\***, **Sáenz C.\*\***, **Hernández B.\*\***, **Illanes R.\*\*\***

\*Departamento de Ingeniería, Universidad Pública de Navarra, Campus de Arrosadía, 31006, Pamplona (España).

\*\*Departamento de Ciencias, Universidad Pública de Navarra, Campus de Arrosadía, 31006, Pamplona (España).

\*\*\*Departamento de Ingeniería y Gestión Forestal y Ambiental, Universidad Politécnica de Madrid, Calle Antonio Novais 10, 28040 Madrid (España).

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6103>

### RESUMEN

En este trabajo se han evaluado 19 modelos de estimación de irradiancia difusa sobre el plano inclinado, que incluyen tanto modelos isotrópicos o pseudoisotrópicos como modelos anisotrópicos. Dicha evaluación se ha llevado a cabo a partir una serie de 5396 observaciones de irradiancia global, difusa y directa realizadas entre julio y diciembre de 2018 en la estación radiométrica de la Universidad Pública de Navarra (UPNA). El estado del cielo correspondiente a cada observación se ha caracterizado de acuerdo con el CIE Standard General Sky propuesto en la norma ISO 15469:2004(E)/CIE S 011/E:2003. Para esta clasificación se han utilizado las medidas de distribución angular de luminancia y radiancia proporcionadas por un escáner de cielo ubicado en la propia estación de la UPNA. De tal manera que, para cada combinación de orientación e inclinación del plano, se ha evaluado la bondad de los distintos modelos de acuerdo con los 15 tipos de cielo estándar propuestos por la norma ISO/CIE. Los resultados revelan que el modelo de Perez et al. 2 presenta los mejores resultados globales, así como en 5 de los 15 tipos de cielo ISO/CIE.

**PALABRAS CLAVE:** Modelos de Irradiancia, Plano Inclinado, Cielos Estándar ISO/CIE

### ABSTRACT

A total of 19 models for estimating diffuse irradiance on the inclined plane have been evaluated in this work, which include both isotropic or pseudoisotropic models and anisotropic models. This evaluation has been carried out from a series of 5,396 measurements of global, diffuse and direct irradiance carried out between July and December 2018 at the radiometric station of the Public University of Navarra (UPNA). The sky conditions corresponding to each observation has been characterized according to the CIE Standard General Sky proposed in the standard ISO 15469:2004(E)/CIE S 011/E:2003. For this classification, the angular distribution of luminance and radiance measurements provided by a sky scanner located at the UPNA station have been used. In such a way that, for each combination of plane's orientation and inclination, the goodness of the different models has been evaluated in accordance with the 15 standard sky types proposed by the ISO/CIE standard. The results reveal that the Perez et al. 2 model shows the best overall results and for 5 of the 15 ISO/CIE standard sky types.

**KEYWORDS:** Irradiance Models, Tilted planes, ISO/CIE Standard Sky

## INTRODUCCIÓN

En la gran mayoría de los casos los dispositivos de captación de la energía solar se encuentran situados en planos que no son horizontales. En general, los planos correspondientes a los módulos fotovoltaicos o paneles térmicos están inclinados y los de muchos de los cerramientos de edificios también, por ejemplo, las fachadas verticales. Sin embargo, las estaciones meteorológicas o las estimaciones de radiación solar global a partir de imágenes satelitales proporcionan datos de radiación global sobre plano horizontal. Este desajuste entre los datos de radiación habitualmente disponibles y los necesarios para los dispositivos de captación, ha propiciado el desarrollo de diversos métodos que permiten el paso de radiación global sobre plano horizontal a radiación global sobre el plano inclinado. Con el paso del tiempo, las propuestas que han ido surgiendo se han ido aproximando cada vez más a la realidad física del problema y aumentando su grado de complejidad o exigencia de cálculo. Dentro de los conocidos como modelos de irradiancia, dichas propuestas van desde los modelos isotrópicos o pseudoisotrópicos, como el de Liu y Jordan (1961) o el de Koronakis (1986), hasta los modelos anisotrópicos, entre los que se encuentran el ampliamente aplicado modelo de Perez (Perez et al., 1987), el modelo de Gueymard (1987) o el de Muneer (1987, 1990).

El objetivo de este trabajo es evaluar 19 modelos de estimación de irradiancia sobre el plano inclinado frente a los valores de irradiancia proporcionados por el modelo de distribución angular de luminancia en el cielo propuesto en la norma ISO 15469:2004(E)/CIE S 011/E:2003 (2004), considerando 16 combinaciones de inclinación y orientación del plano de captación. Dicha norma establece 15 tipos de cielo estándar que se distribuyen en 5 tipos de cielo cubierto (1 a 5), 5 tipos de cielo intermedio (6 a 10) y otros tantos tipos de cielo claro (11 a 15). La evaluación de los modelos de irradiancia se ha llevado a cabo considerando, por un lado, todos los tipos de cielo de forma conjunta y, por otro, cada uno de los 15 tipos de cielo ISO/CIE. La utilización del modelo de distribución angular ISO/CIE para la obtención de la irradiancia de referencia frente a la que comparar los valores proporcionados por los modelos de irradiancia atiende a dos razones fundamentales. La primera es evitar la instalación de sensores de irradiancia global, difusa y directa en las 16 posiciones del plano consideradas. En este trabajo se ha empleado un procedimiento de proyección ortográfica de las radiancias del cielo proporcionadas por el modelo ISO/CIE sobre el plano de interés para la obtención de la irradiancia difusa sobre el plano inclinado. La segunda es que se evitan las discontinuidades producidas como consecuencia de la saturación de las medidas de radiancia y luminancia próximas al sol proporcionadas por el escáner de cielo utilizado, como se explica en el apartado dedicado a los datos radiométricos. Estas medidas han sido empleadas para caracterizar el estado del cielo de acuerdo con la norma ISO/CIE. El modelo propuesto en la norma se ha utilizado para obtener una distribución continua de radiancia en la bóveda celeste.

El trabajo se estructura en las siguientes secciones. El apartado “Datos radiométricos” describe la serie de datos utilizada y el procedimiento de control de calidad al que ha sido sometida. En el apartado “Metodología” se detalla la metodología seguida. En el apartado “Resultados” se presentan las frecuencias de ocurrencia de los distintos tipos de cielo ISO/CIE, los errores cuadráticos medios relativos (RMSEr) cometidos por los distintos modelos para una orientación del plano de captación y cuatro inclinaciones y se presenta una clasificación de los modelos, global y por tipo de cielo, de acuerdo con los RMSEr obtenidos. El último apartado está dedicado a las “Conclusiones”.

## DATOS RADIOMÉTRICOS

Los datos utilizados en este estudio han sido recogidos en la estación radiométrica de la Universidad Pública de Navarra (UPNA), localizada en la azotea de uno de los edificios de la finca de prácticas de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y Biociencias (42°47'32" N, 1°37'45" W, 435 m a.s.l.). El estudio del horizonte visible revela que, en ninguna dirección, su elevación excede los 6°. La serie de datos utilizada en este estudio consta de un total 5396 observaciones realizadas entre julio y diciembre de 2018. Durante este periodo se midieron las siguientes variables en la estación radiométrica de la UPNA: irradiancia global y difusa sobre el plano horizontal, irradiancia directa sobre el plano normal y distribución angular de radiancia y luminancia en la bóveda celeste. La irradiancia global fue medida minutalmente mediante un piranómetro Kipp & Zonen CM11. La irradiancia difusa se midió con frecuencia minutil mediante un piranómetro Kipp & Zonen CM11 con bola de sombra, mientras la irradiancia directa normal se midió con un pirheliómetro Kipp & Zonen CH1 con la misma frecuencia. Estos tres instrumentos están montados sobre un seguidor solar Kipp & Zonen 2 AP. La distribución angular de radiancia y luminancia celestes se midió con una frecuencia de 10 minutos mediante un escáner de cielo EKO MS-321LR. Este dispositivo emplea más de cuatro minutos en registrar los valores de radiancia y luminancia de los 145 sectores en los que está dividida la bóveda celeste de acuerdo con la propuesta de la CIE (CIE, 1994).

Todas las medidas tanto de irradiancia como de distribución angular correspondientes a elevaciones solares inferiores a 5° fueron descartadas. Las medidas de irradiancia fueron sometidas al control de calidad propuesto en el proyecto MESoR (Hoyer-Klick et al., 2008). En el caso de la distribución angular de radiancia y luminancia se consideraron tres criterios de control de calidad. En primer lugar, todas las medidas de los sectores de cielo individuales que presentan valores fuera del rango de medida del escáner de cielo (0-50 kcd·m<sup>-2</sup> para luminancia y 0-300 W·m<sup>-2</sup>·sr<sup>-1</sup>

para radiancia) fueron descartadas. Asimismo, se descartaron todas las medidas de aquellos sectores de cielo cuyo centro se encuentra a menos de 6° de distancia del sol, ya que la luminancia y la radiancia del sol superan el rango de medida del escáner de cielo. En tercer lugar, se descartaron todas las medidas cuya integración sobre el plano horizontal se desviaba más de un 30% respecto a la irradiancia difusa medida en el mismo periodo de tiempo.

### METODOLOGÍA

La evaluación de los 19 modelos de irradiancia considerados en este trabajo se ha llevado a cabo considerando 16 posiciones diferentes del plano de captación que se derivan de la combinación de un total de 4 inclinaciones (26°, 42°, 64° y 90°) y 4 orientaciones (N, E, S y O). Las inclinaciones de 26° y 64° son las que maximizan la captación de radiación solar en verano e invierno, respectivamente, mientras que la de 42° es la óptima anual para la ubicación de la estación radiométrica de la UPNA. La inclinación de 90° ha sido considerada por el interés que tiene en las fachadas de los edificios. Para cada momento y posición del plano de captación, se han seguido los tres pasos que se indican a continuación, que se detallan en los epígrafes siguientes:

1. Clasificación del estado del cielo a partir de las medidas de distribución angular de radiancia, de acuerdo con el estándar ISO/CIE y detección y eliminación de los cielos “opuestos” (Bartzokas et al., 2005).
2. Generación de la distribución angular de radiancia en el cielo de acuerdo con el estándar ISO/CIE y proyección sobre un plano inclinado para obtener, mediante su integración, la irradiancia difusa sobre dicho plano inclinado. Esta irradiancia se considera la referencia frente a la que evaluarán los 19 modelos de irradiancia contemplados.
3. Determinación de la irradiancia global, difusa y directa mediante los modelos de irradiancia y comparación con la irradiancia determinada en el paso anterior a partir del modelo de distribución angular ISO/CIE.

### Clasificación de cielos

Los cielos considerados han sido clasificados de acuerdo con las 15 distribuciones de luminancia propuestas en el estándar ISO/CIE a partir de las medidas de distribución angular de luminancia en el cielo. En la bibliografía existen diversos métodos para la caracterización de los cielos según dicho estándar. En este trabajo se ha empleado el método de la luminancia relativa al cénit (RZL, por sus siglas en inglés) propuesto por García et al. (2020). En ocasiones sucede que algunos de los cielos clasificados como cubiertos muestran una irradiancia directa sobre el plano normal ( $G_{bn}$ ) excesivamente alta o ciertos cielos clasificados como claros presentan una  $G_{bn}$  anormalmente baja. Estos cielos se conocen como “opuestos”, en oposición a los cielos “normales”. Una vez realizada la clasificación ISO/CIE se ha discriminado entre cielos “normales” y “opuestos” según el criterio de Bartzokas et al. (2005), que establece el valor umbral de  $G_{bn}$  en  $120 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ . Los cielos “opuestos”, que suponen un 20.08% de los cielos claros (tipos 1 a 6) y un 10.33% de cielos cubiertos (tipos 7 a 15), han sido descartados y sólo los cielos “normales” han sido utilizados.

### Metodología para el cálculo de la irradiancia de referencia sobre el plano inclinado

El modelo de radiancia propuesto por la citada norma ISO/CIE ha sido empleado para determinar la distribución angular de radiancia en la bóveda celeste correspondiente a cada una de las observaciones realizadas, de acuerdo con la clasificación obtenida en el punto anterior. Esto es, para cada observación, caracterizada por un tipo de cielo estándar ISO/CIE, se ha calculado la radiancia difusa en 785398 elementos de cielo. La irradiancia difusa captada por cada plano de interés correspondiente a cada combinación de acimut ( $\gamma_p$ ) e inclinación ( $\beta_p$ ) ha sido determinada mediante la integración de la radiancia de los distintos elementos de cielo proyectados ortográficamente sobre dicho plano. Esta irradiancia difusa se ha tomado como referencia frente a la que se han comparado las irradiancias difusas estimadas por cada uno de los 19 modelos evaluados. De tal manera que, para cada combinación de orientación e inclinación del plano, se ha evaluado la bondad de los distintos modelos de acuerdo con los 15 tipos de cielo estándar propuestos por la norma ISO/CIE. A modo de ejemplo, en la Fig. 1 se muestra la proyección de la distribución angular de radiancia de un tipo de cielo ISO/CIE 8 sobre un plano horizontal y cuatro planos inclinados 26°, 42°, 64° y 90°.

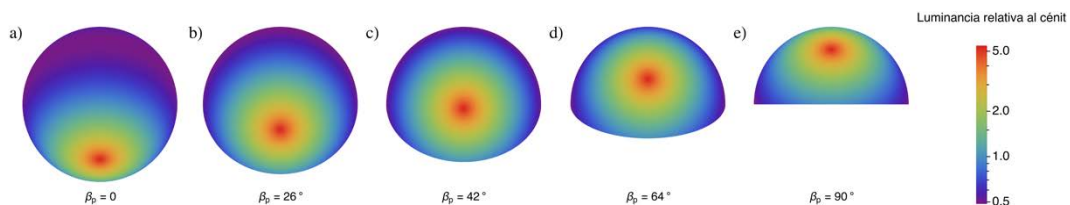


Fig. 1. Proyección de la distribución angular de radiancia de un tipo de cielo ISO/CIE 8 sobre (a) un plano horizontal y cuatro planos inclinados (b) 26°, (c) 42°, (d) 64° y (e) 90°, considerando un ángulo de cénit solar de 45°

Modelos de irradiancia para el paso a plano inclinado

La Tabla 1 recoge los modelos de cálculo de la irradiancia difusa sobre el plano inclinado analizados ordenados cronológicamente, así como el tipo de modelo, de cielo isotrópico o de cielo anisotrópico, y las referencias de cada uno de ellos. La irradiancia directa incidente sobre el plano inclinado ha sido calculada mediante la misma transformación geométrica en todos los casos.

En el caso del modelo de Steven y Unsworth se citan dos referencias ya que la versión inicial del modelo (Steven y Unsworth, 1979) estaba destinada a cielos claros y la segunda (Steven y Unsworth, 1980) a cielos cubiertos. De acuerdo con la propuesta de Yang (2016), en este trabajo se han combinado ambos modelos: el modelo de cielos claros en los casos en los que el índice de claridad ( $\epsilon$ ), calculado según Perez et al. (1987), es superior a 1.1 y el modelo de cielos cubiertos en el resto de los casos. En el caso del modelo de Olmo et al., se ha utilizado la revisión del modelo original (Olmo et al., 1999) llevada a cabo por Evseev y Kudish (2009).

Tabla 1. Relación de modelos de irradiancia evaluados

Modelo	Tipo	Referencia
Liu y Jordan	Isotrópico	(Liu y Jordan, 1961)
Bugler	Anisotrópico	(Bugler, 1977)
Temps y Coulson	Anisotrópico	(Temps y Coulson, 1977)
Klucher	Anisotrópico	(Klucher, 1979)
Steven y Unsworth	Anisotrópico	(Steven y Unsworth, 1979, 1980)
Hay y Davies	Anisotrópico	(Hay y Davies, 1980)
Willmott	Anisotrópico	(Willmott, 1982)
Ma y Iqbal	Anisotrópico	(Ma y Iqbal, 1983)
Koronakis	Isotrópico	(Koronakis, 1986)
Gueymard	Anisotrópico	(Gueymard, 1987)
Perez et al. 1	Anisotrópico	(Perez et al., 1987)
Perez et al. 2	Anisotrópico	(Perez et al., 1990)
Reindl et al.	Anisotrópico	(Reindl et al., 1990)
Tian et al.	Isotrópico	(Tian et al., 2001)
Badescu	Isotrópico	(Badescu, 2002)
Muneer et al.	Anisotrópico	(Muneer et al., 2004)
Olmo et al.	Anisotrópico	(Evseev y Kudish, 2009; Olmo et al., 1999)
Demain et al.	Anisotrópico	(Demain et al., 2013)
Yao et al.	Anisotrópico	(Yao et al., 2015)

RESULTADOS

En la Fig. 2 se presentan las frecuencias de cada tipo de cielo estándar ISO/CIE obtenidas tras la clasificación según el método RZL. Se puede apreciar como, en el periodo analizado, predominan los cielos claros (tipos 11 a 15), siendo el tipo 13 el más frecuente.

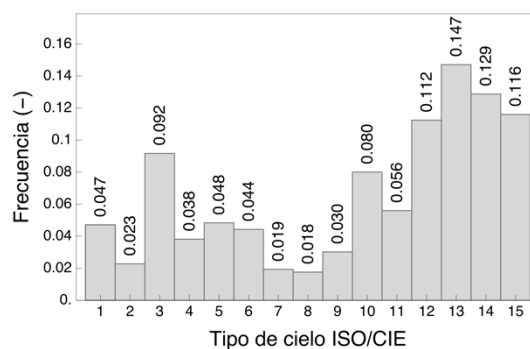


Fig. 2. Frecuencias de ocurrencia de los tipos de cielo estándar ISO/CIE en la estación radiométrica de la UPNA entre julio y diciembre de 2018

Los valores de irradiancia global obtenidos por los modelos citados para las distintas posiciones del plano de captación han sido comparados frente a los obtenidos mediante la proyección sobre el plano inclinado del modelo de radiancia ISO/CIE mediante el error cuadrático medio relativo (RMSEr), de acuerdo con la Ec. (1). La evaluación de los modelos se ha realizado para cada uno de los 15 tipos de cielo ISO/CIE y de manera global, esto es, considerando el conjunto de todos los cielos de la serie de datos utilizada.

$$RMSEr(\%) = \frac{100}{\bar{G}_{T,CIE}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (G_{T,CIE,i} - G_{T,irr,i})^2}{n}}, \quad (1)$$

donde  $G_{T,CIE,i}$  es la irradiancia global calculada mediante el modelo de radiancia ISO/CIE (modelo de referencia),  $G_{T,irr,i}$  es la irradiancia calculada mediante cada modelo de irradiancia,  $\bar{G}_{T,CIE}$  es la irradiancia global media calculada mediante el modelo de radiancia ISO/CIE y  $n$  es el número total de valores considerados para el cálculo del error.

La Fig. 3 presenta los valores de RMSEr obtenidos en cuatro posiciones del plano inclinado. Concretamente se muestran los resultados para un plano orientado al sur ( $\gamma_p = 0^\circ$ ) e inclinado  $26^\circ$ ,  $42^\circ$ ,  $64^\circ$  y  $90^\circ$ . En cada gráfico contenido en la Fig. 3 se muestran, coloreados según su magnitud, los RMSEr obtenidos por cada modelo y tipo de cielo ISO/CIE. Asimismo, en la parte derecha se incluye el RMSEr global obtenido por cada modelo para cada combinación de orientación e inclinación del plano. Estos resultados han sido también obtenidos para las tres orientaciones restantes. Desafortunadamente, no se han podido incluir sus representaciones por la limitación de extensión establecida para este trabajo.

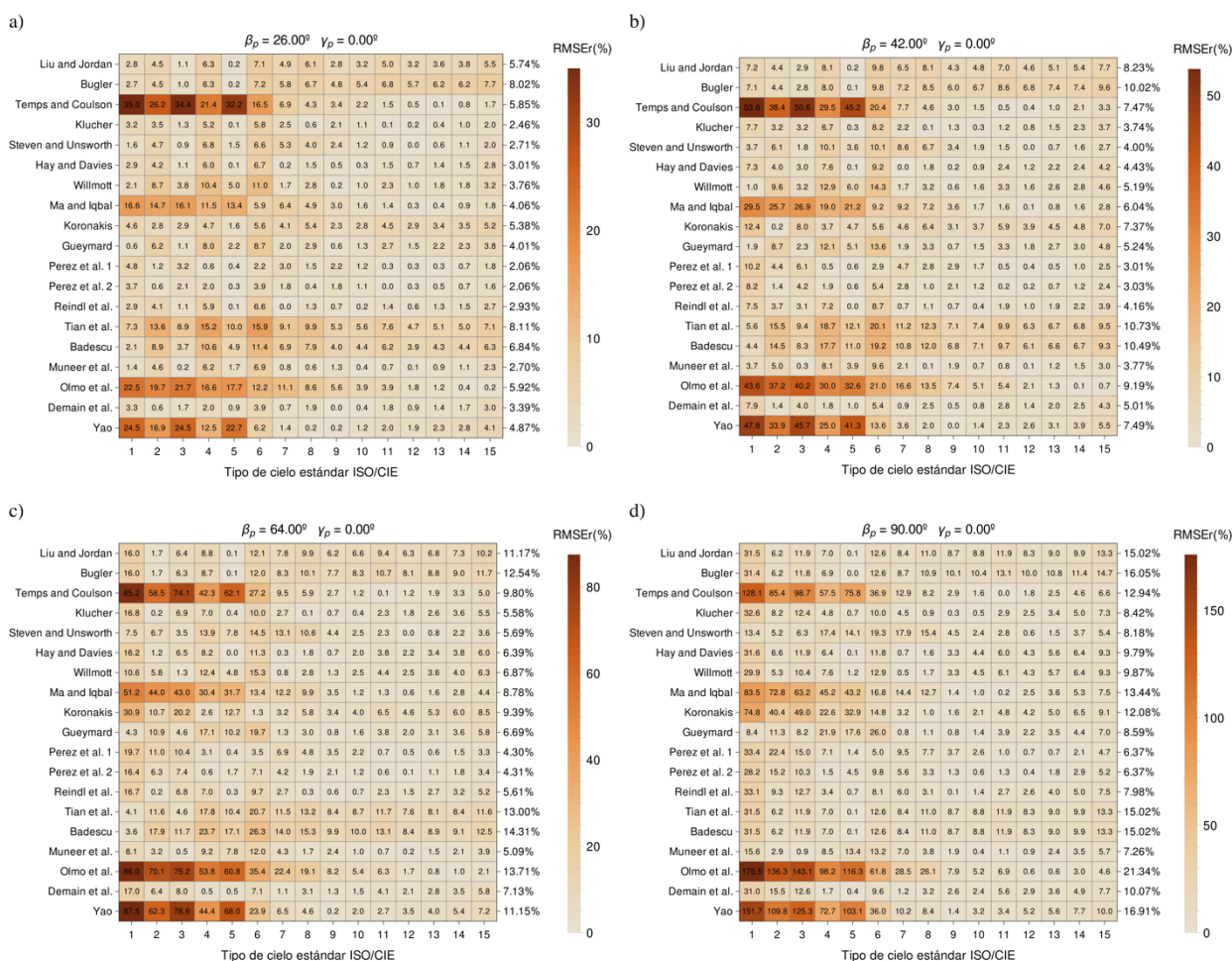


Fig. 3. Valores de RMSEr (%) obtenidos por cada modelo y tipo de cielo estándar ISO/CIE considerando un plano orientado al sur ( $\gamma_p = 0^\circ$ ) con una inclinación ( $\beta_p$ ) de (a)  $26^\circ$ , (b)  $42^\circ$ , (c)  $64^\circ$  y (d)  $90^\circ$ . En la parte derecha de cada gráfico se incluye el RMSEr obtenido por cada modelo para cada posición del plano, considerando el conjunto de los cielos analizados

En la Fig. 4 se muestran los valores de RMSEr obtenidos por cada modelo y tipo de cielo estándar ISO/CIE considerando, el conjunto de las posiciones del plano establecidas. Para la obtención de estos valores se han promediado los RMSEr correspondientes a cada modelo y tipo de cielo considerando las 16 posiciones del plano inclinado. Como en el caso de la Fig. 3, en la parte derecha se ha incluido el RMSEr global obtenido por cada modelo. Se puede apreciar que el modelo que presenta el menor RMSEr global es el de Perez et al. 2 (6.79%), seguido por el de Muneer et al. (7.72%). La tercera y cuarta posición la ocupan, con un error similar, los modelos de Perez et al. 1 (8.34%) y de Steven y Unsworth (8.44%).

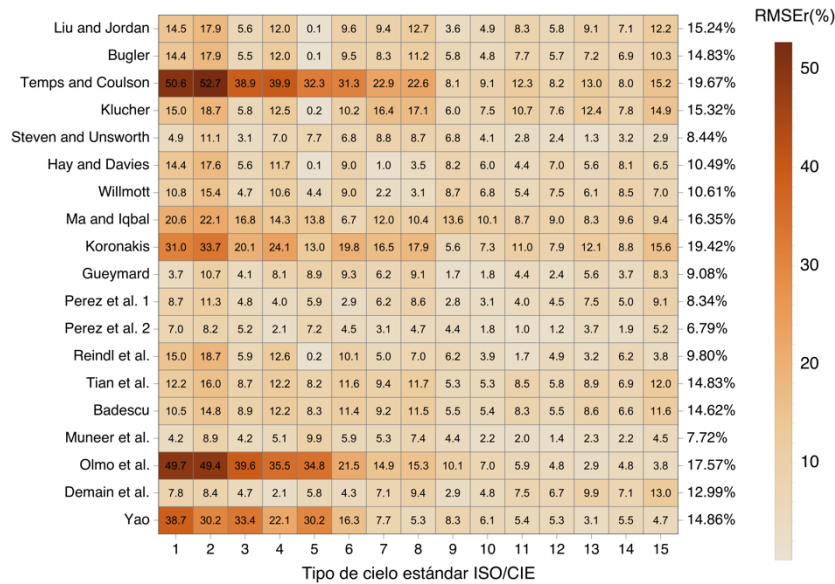


Fig. 4. Valores de RMSEr (%) obtenidos por cada modelo y tipo de cielo estándar ISO/CIE considerando todas las posiciones del plano establecidas

En línea con el trabajo de Yang (2016), se ha utilizado un método de clasificación lineal (Alvo y Yu, 2014) para ordenar los modelos según su RMSEr considerando cada tipo de cielo y el conjunto de todos los cielos analizados. En primer lugar, para cada tipo de cielo, se ordenan los modelos de acuerdo con los valores de RMSEr obtenidos en cada posición del plano. Es decir, en cada combinación de inclinación y orientación. La clasificación global ( $\mathcal{R}_i$ ) para cada tipo de cielo y para el conjunto de todos los cielos se obtiene mediante la Ec. (2).

$$\mathcal{R}_i = \sum_{j=1}^{m!} \frac{n_j v_j(i)}{n}, \quad (2)$$

donde  $v_j, j = 1, 2, \dots, m!$  representa todas las clasificaciones posibles de los  $m$  modelos,  $n_j$  es la frecuencia observada del orden  $j$ ,  $n = \sum_{j=1}^{m!} n_j$  y  $v_j(i)$  es el orden dado al objeto  $i$  en la clasificación  $j$ .

La Tabla 2 recoge los resultados de la clasificación y la frecuencia de ocurrencia de cada tipo de cielo.

Tabla 2. Clasificación de la bondad de los modelos evaluados por tipo de cielo y globalmente. El modelo que presenta un comportamiento mejor en cada caso ha sido sombreado

Modelo	Tipo de cielo ISO/CIE															Global
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Liu y Jordan	12	13	8	10	5	10	10	17	8	11	14	13	13	15	16	13
Bugler	9	11	4	9	1	8	7	11	15	16	18	19	19	19	19	17
Temps y Coulson	19	19	19	19	19	19	19	19	17	19	17	14	15	9	11	18
Klucher	15	15	12	14	4	12	17	15	10	13	15	9	14	8	9	9
Steven y Unsworth	3	6	1	4	7	7	15	12	13	8	6	2	1	4	2	4
Hay y Davies	10	9	5	7	3	6	1	1	9	7	7	12	11	14	8	7
Willmott	5	7	7	8	9	9	2	2	12	12	11	18	16	16	14	8
Ma y Iqbal	13	12	14	15	16	2	13	13	18	17	9	10	12	11	12	12
Koronakis	17	17	16	16	12	16	16	16	6	9	13	11	8	12	15	16
Gueymard	1	5	3	6	11	13	5	6	1	1	5	4	5	6	7	5
Perez et al. 1	8	4	6	3	6	1	9	9	3	6	4	5	6	3	5	2
Perez et al. 2	4	1	10	1	10	5	4	3	4	3	1	3	3	1	1	1
Reindl et al.	14	14	11	11	2	11	3	4	7	4	2	7	7	10	6	6
Tian et al.	11	10	13	12	15	15	12	14	16	15	19	17	18	18	18	15
Badescu	7	8	15	13	14	14	14	10	14	14	16	16	17	17	17	14
Muneer et al.	2	3	2	5	13	4	8	8	5	2	3	1	2	2	3	3
Olmo et al.	18	18	17	18	18	18	18	18	19	18	12	6	4	5	4	19
Demain et al.	6	2	9	2	8	3	6	7	2	5	8	8	9	7	10	10
Yao et al.	16	16	18	17	17	17	11	5	11	10	10	15	10	13	13	11
Frecuencia (%)	4.7	2.3	9.2	3.8	4.8	4.4	1.9	1.8	3.0	8.0	5.6	11.2	14.7	12.9	11.6	100

De acuerdo con la clasificación lineal mostrada en la Tabla 2, el modelo de Perez et al. 2 presenta el mejor comportamiento global, así como en 5 de los 15 tipos de cielo estándar ISO/CIE. En la clasificación global le sigue el modelo de Perez et al. 1, que difiere del anterior en la consideración de la componente circunsolar; puntual en el caso de Perez et al. 2 y con un semiángulo de apertura de 25° del área circunsolar en Perez et al. 1. La tercera posición la ocupa el modelo de Muneer et al. que obtiene la primera posición para el tipo de cielo 12. A pesar de ocupar la séptima posición en la clasificación global, el modelo Hay y Davies presenta el mejor comportamiento para los tipos de cielo ISO/CIE 7 y 8.

Las últimas posiciones de la clasificación están ocupadas por los modelos de Olmo et al., en última posición, y Temps y Coulson. Ambos modelos han obtenido errores especialmente elevados para los tipos de cielo cubiertos (tipos 1 a 5) e intermedios (tipos 6 a 10). Sin embargo, llama la atención que el modelo de Bugler, que se encuentra en el puesto 17 de la clasificación, ocupa el primer puesto para el cielo 5 (cielo homogéneo de la CIE).

## CONCLUSIONES

Como en otros análisis de calidad de los modelos de cálculo de irradiancia sobre plano inclinado, este trabajo pone de manifiesto la calidad del modelo de Perez et al. 2 ya que es el mejor clasificado. Pero el hecho de que su variante 2 se comporte especialmente bien en aquellos tipos de cielo que por su distribución de radiancia/luminancia exhibirían una corona circunsolar, merece un análisis más profundo.

Las buenas posiciones obtenidas por los modelos de Bugler y Steven y Unsworth en algunos de los tipos de cielos cubiertos revelan, por un lado, que en estos cielos un modelo sencillo como el de Bugler puede resultar suficiente y, por otro, que con un valor adecuado del parámetro  $b$  que incluye este modelo, el modelo de Steven y Unsworth es muy acertado.

El hecho de que el modelo de Demain et al., que resulta de la combinación de los modelos de Perez et al. 2, Willmott y Bugler, no haya ocupado en ningún cielo estándar los primeros puestos de la clasificación, pone de manifiesto que, manteniendo su idea básica, deberían realizarse análisis posteriores, por tipo de cielo, que comprendieran otras combinaciones posibles de modelos y con pesos relativos de cada uno de ellos diferentes de los originales.

Los resultados del modelo de Yao et al., el último en publicarse, no son todo lo buenos que se podría esperar. Si se descarta que haya alguna mala interpretación del modelo publicado o de los valores de sus coeficientes o que éstos sean muy dependientes del lugar para el que se han obtenido, la complicación añadida por su consideración de la partición del cielo en cuatro zonas en lugar de las tres de Perez, no parece estar justificada.

De acuerdo con los resultados obtenidos, es evidente que ningún modelo presenta el mejor comportamiento para todos los tipos de cielo estándar ISO/CIE. Una posible línea de investigación futura que se deriva de este trabajo es la mejora de los resultados mediante la selección del modelo más adecuado para cada tipo de cielo.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se ha desarrollado en el marco del proyecto IRILURREFLEX (ENE2017-86974-R), financiado por la Agencia Estatal de Investigación (AEI) y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

## REFERENCIAS

- Alvo, M., y Yu, P. L. H. (2014). Exploratory Analysis of Ranking Data. In *Statistical Methods for Ranking Data* (pp. 7–21). Springer New York. [https://doi.org/10.1007/978-1-4939-1471-5\\_2](https://doi.org/10.1007/978-1-4939-1471-5_2)
- Badescu, V. (2002). 3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces. *Renewable Energy*, 26(2), 221–233. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(01\)00123-9](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(01)00123-9)
- Bartzokas, A., Kambezidis, H. D., Darula, S., y Kittler, R. (2005). Comparison between winter Kipp & Zonen summer sky-luminance distribution in Central Europe and in the Eastern Mediterranean. *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, 67(7), 709–718. <https://doi.org/10.1016/J.JASTP.2004.12.008>
- Bugler, J. W. (1977). The determination of hourly insolation on an inclined plane using a diffuse irradiance model based on hourly measured global horizontal insolation. *Solar Energy*, 19(5), 477–491. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(77\)90103-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(77)90103-7)

- CIE. (1994). Guide to recommended practice of daylight measurement. Technical Report CIE 108:1994.
- Demain, C., Journée, M., y Bertrand, C. (2013). Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces. *Renewable Energy*, 50, 710–721. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2012.07.031>
- Evseev, E. G., y Kudish, A. I. (2009). An assessment of a revised Olmo et al. model to predict solar global radiation on a tilted surface at Beer Sheva, Israel. *Renewable Energy*, 34(1), 112–119. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.04.012>
- García, I., de Blas, M., y Torres, J. L. (2020). The sky characterization according to the CIE Standard General Sky: Comparative analysis of three classification methods. *Solar Energy*, 196, 468–483. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2019.12.039>
- Gueymard, C. A. (1987). An anisotropic solar irradiance model for tilted surfaces and its comparison with selected engineering algorithms. *Solar Energy*, 38(5), 367–386. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(87\)90009-0](https://doi.org/10.1016/0038-092X(87)90009-0)
- Hay, J. E., y Davies, J. A. (1980). Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface. *Proceedings of the First Canadian Solar Radiation Data Workshop*, 59–72.
- Hoyer-Klick, C., Dumortier, D., Tsvetkov, A., Polo, J., Torres, J. L., Kurz, C., y Ineichen, P. (2008). D 1.1.2 Existing Ground Data Sets. *Management and Exploitation of Solar Resource Knowledge*. CA – Contract No. 038665.
- ISO 15469:2004(E)/CIE S 011/E:2003. (2004). *Spatial Distribution of Daylight – CIE Standard General Sky*.
- Klucher, T. M. (1979). Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, 23(2), 111–114. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(79\)90110-5](https://doi.org/10.1016/0038-092X(79)90110-5)
- Koronakis, P. S. (1986). On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area. *Solar Energy*, 36(3), 217–225. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(86\)90137-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(86)90137-4)
- Liu, B. Y. H., y Jordan, R. C. (1961). Daily insolation on surfaces tilted towards equator. *ASHRAE Journal*, 10, 53–59.
- Ma, C. C. Y., y Iqbal, M. (1983). Statistical comparison of models for estimating solar radiation on inclined surfaces. *Solar Energy*, 31(3), 313–317. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(83\)90019-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(83)90019-1)
- Muneer, T. (1987). *Solar Radiation Modelling for the United Kingdom*. Council for National Academic Awards.
- Muneer, T. (1990). Solar radiation model for Europe. *Building Services Engineering Research and Technology*, 11(4), 153–163. <https://doi.org/10.1177/014362449001100405>
- Muneer, T., Gueymard, C. A., y Kambezidis, H. (2004). Hourly Slope Irradiation and Illuminance. In *Solar Radiation and Daylight Models* (pp. 143–221). Butterworth-Heinemann. <https://doi.org/10.1016/B978-075065974-1/50012-7>
- Olmo, F., Vida, J., Foyo, I., Castro-Diez, Y., y Alados-Arboledas, L. (1999). Prediction of global irradiance on inclined surfaces from horizontal global irradiance. *Energy*, 24(8), 689–704. [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(99\)00025-0](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(99)00025-0)
- Perez, R., Ineichen, P., Seals, R., Michalsky, J. J., y Stewart, R. (1990). Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy*, 44(5), 271–289. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90055-H](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90055-H)
- Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., y Menicucci, D. (1987). A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy*, 39(3), 221–231. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(87\)80031-2](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(87)80031-2)
- Reindl, D. T., Beckman, W. A., y Duffie, J. A. (1990). Evaluation of hourly tilted surface radiation models. *Solar Energy*, 45(1), 9–17. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90061-G](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90061-G)
- Steven, M. D., y Unsworth, M. H. (1979). The diffuse solar irradiance of slopes under cloudless skies. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 105(445), 593–602. <https://doi.org/10.1002/qj.49710544507>



Steven, M. D., y Unsworth, M. H. (1980). The angular distribution and interception of diffuse solar radiation below overcast skies. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 106(447), 57–61. <https://doi.org/10.1002/qj.49710644705>

Temps, R. C., y Coulson, K. L. (1977). Solar radiation incident upon slopes of different orientations. *Solar Energy*, 19(2), 179–184. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(77\)90056-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(77)90056-1)

Tian, Y. Q., Davies-Colley, R. J., Gong, P., y Thorrold, B. W. (2001). Estimating solar radiation on slopes of arbitrary aspect. *Agricultural and Forest Meteorology*, 109(1), 67–74. [https://doi.org/10.1016/S0168-1923\(01\)00245-3](https://doi.org/10.1016/S0168-1923(01)00245-3)

Willmott, C. J. (1982). On the climatic optimization of the tilt and azimuth of flat-plate solar collectors. *Solar Energy*, 28(3), 205–216. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(82\)90159-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90159-1)

Yang, D. (2016). Solar radiation on inclined surfaces: Corrections and benchmarks. *Solar Energy*, 136, 288–302. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2016.06.062>

Yao, W., Li, Z., Zhao, Q., Lu, Y., y Lu, R. (2015). A new anisotropic diffuse radiation model. *Energy Conversion and Management*, 95, 304–313. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2015.01.016>



## ESTIMACIÓN DE LA PLATAFORMA ENERGÉTICA SOLAR DISPONIBLE EN LA REGIÓN DE LOS LLANOS DE VENEZUELA

Amezquita Uxmal\*, Alvares Julio\*\*, Hurtado Yesika\*\*, Ulloa Carlos\*\*, Varela María\*\*

\* Escuela de Ingeniería Mecánica, Universidad Central de Venezuela, Dirección de contacto: Avenida Los Jabillos cruce con calle Las Flores, Ed Inma, piso 1 apto 1-A, Sabana Grande, Caracas - Venezuela. Código postal 1050.

Teléfono: +584122145672, [uxmal777@gmail.com](mailto:uxmal777@gmail.com)

\*\*Tesisistas del Instituto Universitario de Tecnología del Oeste Mariscal Sucre (IUTOMS).

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6104>

### RESUMEN

El objetivo de estimar la plataforma energética solar disponible de la Región de los Llanos Venezolanos la cual esta conformada por los Estados Anzoátegui, Apure, Barinas, Cojedes, Guárico, Lara y Portuguesa, fue obtener valores procesados de radiación solar global (H), directa (Rdir) y difusa (Rdif) a fin de conocer su comportamiento para usos de tecnologías solares. Se procesaron los datos promedios diarios de H para un periodo de 5 años por cada una de las 21 estaciones meteorológicas pertenecientes a zonas bioclimáticas distintas de los Estados mencionados y se determinaron los valores de Rdif y Rdir por dos modelos (Erbs y Collares Pereira Ralb). Se analizaron las gráficas de comportamiento de las radiaciones con base a los promedios mensuales. Entre las conclusiones están: La mayor H por Estado fue 18,21MJ/m<sup>2</sup> (Guárico), 17,18MJ/m<sup>2</sup> (Apure), 16,50MJ/m<sup>2</sup> (Lara) y la mayor por región 20,96MJ/m<sup>2</sup> (Cojedes) y la mayor Rdif (ERBS) por Estado fue 10,76MJ/m<sup>2</sup> (Anzoátegui), 11,39MJ/m<sup>2</sup> (Apure) y 11,39MJ/m<sup>2</sup> (Cojedes) y la mayor por región 11,51MJ/m<sup>2</sup> (Lara).

**PALABRAS CLAVES:** Análisis energético, Radiación global, Radiación difusa

### ABSTRACT

The objective of estimating the available solar energy platform of the Venezuelan Llanos Region, which is made up of the Anzoátegui, Apure, Barinas, Cojedes, Guárico, Lara and Portuguesa States, was to obtain processed values of global solar radiation (H), direct (Rdir) and diffuse (Rdif) in order to know their behavior for uses of solar technologies. The daily average data of H for a period of 5 years for each of the 21 meteorological stations belonging to different bioclimatic zones of the mentioned States were processed and the values of Rdif and Rdir were determined by two models (Erbs and Collares Pereira Ralb). Radiation performance graphs were analyzed based on monthly averages. Among the conclusions are: The highest H by State was 18.21MJ / m<sup>2</sup> (Guárico), 17.18MJ / m<sup>2</sup> (Apure), 16.50MJ / m<sup>2</sup> (Lara) and the highest by region 20.96MJ / m<sup>2</sup> (Cojedes) and the highest Rdif (ERBS) by State was 10.76MJ / m<sup>2</sup> (Anzoátegui), 11.39MJ / m<sup>2</sup> (Apure) and 11.39MJ / m<sup>2</sup> (Cojedes) and the highest by region 11.51MJ / m<sup>2</sup> (Lara).

**KEYWORDS:** Energy analysis, Global radiation, Diffuse radiation

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad existen diversas tecnologías para la captación y aprovechamiento de energía solar y entre las más usadas se encuentran: la tecnología fotovoltaica, los colectores solares, los concentradores solares, la tecnología solar pasiva (aluminado, enfriamiento y calefacción de edificios) entre otras. Para ser factibles las tecnologías antes mencionadas, dependen del equipo y de los costos de operación, del porcentaje de radiación solar que puede convertirse en el producto de energía deseado y de la cantidad de radiación solar disponible en el sitio de colocación, y es por ello que resulta fundamental en primera instancia, tener acceso a datos precisos de la radiación solar ya que mientras se conozcan los recursos de energía solar con más exactitud, tanto más se podrá perfeccionar los sistemas de energía solar y su selección. Por lo tanto, la obtención de los datos en forma exhaustiva, bien detallados sobre radiación solar, así como su forma de procesamiento es un factor esencial en el diseño de sistemas de energía solar. De lo anterior se infiere que la simulación del comportamiento dinámico de esos sistemas de energía solar a lo largo del tiempo es altamente necesaria para establecer su eficiencia, su desempeño y su confiabilidad. Para ello se requiere, entre otras variables que intervienen en un estudio de esa naturaleza tanto del conocimiento riguroso, como la contribución de las componentes directa y difusa de la radiación solar global medida en la superficie de la tierra.

Sobre la atmósfera se recibe un promedio de radiación solar (constante solar) de 1367 W/m<sup>2</sup>, valor establecido por la Organización Mundial de Meteorología, pero a nivel del suelo la radiación varía entre 0 a 1000 W/m<sup>2</sup>. Esta atenuación de los valores de radiación y su variabilidad en el tiempo se debe a varios factores, como son los efectos de absorción y difusión de la atmósfera, los astronómicos, los meteorológicos y el tipo de vegetación. Es por ello que para dos lugares que presenten las mismas características astronómicas (solo variando la longitud), no deberían presentar los mismos niveles de radiación solar global, directa y difusa.

El presente trabajo analiza el comportamiento en el tiempo de la radiación solar global, directa y difusa (usando herramientas de cálculo y estadísticas) de 21 estaciones meteorológicas diseminadas a lo largo y ancho de la región de los Llanos Venezolanos, cuya zona bioclimática predominante es la Tropical de Sabana y están distribuidas estratégicamente entre los Estados: Anzoátegui, Apure, Barinas, Cojedes, Guárico, Lara y Portuguesa (ver Fig.1); todo con el fin de determinar y comparar el potencial energético solar de cada Estado y con base a lo anterior, tratar de estimar (por fusión de datos) el potencial o plataforma energética solar de todo la región de los llanos Venezolanos.

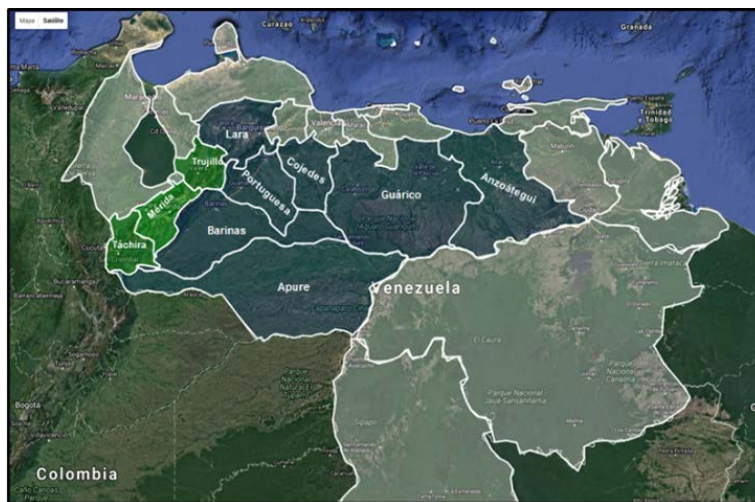


Fig 1. Estados de la Región de los Llanos de Venezuela (azulado oscuro)

## MARCO METODOLOGICO

### Definición de los Datos y Zonas de Estudio

De las Estaciones Meteorológicas pertenecientes al Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMEH) diseminadas a lo largo y vasto de la region de los Llanos en Venezuela, se seleccionaron 21 de ellas por cumplir con los requerimientos para este estudio (insignes del instituto, registro de por lo menos 5 años consecutivos en cada Estación, datos confiables y certificados, gran número de variables meteorológicas, ubicación en zonas bioclimaticas representativas de cada Estado), las cuales fueron las siguientes:

#### **Del Estado Anzoategui:**

Musinacio (latitud 7°42'21'', longitud -64°46'30'', 52 m.s.n.m, 1984-1988)

La Viuda (latitud 8°52'0'', longitud -63°40'0'', 188 m.s.n.m, 1971-1975)

La Canoa (latitud 8°37'18'', longitud -63°51'54'', 140 m.s.n.m, 1976-1980)  
 El Tigre (latitud 8°52'0'', longitud -64°13'0'', 265 m.s.n.m, 1998-2002)  
 La Corcovada (latitud 10°5'0'', longitud -64°34'0'', 90 m.s.n.m, 1991- 1995).  
 La Zona Bioclimatica (Koppen) predominante en este Estado es: Sabanas herbazales y bosques tropofitos semi-secos.

**Del Estado Apure:**

Elorza (latitud 7°3'0'', longitud -69°29'0'', 90 m.s.n.m, 1987- 1991)  
 Bruzual (latitud 8°0'20'', longitud -69°20'35'', 80 m.s.n.m, 1986- 1990)  
 Zona Bioclimatica (Koppen) predominante: selva tipo amazónica con sabanas de bosques húmedos y semi-secos.

**Del Estado Barinas:**

Aeropuerto (latitud 8°36'0'', longitud -70°15'0'', 189 m.s.n.m, 1986- 1990)  
 La Quinta (latitud 8°19'0'', longitud -70°0'0'', 165 m.s.n.m, 1993- 1997)  
 Zona Bioclimatica (Koppen) predominante: sabanas (herbazales) y bosques tropofito sub-húmedos, sabanas herbazales y bosques tropofito semi-secos.

**Del Estado Cojedes:**

San Carlos Unellez (latitud 9°41'51'', longitud -68°35'11'', 86 m.s.n.m, 1992- 1996)  
 Zona Bioclimatica (Koppen) predominante: bosques húmedos y sabanas semisecos con templado de altura.

**Del Estado Guárico:**

Guanapito (latitud 9°55'37'', longitud -66°24'0'', 422 m.s.n.m, 1981- 1985)  
 San Juan de los Morros (latitud 9°55'11'', longitud -67°21'43'', 433 m.s.n.m, 1981 -1985)  
 Rio Verde (latitud 9°33'0'', longitud - 67°40'0'', 171 m.s.n.m, 1974 - 1978),  
 Presa Tamanaco (latitud 9°27'2'', longitud -66°3'56'', 160 m.s.n.m, 2000- 2004),  
 Mayalito-Cujialote (latitud 9°32'57'', longitud -60°12'0'', 130 m.s.n.m, 1974- 1978),  
 Valle la Pascua (latitud 9°13'0'', longitud -66°0'0'', 184 m.s.n.m, 2000 - 2004),  
 Biológica Los Llanos (latitud 8°53'0'', longitud -77°19'0'', 86 m.s.n.m, 2001- 2005);  
 Zona Bioclimatica (Koppen) predominante: Sabanas con bosques semisecos y bosques húmedos.

**Del Estado Lara:**

Moroturo (latitud 10°33'2'', longitud -69°14'19'', 190 m.s.n.m, 1986- 1990)  
 Zona Bioclimatica (Koppen) predominante: sabanas y bosques semisecos, desierto árido y templado de altura.

**Del Estado Portuguesa:**

Banco de los Cedros (latitud 8°57'0'', longitud -69°43'0'', 125 m.s.n.m, 2000- 2004)  
 Experimental las Majaguas (latitud 9 ° 40'0'', longitud -68 °59'0'', 149 m.s.n.m, 1978- 1982)  
 Mesas de Cavacas (latitud 9°4'0'', longitud -69°48'0'', 255 m.s.n.m, 1981- 1985)  
 Zona Bioclimatica (Koppen) predominante: Sabanas con bosques semisecos y bosques húmedos.

INAMEH suministró los datos promedios diarios de la radiación solar global (H) de los periodos mencionados de cada una de las estaciones seleccionadas (38325 datos en total).

Del Procesamiento de los Datos

Se construyó una base de datos bajo plataforma Microsoft Excel 2007 for Windows con los datos promedios diarios de la radiación solar global (H) suministrados y se ordenaron secuencialmente bajo un esquema diario por mes, por año, por Estacion Meteorologica (esquema fecha calendario). Los datos faltantes (9.8% del total) fueron completados por el promedio aritmético de la familia de datos de igual fecha calendario del dato faltante.

A partir de la latitud de cada Estación Meteorológica se calculó para cada uno de los 365 días del año el valor de la radiación solar extraterrestre (Ho) (Duffie y Beckman, 1991) y se asoció a cada valor de H con su valor respectivo de Ho según el esquema de fecha calendario. Se determinó el índice de claridad diario (kt) (Duffie y Beckman, 1991) asociado a cada valor de H y de Ho de cada zona, bajo el esquema de fechas calendario. Después se calculó la radiación solar difusa (Rdif) y directa (Rdir) diarias para cada valor de H y kt de cada Estacion Meteorologica, según dos modelos de la referencia internacional el modelo de Erbs (con  $\omega_s > 81.4^\circ$ ) (Erbs, Klein y Duffie, 1982) y el modelo de Collares – Pereira – Ralb (CPR) (Collares-Pereira y Ralb, 1979). Realizado lo anterior y con la base de datos conformada por los campos H, kt, Ho, Rdif-Erbs, Rdir-Erbs, Rdif-CPR y Rdir-CPR de cada Estaciones Meteorologicas para cada Estado en estudio (268275 datos totales), se procedio con el mismo software (Microsoft Excel 2007 for Windows) a determinar los parametros clásicos estadísticos (promedio aritmético, mediana, moda y desviación típica) en tres diferentes niveles de tiempo base de procesamiento de cada campo por Estación.

El procesamiento de los datos se realizo en tres diferentes bases de tiempo configurados en promedio diario (bajo el esquema de fecha calendario), en promedio mensual y promedio anual para cada uno de los campos, obteniendose el perfil energético solar del área de cada Estacion Meteorológica; luego se fusionaron los datos de todas las Estaciones correspondientes a un Estado, dando como resultado lo que se denomino zona ficticia del Estado en evaluacion, cuyo fin es el de tener una aproximación al comportamiento macro en cada campo como si fuera el comportamiento real del Estado, de aqui se define la plataforma energetica solar de cada Estado de la Region de los Llanos Venezolanos.

Por ultimo para definir la plataforma energética solar de la Región de los Llanos Venezolanos como un todo, se realizo un procedimiento similar al efectuado en cada Estado, de fusion de datos por campo de todas las Estaciones Meteorologicas bajo el esquema de procesamiento de tres diferentes bases de tiempo.

Como resultado de lo descrito anteriormente, se obtuvo tablas de estadísticos por cada campo mencionado, según el tiempo base de procesamiento en cada Estacion Meteorologica de cada Estado y por fusion de datos para la Region de los Llanos en general, esquemas de distribución por frecuencias promedio mensual de los campos de estudio y gráficas de comportamiento mensual. Para el presente artículo por razones de extension del artículo, solo se presentan las tablas de todos los Estados estudiados y solo dos gráficas (Anzoategui y la Region de los Llanos en general) a manera ilustrativa del comportamiento mensual de las variables o campos. No se expresaron ecuaciones en este artículo, ya que pueden ser ubicadas en la referencia bibliográfica.

RESULTADOS

Del Estado Anzoátegui

Tabla 1. Valores promedios mensuales de radiación solar extraterrestre, global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Anzoátegui

Valores Promedios Mensuales del Comportamiento de la Radiación Solar Extraterrestre, Global, Directa y Difusa (Erbs, Collares-Pereire-Ralb) e Indice de Claridad							
Estado: Anzoátegui		Unidad de Radiación: MJ/m2					
Mes	Rad. Extraterrestre	Rad. Global	Rad. Directa (Erbs)	Rad. Difusa (Erbs)	Rad. Directa (CPR)	Rad. Difusa (CPR)	Ind. Claridad
Enero	32,52	12,84	3,65	9,20	3,57	9,27	0,40
Febrero	34,82	13,90	3,97	9,93	3,95	9,95	0,40
Marzo	36,99	14,40	3,95	10,45	3,91	10,49	0,39
Abril	37,79	14,35	3,60	10,76	3,52	10,84	0,38
Mayo	37,25	13,63	3,37	10,26	3,33	10,30	0,37
Junio	36,63	12,50	2,40	10,10	2,29	10,22	0,34
Julio	36,78	12,85	2,63	10,22	2,51	10,34	0,35
Agosto	37,33	13,15	2,72	10,43	2,60	10,54	0,35
Septiembre	37,06	14,00	3,49	10,52	3,41	10,60	0,38
Octubre	35,29	13,24	3,23	10,01	3,15	10,09	0,38
Noviembre	32,92	12,65	3,36	9,29	3,21	9,44	0,38
Diciembre	31,64	11,68	2,84	8,84	2,78	8,90	0,37

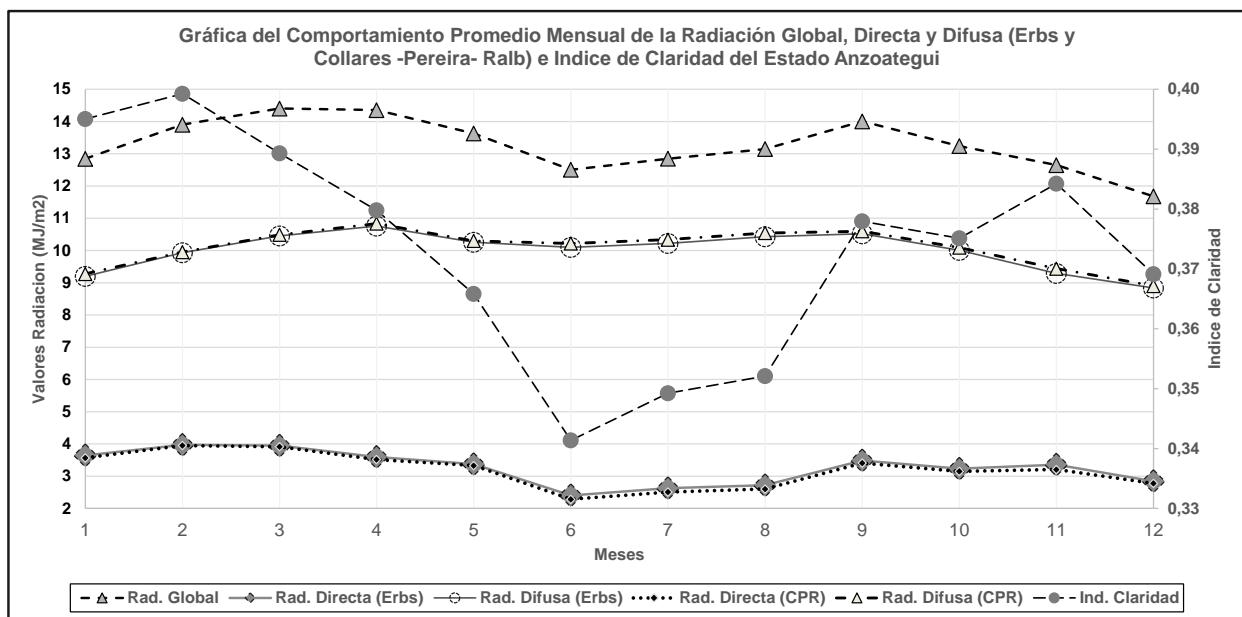


Fig 2. Gráfica de promedios mensuales de radiación solar global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Anzoátegui.

Del Estado Apure

Tabla 2. Valores promedios mensuales de radiación solar extraterrestre, global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Apure

Valores Promedios Mensuales del Comportamiento de la Radiación Solar Extraterrestre, Global, Directa y Difusa (Erbs, Collares-Pereire-Ralb) e Índice de Claridad							
Estado: Apure			Unidad de Radiación: MJ/m <sup>2</sup>				
Mes	Rad. Extraterrestre	Rad. Global	Rad. Directa (Erbs)	Rad. Difusa (Erbs)	Rad. Directa (CPR)	Rad. Difusa (CRP)	Ind. Claridad
Enero	33,12	15,78	5,67	10,11	5,69	10,10	0,477
Febrero	35,26	17,01	6,33	10,68	6,38	10,63	0,482
Marzo	37,17	17,18	5,78	11,40	5,75	11,43	0,462
Abril	37,69	15,64	4,32	11,32	4,21	11,43	0,415
Mayo	36,93	14,37	3,50	10,87	3,37	11,00	0,389
Junio	36,20	13,81	3,19	10,61	3,06	10,75	0,381
Julio	36,40	13,88	3,30	10,58	3,18	10,69	0,381
Agosto	37,14	13,88	3,13	10,76	3,00	10,89	0,374
Septiembre	37,13	14,78	3,81	10,97	3,70	11,09	0,398
Octubre	35,65	14,38	3,81	10,57	3,71	10,67	0,403
Noviembre	33,48	13,73	3,65	10,08	3,53	10,20	0,410
Diciembre	32,29	14,53	4,66	9,87	4,61	9,92	0,450

Del Estado Barinas

Tabla 3. Valores promedios mensuales de radiación solar extraterrestre, global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Barinas

Valores Promedios Mensuales del Comportamiento de la Radiación Solar Extraterrestre, Global, Directa y Difusa (Erbs, Collares-Pereire-Ralb) e Índice de Claridad							
Estado: Barinas			Unidad de Radiación: MJ/m <sup>2</sup>				
Mes	Rad. Extraterrestre	Rad. Global	Rad. Directa (Erbs)	Rad. Difusa (Erbs)	Rad. Directa (CPR)	Rad. Difusa (CRP)	Ind. Claridad
Enero	32,70	12,58	3,00	9,58	2,89	9,69	0,385
Febrero	34,96	12,99	2,95	10,05	2,84	10,16	0,372
Marzo	37,05	12,95	2,56	10,39	2,44	10,52	0,350
Abril	37,76	12,17	2,03	10,14	1,91	10,25	0,322
Mayo	37,16	11,88	1,93	9,95	1,82	10,06	0,320
Junio	36,50	12,34	2,31	10,04	2,19	10,15	0,338
Julio	36,67	12,95	2,68	10,26	2,57	10,37	0,353
Agosto	37,28	13,39	2,72	10,67	2,57	10,82	0,359
Septiembre	37,08	13,26	2,76	10,50	2,63	10,62	0,357
Octubre	35,40	12,50	2,44	10,05	2,31	10,19	0,353
Noviembre	33,09	11,97	2,50	9,47	2,38	9,59	0,362
Diciembre	31,84	12,17	2,84	9,33	2,73	9,44	0,382

Del Estado Cojedes

Tabla 4. Valores promedios mensuales de radiación solar extraterrestre, global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Cojedes

Valores Promedios Mensuales del Comportamiento de la Radiación Solar Extraterrestre, Global, Directa y Difusa (Erbs, Collares-Pereire-Ralb) e Índice de Claridad							
Estado: Cojedes			Unidad de Radiación: MJ/m <sup>2</sup>				
Mes	Rad. Extraterrestre	Rad. Global	Rad. Directa (Erbs)	Rad. Difusa (Erbs)	Rad. Directa (CPR)	Rad. Difusa (CRP)	Ind. Claridad
Enero	32,13	16,98	7,48	9,50	7,69	9,29	0,528
Febrero	33,35	18,14	7,90	10,24	8,11	10,03	0,544
Marzo	36,87	18,80	7,72	11,09	7,87	10,93	0,510
Abril	37,85	16,63	5,14	11,49	5,07	11,56	0,439
Mayo	37,45	16,12	4,73	11,39	4,63	11,49	0,430
Junio	36,89	16,02	4,79	11,23	4,70	11,31	0,434
Julio	37,01	16,50	5,25	11,25	5,20	11,30	0,446
Agosto	37,45	16,63	5,25	11,38	5,20	11,43	0,444
Septiembre	37,00	16,87	5,51	11,36	5,46	11,41	0,456
Octubre	35,06	16,67	5,98	10,69	6,00	10,66	0,475
Noviembre	32,56	16,08	6,25	9,84	6,33	9,75	0,494
Diciembre	31,23	16,09	6,76	9,33	6,91	9,18	0,515

Del Estado Guarico

Tabla 5. Valores promedios mensuales de radiación solar extraterrestre, global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Guarico

Valores Promedios Mensuales del Comportamiento de la Radiación Solar Extraterrestre, Global, Directa y Difusa (Erbs, Collares-Pereire-Ralb) e Índice de Claridad							
Estado: Guarico			Unidad de Radiación: MJ/m <sup>2</sup>				
Mes	Rad. Extraterrestre	Rad. Global	Rad. Directa (Erbs)	Rad. Difusa (Erbs)	Rad. Directa (CPR)	Rad. Difusa (CRP)	Ind. Claridad
Enero	32,02	15,81	6,25	9,57	6,33	9,49	0,494
Febrero	34,46	17,18	7,16	10,02	7,26	9,93	0,499
Marzo	36,83	18,21	7,32	10,89	7,40	10,81	0,494
Abril	37,86	16,39	5,04	11,35	4,98	11,41	0,433
Mayo	37,50	15,36	4,19	11,16	4,09	11,27	0,409
Junio	36,95	15,26	4,22	11,03	4,12	11,14	0,413
Julio	37,07	15,92	4,81	11,12	4,73	11,19	0,430
Agosto	37,48	16,20	4,87	11,33	4,79	11,41	0,432
Septiembre	36,98	16,55	5,38	11,16	5,34	11,20	0,447
Octubre	35,00	15,82	5,30	10,52	5,27	10,55	0,452
Noviembre	32,46	15,25	5,58	9,67	5,59	9,66	0,470
Diciembre	31,12	14,79	5,50	9,29	5,52	9,27	0,475

Del Estado Lara

Tabla 6. Valores promedios mensuales de radiación solar extraterrestre, global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Lara

Valores Promedios Mensuales del Comportamiento de la Radiación Solar Extraterrestre, Global, Directa y Difusa (Erbs, Collares-Pereire-Ralb) e Índice de Claridad							
Estado: Lara			Unidad de Radiación: MJ/m <sup>2</sup>				
Mes	Rad. Extraterrestre	Rad. Global	Rad. Directa (Erbs)	Rad. Difusa (Erbs)	Rad. Directa (CPR)	Rad. Difusa (CRP)	Ind. Claridad
Enero	31,73	14,07	4,29	9,77	4,21	9,86	0,443
Febrero	34,25	14,66	4,18	10,48	4,07	10,60	0,428
Marzo	36,73	16,27	4,99	11,29	4,90	11,37	0,443
Abril	37,89	15,05	3,65	11,40	3,48	11,57	0,397
Mayo	37,64	14,88	3,61	11,27	3,45	11,43	0,395
Junio	37,14	15,32	4,03	11,28	3,89	11,43	0,412
Julio	37,24	15,84	4,43	11,40	4,30	11,54	0,425
Agosto	37,55	16,50	4,99	11,51	4,89	11,61	0,439
Septiembre	36,93	16,31	5,01	11,31	4,93	11,39	0,442
Octubre	34,82	15,02	4,40	10,62	4,31	10,72	0,431
Noviembre	32,19	13,00	3,28	9,71	3,15	9,85	0,404
Diciembre	30,80	12,92	3,52	9,40	3,40	9,52	0,419

Del Estado Portuguesa

Tabla 7. Valores promedios mensuales de radiación solar extraterrestre, global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Portuguesa

Valores Promedios Mensuales del Comportamiento de la Radiación Solar Extraterrestre, Global, Directa y Difusa (Erbs, Collares-Pereire-Ralb) e Índice de Claridad							
Estado: Portuguesa			Unidad de Radiación: MJ/m <sup>2</sup>				
Mes	Rad. Extraterrestre	Rad. Global	Rad. Directa (Erbs)	Rad. Difusa (Erbs)	Rad. Directa (CPR)	Rad. Difusa (CRP)	Ind. Claridad
Enero	32,35	14,27	4,33	9,94	4,25	10,02	0,441
Febrero	34,70	14,71	4,11	10,59	3,99	10,71	0,424
Marzo	36,94	15,05	3,89	11,16	3,74	11,30	0,407
Abril	37,82	12,87	2,29	10,57	2,15	10,72	0,340
Mayo	37,34	12,82	2,32	10,51	2,17	10,65	0,343
Junio	36,74	13,09	2,54	10,55	2,38	10,71	0,356
Julio	36,88	13,58	2,86	10,72	2,71	10,87	0,368
Agosto	37,38	13,72	2,83	10,88	2,67	11,05	0,367
Septiembre	37,03	14,02	3,11	10,91	2,95	11,06	0,379
Octubre	35,19	13,80	3,30	10,50	3,16	10,64	0,392
Noviembre	32,76	13,66	3,71	9,95	3,59	10,07	0,417
Diciembre	31,46	13,02	3,45	9,57	3,32	9,69	0,414



De la Región de los Llanos

Tabla 8. Valores promedios mensuales de radiación solar extraterrestre, global, directa y difusa e índice de claridad de la Región de Los Llanos

Valores Promedios Mensuales del Comportamiento de la Radiación Solar Extraterrestre, Solar Global, Directa y Difusa (Erbs, Collares-Pereira-Ralb) e Índice de Claridad							
Región de Estudio: Los Llanos			Unidad de Radiación: MJ/m <sup>2</sup>				
Mes	Rad. Extraterrestre	Rad. Global	Rad. Directa (Erbs)	Rad. Difusa (Erbs)	Rad. Directa (CPR)	Rad. Difusa (CRP)	Ind. Claridad
Enero	32,37	14,92	5,25	9,67	5,24	9,67	0,461
Febrero	34,54	15,78	5,50	10,28	5,50	10,29	0,457
Marzo	36,94	16,41	5,46	10,95	5,43	10,98	0,444
Abril	37,81	14,79	3,79	11,00	3,68	11,11	0,391
Mayo	37,33	14,24	3,47	10,77	3,35	10,88	0,381
Junio	36,72	14,31	3,61	10,69	3,49	10,82	0,390
Julio	36,86	14,78	3,99	10,79	3,88	10,90	0,401
Agosto	37,37	15,05	4,06	10,99	3,95	11,11	0,403
Septiembre	37,03	15,30	4,34	10,96	4,24	11,05	0,413
Octubre	35,20	14,70	4,28	10,42	4,20	10,50	0,418
Noviembre	32,78	13,95	4,23	9,72	4,15	9,79	0,426
Diciembre	31,48	13,92	4,54	9,38	4,50	9,42	0,442

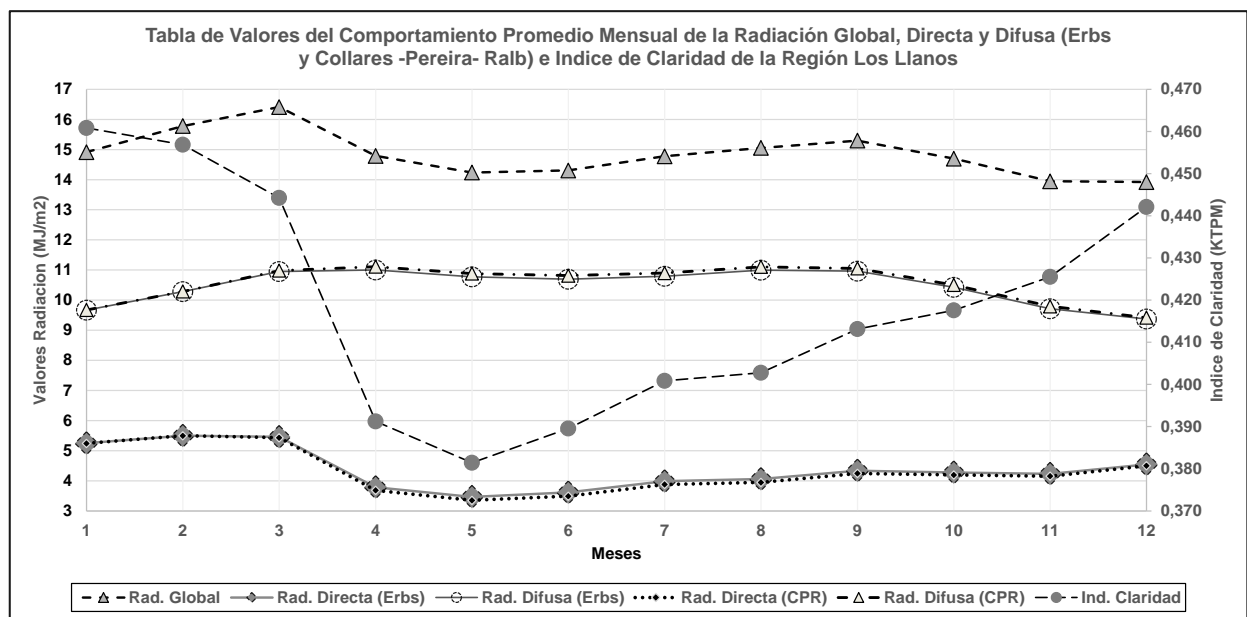


Fig 3. Gráfica de promedios mensuales de radiación solar global, directa y difusa e índice de claridad de la Región de los Llanos

CONCLUSIONES

- La diferencia porcentual de la radiación solar difusa promedio mensual calculada bajo el modelo de Erbs y bajo el modelo CPR no supera el 5% en el caso mas desfavorable y mantienen una tendencia general menor del 2% en todos los Estados estudiados. Esto indica que por la proximidad de los resultados es indiferente usar uno u otro modelo para el cálculo de la radiación difusa.
- Las curvas de la variación anual de la radiación solar extraterrestre entre 7° y 10° de Latitud Norte pertenecientes a los Estados de la Region de los Llanos, no presentan variaciones significativas entre ellas. por ende se puede aproximar a una curva promedio.
- Las curvas de la variación anual de la radiación solar difusa pertenecientes a cada Estado de la Region de los Llanos (entre 7° y 10° de Latitud Norte), no presentan variaciones significativas entre ellas, por ende se puede aproximar a una curva promedio.
- No se detectó variaciones notables por efecto estacional en las curvas de variación anual de la radiación difusa de las zonas en estudio.
- El Estado con mayor radiacion global de la región de los Llanos se encontro en el Estado Cojedes con 18,80MJ/m<sup>2</sup>
- El Estado con menor radiacion global de la región de los Llanos se encontro en el Estado Anzoategui con 11,68MJ/m<sup>2</sup>

- El Estado con mayor radiación directa (ERBS) de la región de los Llanos se encontró en el Estado Cojedes con 7,90MJ/m<sup>2</sup>
- El Estado con menor radiación directa (ERBS) de la región de los Llanos se encontró en el Estado Barinas con 1,93MJ/m<sup>2</sup>
- El Estado con mayor radiación difusa (ERBS) de la región de los Llanos se encontró en el Estado Lara con 11,51MJ/m<sup>2</sup>
- El Estado con menor radiación difusa (ERBS) de la región de los Llanos se encontró en el Estado Anzoátegui con 8,84MJ/m<sup>2</sup>
- Se detectó cambios por efecto estacional en las curvas de variación anual de la radiación global y directa de las zonas en estudio.
- La Región de los Llanos Venezolanos (fusión de datos) posee un pico máximo de radiación solar global de 16,41MJ/m<sup>2</sup> y un mínimo de 13,92MJ/m<sup>2</sup>
- La Región de los Llanos Venezolanos (fusión de datos) posee un pico máximo de radiación solar directa (ERBS) de 5,50MJ/m<sup>2</sup> y un mínimo de 3,47MJ/m<sup>2</sup>
- La Región de los Llanos Venezolanos (fusión de datos) posee un pico máximo de radiación solar difusa (ERBS) de 11,00MJ/m<sup>2</sup> y un mínimo de 9,38MJ/m<sup>2</sup>

#### REFERENCIAS

Alvares J., Hurtado Y., Ulloa C. y Varela M. (2018). “Comportamiento de la Radiación Global, Directa y Difusa en la Región de los Andes y Llanos Venezolanos, partiendo del uso del Índice de Claridad”. Trabajo de Pregrado de Ingeniería. Instituto Universitario de Tecnología del Oeste Mariscal Sucre. Escuela de Ingeniería Mecánica.

Amézquita Z, U. (2005). “Estudio Estadístico de la Radiación Solar Global en el Estado Bolívar y la Influencia de las Variables Meteorológicas en el Índice de Claridad”. Trabajo de Grado de Maestría. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica.

Collares-Pereira, M. and Rabl, A. (1979). “The Average Distribution of Solar Radiation Correlations between Diffuse and Hemispherical and between Daily and Hourly Insolation Values”, *Solar Energy*. Vol 22. pp. 155- 164.

Duffie J.A. and Beckman W.A. (1991) *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2<sup>nd</sup> edn. pp. 1-87. Wiley Interscience, New York.

Erbs, D.G., Klein, S.A. and Duffie, J.A. 1982. “Estimation of The Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly – Average Global Radiation”, *Solar Energy*. Vol 28. N° 4. pp. 293- 302.

## ESTIMACIÓN DE LA PLATAFORMA ENERGÉTICA SOLAR DISPONIBLE EN LA REGIÓN DE LOS ANDES VENEZOLANOS

Amezquita Uxmal\*, Alvares Julio\*\*, Hurtado Yesika\*\*, Ulloa Carlos\*\*, Varela María\*\*

\* Escuela de Ingeniería Mecánica, Universidad Central de Venezuela, Dirección de contacto: Avenida Los Jabillos cruce con calle Las Flores, Ed Inma, piso 1 apto 1-A, Sabana Grande, Caracas - Venezuela. Código postal 1050.

Teléfono: +584122145672, [uxmal777@gmail.com](mailto:uxmal777@gmail.com)

\*\*Tesisistas del Instituto Universitario de Tecnología del Oeste Mariscal Sucre (IUTOMS).

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6105>

### RESUMEN

El objetivo de estimar la plataforma energética solar disponible de la Región de los Andes Venezolanos, la cual esta conformada por los Estados Mérida, Táchira y Trujillo, fue obtener valores procesados de radiación solar global (H), directa (Rdir) y difusa (Rdif) a fin de conocer su comportamiento para usos de tecnologías solares. Se procesaron los datos promedios diarios de H para un periodo de 5 años por cada una de las 3 estaciones meteorológicas pertenecientes a zonas bioclimáticas distintas de los Estados mencionados y se determinaron los valores de Rdif y Rdir por dos modelos (Erbs y Collares Pereira Ralb). Se analizaron las gráficas de comportamiento de las radiaciones con base a los promedios mensuales. Entre las conclusiones están: La mayor H por Estado fue 15,89MJ/m<sup>2</sup> (Trujillo), 16,11MJ/m<sup>2</sup> (Táchira) y la mayor por región 20,96MJ/m<sup>2</sup> (Merida) y la mayor Rdif (ERBS) por Estado fue 11,33MJ/m<sup>2</sup> (Táchira), 11,37MJ/m<sup>2</sup> (Merida) y la mayor por región 11,45MJ/m<sup>2</sup> (Trujillo).

**PALABRAS CLAVES:** Análisis energético, Radiación global, Radiación difusa

### ABSTRACT

The objective of estimating the available solar energy platform of the Venezuelan Andes Region, which is made up of the States of Mérida, Táchira and Trujillo, was to obtain processed values of global solar radiation (H), direct (Rdir) and diffuse (Rdif) in order to know its behavior for uses of solar technologies. The daily average H data for a period of 5 years were processed for each of the 3 meteorological stations belonging to different bioclimatic zones of the mentioned States and the values of Rdif and Rdir were determined by two models (Erbs and Collares Pereira Ralb). Radiation performance graphs were analyzed based on monthly averages. Among the conclusions are: The highest H per State was 15.89MJ/m<sup>2</sup> (Trujillo), 16.11MJ/m<sup>2</sup> (Táchira) and the highest per region 20.96MJ/m<sup>2</sup> (Merida) and the highest Rdif (ERBS) per State It was 11.33MJ/m<sup>2</sup> (Táchira), 11.37MJ/m<sup>2</sup> (Merida) and the highest by region 11.45MJ/m<sup>2</sup> (Trujillo).

**KEYWORDS:** Energy analysis, Global radiation, Diffuse radiation

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad existen diversas tecnologías para la captación y aprovechamiento de energía solar y entre las más usadas se encuentran: la tecnología fotovoltaica, los colectores solares, los concentradores solares, la tecnología solar pasiva (alumbrado, enfriamiento y calefacción de edificios) entre otras. Para ser factibles las tecnologías antes mencionadas, dependen del equipo y de los costos de operación, del porcentaje de radiación solar que puede convertirse en el producto de energía deseado y de la cantidad de radiación solar disponible en el sitio de colocación, y es por ello que resulta fundamental en primera instancia, tener acceso a datos precisos de la radiación solar ya que mientras se conozcan los recursos de energía solar con más exactitud, tanto más se podrá perfeccionar los sistemas de energía solar y su selección. Por lo tanto, la obtención de los datos en forma exhaustiva, bien detallados sobre radiación solar, así como su forma de procesamiento es un factor esencial en el diseño de sistemas de energía solar. De lo anterior se infiere que la simulación del comportamiento dinámico de esos sistemas de energía solar a lo largo del tiempo es altamente necesaria para establecer su eficiencia, su desempeño y su confiabilidad. Para ello se requiere, entre otras variables que intervienen en un estudio de esa naturaleza tanto del conocimiento riguroso, como la contribución de las componentes directa y difusa de la radiación solar global medida en la superficie de la tierra.

Sobre la atmósfera se recibe un promedio de radiación solar (constante solar) de 1367 W/m<sup>2</sup>, valor establecido por la Organización Mundial de Meteorología, pero a nivel del suelo la radiación varía entre 0 a 1000 W/m<sup>2</sup>. Esta atenuación de los valores de radiación y su variabilidad en el tiempo se debe a varios factores, como son los efectos de absorción y difusión de la atmósfera, los astronómicos, los meteorológicos y el tipo de vegetación. Es por ello que para dos lugares que presenten las mismas características astronómicas (solo variando la longitud), no deberían presentar los mismos niveles de radiación solar global, directa y difusa.

El presente trabajo analiza el comportamiento en el tiempo de la radiación solar global, directa y difusa (usando herramientas de cálculo y estadísticas) de 3 estaciones meteorológicas diseminadas a lo largo y ancho de la región de los Andes Venezolanos, cuya zonas bioclimáticas predominantes son variadas tales como: bosques de altura tropofitos, bosques tropofitos húmedos, sabanas de altura entre otros y están distribuidas estratégicamente entre los Estados: Mérida, Táchira y Trujillo (ver Fig. 1); todo con el fin de determinar y comparar el potencial energético solar de cada Estado y con base a lo anterior, tratar de estimar (por fusión de datos) el potencial o plataforma energética solar de todo la región de los Andes Venezolanos.

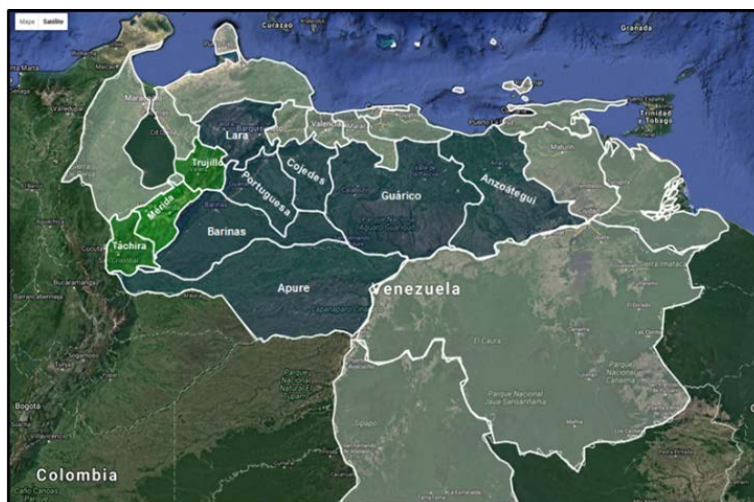


Fig 1. Estados de la Región de los Andes de Venezuela (verde claro)

## MARCO METODOLOGICO

### Definición de los Datos y Zonas de Estudio

De las Estaciones Meteorológicas pertenecientes al Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMEH) diseminadas a lo largo y vasto de la región de los Andes en Venezuela, se seleccionaron 3 de ellas por cumplir con los requerimientos para este estudio (insignes del instituto, registro de por lo menos 5 años consecutivos en cada Estación, datos confiables y certificados, gran número de variables meteorológicas, ubicación en zonas bioclimáticas representativas de cada Estado), las cuales fueron las siguientes:

**Del Estado Mérida:**

Mérida (latitud 8°36'0'', longitud -71°9'0'', 1870 m.s.n.m, 1967-1971)

La Zona Bioclimática (Koppen) predominante en este Estado es: Sabanas herbazales y bosques de altura tropofitos.

Clima templado de altura

**Del Estado Táchira:**

Bramon Escuela (latitud 7°39'22'', longitud -72°56'4'', 1105 m.s.n.m, 1982- 1986)

Zona Bioclimática (Koppen) predominante: Sabanas herbazales, bosques tropofitos húmedos en combinación de suelos áridos con vegetación xerofila con montes espinosos.

**Del Estado Trujillo:**

La Ceiba (latitud 9°28'21'', longitud -71°9'00'', 2 m.s.n.m, 1990- 1994)

Zona Bioclimática (Koppen) predominante: Sabanas herbazales y bosques de altura tropofitos.

INAMEH suministró los datos promedios diarios de la radiación solar global (H) de los periodos mencionados de cada una de las estaciones seleccionadas (5070 datos en total).

Del Procesamiento de los Datos

Se construyó una base de datos bajo plataforma Microsoft Excel 2007 for Windows con los datos promedios diarios de la radiación solar global (H) suministrados y se ordenaron secuencialmente bajo un esquema diario por mes, por año, por Estación Meteorológica (esquema fecha calendario). Los datos faltantes (7.4% del total) fueron completados por el promedio aritmético de la familia de datos de igual fecha calendario del dato faltante.

A partir de la latitud de cada Estación Meteorológica se calculó para cada uno de los 365 días del año el valor de la radiación solar extraterrestre ( $H_o$ ) (Duffie y Beckman, 1991) y se asoció a cada valor de H con su valor respectivo de  $H_o$  según el esquema de fecha calendario. Se determinó el índice de claridad diario (kt) (Duffie y Beckman, 1991) asociado a cada valor de H y de  $H_o$  de cada zona, bajo el esquema de fechas calendario. Después se calculó la radiación solar difusa (Rdif) y directa (Rdir) diarias para cada valor de H y kt de cada Estación Meteorológica, según dos modelos de la referencia internacional el modelo de Erbs (con  $\omega_s > 81.4^\circ$ ) (Erbs, Klein y Duffie, 1982) y el modelo de Collares – Pereira – Rabl (CPR) (Collares-Pereira y Rabl, 1979). Realizado lo anterior y con la base de datos conformada por los campos H, kt,  $H_o$ , Rdif-Erbs, Rdir-Erbs, Rdif-CPR y Rdir-CPR de cada Estaciones Meteorológicas para cada Estado en estudio (268275 datos totales), se procedió con el mismo software (Microsoft Excel 2007 for Windows) a determinar los parámetros clásicos estadísticos (promedio aritmético, mediana, moda y desviación típica) en tres diferentes niveles de tiempo base de procesamiento de cada campo por Estación.

El procesamiento de los datos se realizó en tres diferentes bases de tiempo configurados en promedio diario (bajo el esquema de fecha calendario), en promedio mensual y promedio anual para cada uno de los campos, obteniéndose el perfil energético solar del área de cada Estación Meteorológica; luego se fusionaron los datos de todas las Estaciones correspondientes a un Estado, dando como resultado lo que se denominó zona ficticia del Estado en evaluación, cuyo fin es el de tener una aproximación al comportamiento macro en cada campo como si fuera el comportamiento real del Estado, de aquí se define la plataforma energética solar de cada Estado de la Región de los Andes Venezolanos.

Por último para definir la plataforma energética solar de la Región de los Andes Venezolanos como un todo, se realizó un procedimiento similar al efectuado en cada Estado, de fusión de datos por campo de todas las Estaciones Meteorológicas bajo el esquema de procesamiento de tres diferentes bases de tiempo.

Como resultado de lo descrito anteriormente, se obtuvo tablas de estadísticos por cada campo mencionado, según el tiempo base de procesamiento en cada Estación Meteorológica de cada Estado y por fusión de datos para la Región de los Andes en general, esquemas de distribución por frecuencias promedio mensual de los campos de estudio y gráficas de comportamiento mensual.

Para el presente artículo y por razones de extensión del mismo, solo se presentan las tablas y gráficas de todos los Estados estudiados y además la Región de los Andes en general, a manera ilustrativa del comportamiento mensual de las variables o campos. No se expresaron ecuaciones en este artículo, ya que pueden ser ubicadas en la referencia bibliográfica.

RESULTADOS

Del Estado Mérida

Tabla 1. Valores promedios mensuales de radiación solar extraterrestre, global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Mérida

Valores Promedios Mensuales del Comportamiento de la Radiación Solar Extraterrestre, Solar Global, Directa y Difusa (Erbs, Collares-Pereire-Ralb) e Índice de Claridad							
Estado: Mérida			Unidad de Radiación: MJ/m <sup>2</sup>				
Mes	Rad. Extraterrestre	Rad. Global	Rad. Directa (Erbs)	Rad. Difusa (Erbs)	Rad. Directa (CPR)	Rad. Difusa (CRP)	Ind. Claridad
Enero	32,634	18,01	8,98	9,03	9,24	8,77	0,552
Febrero	34,912	19,99	10,57	9,42	10,88	9,11	0,572
Marzo	37,031	20,96	10,79	10,17	11,14	9,82	0,566
Abril	37,772	16,68	5,31	11,37	5,27	11,41	0,442
Mayo	37,193	18,23	7,03	11,21	7,11	11,13	0,490
Junio	36,544	16,65	5,49	11,16	5,45	11,20	0,456
Julio	36,708	17,94	6,86	11,08	6,93	11,00	0,489
Agosto	37,299	18,88	7,81	11,07	7,96	10,92	0,506
Septiembre	37,072	19,51	8,62	10,90	8,84	10,68	0,526
Octubre	35,365	17,55	7,01	10,54	7,13	10,42	0,496
Noviembre	33,027	16,63	6,80	9,83	6,92	9,71	0,504
Diciembre	31,771	17,33	8,24	9,08	8,50	8,82	0,545

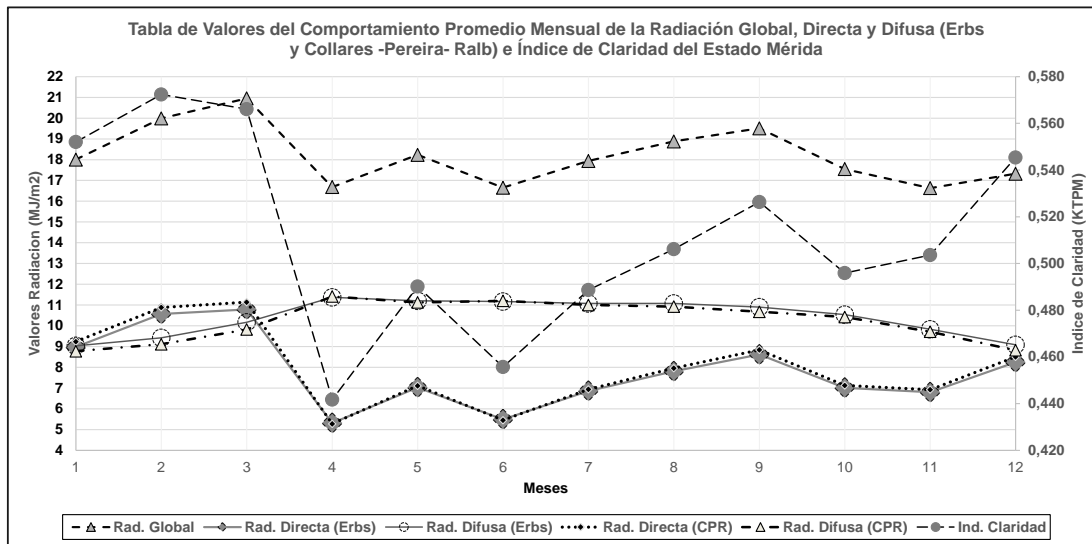


Fig 2. Gráfica de promedios mensuales de radiación solar global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Mérida.

Del Estado Táchira

Tabla 2. Valores promedios mensuales de radiación solar extraterrestre, global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Táchira

Valores Promedios Mensuales del Comportamiento de la Radiación Solar Extraterrestre, Solar Global, Directa y Difusa (Erbs, Collares-Pereire-Ralb) e Índice de Claridad							
Estado: Táchira			Unidad de Radiación: MJ/m <sup>2</sup>				
Mes	Rad. Extraterrestre	Rad. Global	Rad. Directa (Erbs)	Rad. Difusa (Erbs)	Rad. Directa (CPR)	Rad. Difusa (CRP)	Ind. Claridad
Enero	33,060	12,932	3,117	9,815	2,987	9,945	0,391
Febrero	35,221	13,934	3,539	10,395	3,425	10,510	0,396
Marzo	37,159	14,185	3,266	10,919	3,123	11,062	0,382
Abril	37,698	13,588	2,765	10,823	2,616	10,973	0,360
Mayo	36,961	14,978	3,953	11,025	3,835	11,143	0,405
Junio	36,243	14,117	3,333	10,784	3,183	10,934	0,389
Julio	36,439	14,818	3,851	10,967	3,716	11,102	0,407
Agosto	37,161	16,058	4,766	11,292	4,676	11,382	0,432
Septiembre	37,126	16,109	4,779	11,331	4,682	11,428	0,434
Octubre	35,615	14,460	3,707	10,753	3,565	10,895	0,406
Noviembre	33,423	12,820	2,907	9,913	2,763	10,057	0,383
Diciembre	32,228	11,882	2,508	9,373	2,377	9,505	0,369

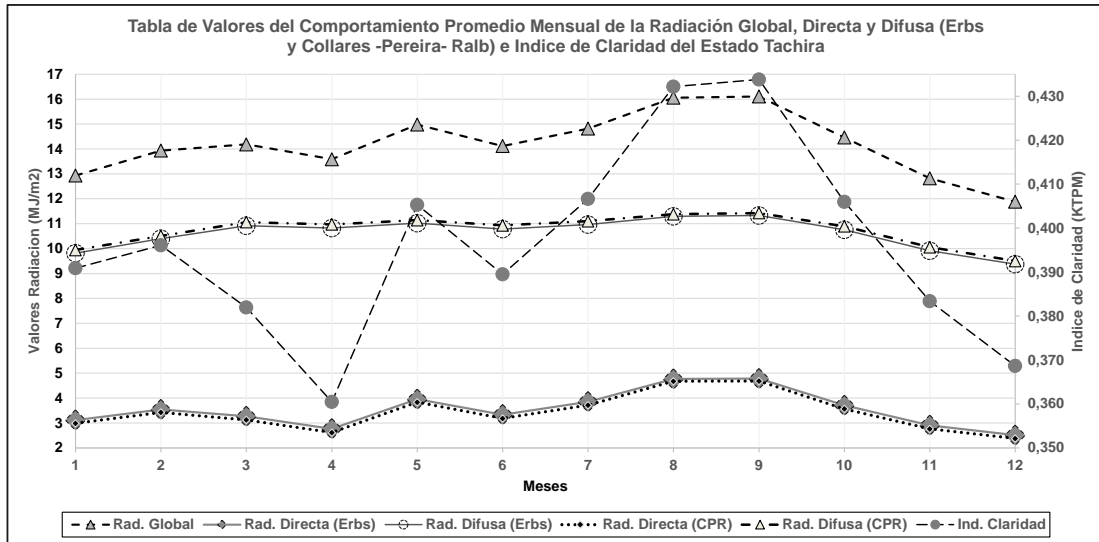


Fig 3. Gráfica de promedios mensuales de radiación solar global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Táchira.

Del Estado Trujillo

Tabla 3. Valores promedios mensuales de radiación solar extraterrestre, global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Trujillo

Valores Promedios Mensuales del Comportamiento de la Radiación Solar Extraterrestre, Solar Global, Directa y Difusa (Erbs, Collares-Pereire-Ralb) e Índice de Claridad							
Estado: Trujillo			Unidad de Radiación: MJ/m <sup>2</sup>				
Mes	Rad. Extraterrestre	Rad. Global	Rad. Directa (Erbs)	Rad. Difusa (Erbs)	Rad. Directa (CPR)	Rad. Difusa (CRP)	Ind. Claridad
Enero	32,23	14,55	4,62	9,93	4,55	9,99	0,451
Febrero	34,62	15,77	5,11	10,66	5,06	10,71	0,455
Marzo	36,90	14,47	3,43	11,04	3,27	11,20	0,392
Abril	37,83	13,86	2,84	11,02	2,67	11,19	0,366
Mayo	37,40	14,29	3,27	11,03	3,11	11,18	0,382
Junio	36,82	14,87	3,80	11,07	3,66	11,21	0,404
Julio	36,95	15,69	4,44	11,25	4,32	11,37	0,425
Agosto	37,42	15,89	4,44	11,45	4,31	11,58	0,425
Septiembre	37,01	15,08	3,89	11,19	3,74	11,34	0,407
Octubre	35,12	14,00	3,40	10,60	3,25	10,76	0,399
Noviembre	32,65	13,05	3,22	9,84	3,08	9,98	0,400
Diciembre	31,34	12,63	3,17	9,46	3,04	9,59	0,403

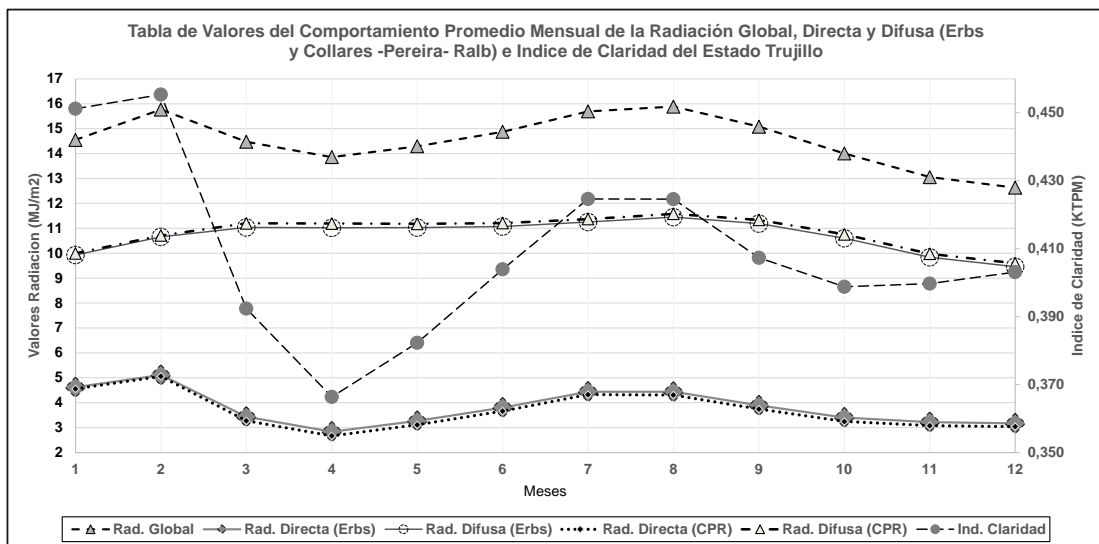


Fig 4. Gráfica de promedios mensuales de radiación solar global, directa y difusa e índice de claridad del Estado Trujillo.

De la Región de los Andes

Tabla 4. Valores promedios mensuales de radiación solar extraterrestre, global, directa y difusa e índice de claridad de la Región de Los Andes

Valores Promedios Mensuales del Comportamiento de la Radiación Solar Extraterrestre, Solar Global, Directa y Difusa (Erbs, Collares-Pereira-Ralb) e Índice de Claridad							
Región: los Andes			Unidad de Radiación: MJ/m2				
Mes	Rad. Extraterrestre	Rad. Global	Rad. Directa (Erbs)	Rad. Difusa (Erbs)	Rad. Directa (CPR)	Rad. Difusa (CRP)	Ind. Claridad
Enero	32,64	15,16	5,57	9,59	5,59	9,57	0,465
Febrero	34,92	16,56	6,41	10,16	6,45	10,11	0,475
Marzo	37,03	16,54	5,83	10,71	5,84	10,69	0,447
Abril	37,77	14,71	3,64	11,07	3,52	11,19	0,390
Mayo	37,18	15,83	4,75	11,09	4,69	11,15	0,426
Junio	36,53	15,21	4,21	11,01	4,10	11,12	0,416
Julio	36,70	16,15	5,05	11,10	4,99	11,16	0,440
Agosto	37,29	16,94	5,67	11,27	5,65	11,29	0,454
Septiembre	37,07	16,90	5,76	11,14	5,75	11,15	0,456
Octubre	35,37	15,34	4,71	10,63	4,65	10,69	0,434
Noviembre	33,03	14,17	4,31	9,86	4,25	9,91	0,429
Diciembre	31,78	13,95	4,64	9,31	4,64	9,31	0,439

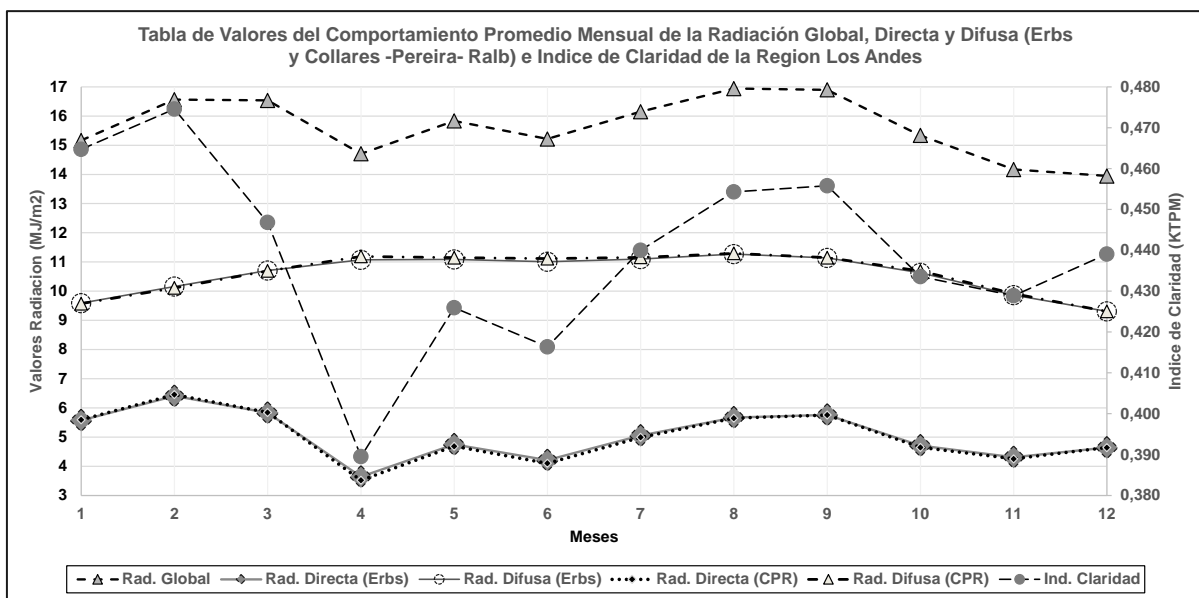


Fig 5. Gráfica de promedios mensuales de radiación solar global, directa y difusa e índice de claridad de la Región de los Andes

CONCLUSIONES

- La diferencia porcentual de la radiación solar difusa promedio mensual calculada bajo el modelo de Erbs y bajo el modelo CPR no supera el 3% en el caso mas desfavorable y mantienen una tendencia general del 1,3% en todos los Estados estudiados. Esto indica que por la proximidad de los resultados es indiferente usar uno u otro modelo para el cálculo de la radiacion difusa.
- Las curvas de la variación anual de la radiación solar extraterrestre entre 7° y 9° de Latitud Norte pertenecientes a los Estados de la Region de los Andes, no presentan variaciones significativas entre ellas, por ende se puede aproximar a una curva promedio.
- Las curvas de la variación anual de la radiación solar difusa pertenecientes a cada Estado de la Region de los Andes (entre 7° y 9° de Latitud Norte), no presentan variaciones significativas entre ellas, por ende se puede aproximar a una curva promedio.
- No se detectó variaciones notables por efecto estacional en las curvas de variación anual de la radiación difusa de las zonas en estudio.
- El Estado con mayor radiacion global de la región de los Andes se encontro en el Estado Mérida con 20,96MJ/m2
- El Estado con menor radiacion global de la región de los Andes se encontro en el Estado Táchira con 11,88MJ/m2
- El Estado con mayor radiacion directa (ERBS) de la región de los Andes se encontro en el Estado Mérida con 10,79MJ/m2
- El Estado con menor radiacion directa (ERBS) de la región de los Andes se encontro en el Estado Táchira con 2,508MJ/m2



- El Estado con mayor radiación difusa (ERBS) de la región de los Andes se encontró en el Estado Trujillo con 11,45MJ/m<sup>2</sup>
- El Estado con menor radiación difusa (ERBS) de la región de los Andes se encontró en el Estado Mérida con 9,03MJ/m<sup>2</sup>
- Se detectó cambios por efecto estacional en las curvas de variación anual de la radiación global y directa de las zonas en estudio.
- La Región de los Andes Venezolanos (fusión de datos) posee un pico máximo de radiación solar global de 16,90MJ/m<sup>2</sup> y un mínimo de 13,95MJ/m<sup>2</sup>
- La Región de los Andes Venezolanos (fusión de datos) posee un pico máximo de radiación solar directa (ERBS) de 6,41MJ/m<sup>2</sup> y un mínimo de 3,64MJ/m<sup>2</sup>
- La Región de los Andes Venezolanos (fusión de datos) posee un pico máximo de radiación solar difusa (ERBS) de 11,27MJ/m<sup>2</sup> y un mínimo de 9,31MJ/m<sup>2</sup>

#### REFERENCIAS

Alvares J., Hurtado Y., Ulloa C. y Varela M. (2018). “Comportamiento de la Radiación Global, Directa y Difusa en la Región de los Llanos y Andes Venezolanos, partiendo del uso del Índice de Claridad”. Trabajo de Pregrado de Ingeniería. Instituto Universitario de Tecnología del Oeste Mariscal Sucre. Escuela de Ingeniería Mecánica.

Amézquita Z, U. (2005). “Estudio Estadístico de la Radiación Solar Global en el Estado Bolívar y la Influencia de las Variables Meteorológicas en el Índice de Claridad”. Trabajo de Grado de Maestría. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica.

Collares-Pereira, M. and Rabl, A. (1979). “The Average Distribution of Solar Radiation Correlations between Diffuse and Hemispherical and between Daily and Hourly Insolation Values”, *Solar Energy*. Vol 22. pp. 155- 164.

Duffie J.A. and Beckman W.A. (1991) *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2<sup>nd</sup> edn. pp. 1-87. Wiley Interscience, New York.

Erbs, D.G., Klein, S.A. and Duffie, J.A. 1982. “Estimation of The Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly – Average Global Radiation”, *Solar Energy*. Vol 28. N° 4. pp. 293- 302.



**DNI Alentejo – Avaliação da disponibilidade média anual de Irradiação Directa Normal no Alentejo****Cavaco A.\*, Canhoto P.\*\*, Collares-Pereira M.\*, Horta P.\*\***

\* Universidade de Évora, Cátedra Energias Renováveis, Rua D. Augusto Eduardo Nunes, n.7, 7000-651 Évora, Portugal, [phorta@uevora.pt](mailto:phorta@uevora.pt)

\*\* Universidade de Évora, Departamento de Física e ICT – Instituto de Ciências da Terra, Rua Romão Ramalho no.59, 7002-671 Évora, Portugal, [canhoto@uevora.pt](mailto:canhoto@uevora.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6106>

**RESUMO**

O presente trabalho descreve os progressos realizados na avaliação do recurso solar na região sul de Portugal, com especial foco no Alentejo, com recurso à rede de medida do projeto DNI-Alentejo, composta actualmente por 13 locais de medição distribuídos por diferentes localizações. Esta rede é resultado de uma iniciativa recente, iniciada em 2014, e como tal ainda não dispõe de uma quantidade suficiente de dados estatisticamente significativos. Contudo, possibilita, desde já, a estimativa da disponibilidade média anual de Irradiação Directa Normal (DNI) na região do Alentejo, a qual é conhecida pela sua elevada disponibilidade de Irradiação Global Horizontal (GHI) e a sua baixa variabilidade inter-anual.

Com base nas medidas realizadas até ao final de 2019, a disponibilidade média anual de DNI obtida varia entre 1918 kWh/m<sup>2</sup>/ano e os 2097 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Estes resultados foram obtidos através da análise de dados de 8 estações de medida.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar, Radiação Solar, DNI

**ABSTRACT**

This work describes the progresses made in the assessment of solar resource in the south of Portugal, with special focus on Alentejo, using the DNI-Alentejo project solar radiation measurement network, which comprises 13 measuring sites, in different locations. This network results from a recent initiative, which began in 2014 and, therefore, it still does not have the sufficient amount of data to be considered statistically significant. Nevertheless, it already allows preliminary studies to estimate the mean annual Direct Normal Irradiation (DNI) availability in the region of Alentejo, which is known for its high Global Horizontal Irradiation (GHI) mean annual availability and its low interannual relative variability.

With basis in the measurements performed until the end of 2019, the obtained mean annual DNI availability ranges from 1918 kWh/m<sup>2</sup>/year to 2097 kWh/m<sup>2</sup>/year. These results were obtained through the analysis of data from 8 measuring sites.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Solar Radiation, DNI

## INTRODUÇÃO

A estratégia nacional para a Transição Energética assenta em larga medida numa penetração significativa do recurso solar nas fontes de energia primária. Com uma forte aposta no uso da electricidade como fonte de energia final, o recurso solar assume um papel de relevo no futuro do sistema eletroprodutor por via da energia solar fotovoltaica (PV) e da energia solar concentrada (CSP).

As entidades reguladoras de Portugal definiram recentemente objectivos específicos para se proceder a uma profunda descarbonização da economia com a introdução do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) com o objectivo de garantir políticas coerentes entre as áreas de energia e clima para alcançar as metas definidas para o horizonte 2030, em articulação com o Roteiro Nacional para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050). De acordo com os objectivos expressos no PNEC 2030 espera-se que a capacidade de energia solar fotovoltaica instalada em Portugal aumente de 0.5 GW em 2015 para 8.1-9.9 GW em 2030, correspondendo a uma quota de 22%-27% da energia eléctrica anual média gerada em Portugal. Prevê-se ainda que esta quota possa aumentar até 50% em 2050 (PNEC 2030, 2019; RNC 2050, 2019). Para o CSP apresenta-se uma meta mais modesta, de 300 MW em 2030, com tendência a aumento assim sejam considerados os reais benefícios em despachabilidade para o sistema electroprodutor.

Se para a estimativa de produção de centrais PV a informação de recurso solar GHI é suficiente, a utilização de ópticas concentradoras nos sistemas CSP torna essencial a disponibilidade de informação relativa à DNI.

Antecipando este contexto, uma rede de medição de radiação solar, com foco na medição da radiação solar directa (DNI) foi criada em 2014, com especial foco na região do Alentejo. Esta infraestrutura providencia informação de elevada importância para os decisores políticos aquando da definição de novas políticas e planos e é essencial para o planeamento e construção de centrais CSP que requerem informação precisa sobre a disponibilidade média anual de DNI.

As medições de DNI ao nível do solo não têm sido realizadas a uma escala comparável com a das medições de GHI e até à escala da radiação solar difusa (DHI), devido aos desafios técnicos que estas medições envolvem e ao, ainda, recente interesse nas aplicações de concentração solar para construção de centrais CSP. Assim, actualmente, apenas existe uma boa cobertura geográfica de medidas GHI e DHI ao nível do solo. Estas medidas são mais fáceis de realizar, uma vez que os sensores são fixos, requerendo apenas simples operações de manutenção e no caso de medidas DHI, tipicamente, apenas é necessário realizar alguns ajustes da banda de sombreamento ao longo do ano. Pelo contrário, medir DNI requer equipamentos dispendiosos para realizar o seguimento contínuo da posição do sol. As tecnologias de concentração solar, principalmente CSP, estão a impulsionar a instalação de estações de medição de DNI, para fornecimento de dados fiáveis para as fases de projecto e design adequado desses sistemas, com fiabilidade suficiente nas estimativas de produção energética, de modo a facilitar o financiamento e seguro de desempenho dos grandes investimentos realizados para este tipo de centrais solares. Uma vez instaladas as centrais, este tipo de medições é, também, essencial para a monitorização de desempenho de operação da central.

Nos locais em que não existem medidas de DNI, torna-se necessário recorrer a dados satélite. Contudo, este tipo de dados não é tão fiável quanto as medidas ao nível do solo, sendo a sua precisão afectada por condições atmosféricas (nuvens, aerossóis, etc) e pelas características e condições do solo, as quais são diferentes de local para local e variam ao longo do tempo. Estes tipos de modelos apresentam diferentes respostas e evidenciando diferentes desvios mediante o local em estudo. Contudo, nos casos em que não existe validação de dados para locais próximos, os modelos de dados de satélite estimam o DNI com base na suposição de que a resposta é consistente com os locais de validação mais próximos. Os dados de satélite existentes resultam de modelos dedicados que necessitam de medições terrestres de alta qualidade para efeitos de calibração de modo a reduzir erros nos resultados. Na Europa, por exemplo, a Solargis estima um desvio (BIAS) médio de  $\pm 9\%$  a  $\pm 14\%$  para DNI e de  $\pm 4\%$  a  $\pm 8\%$  para GHI, em termos de valores médios anuais (Cebecauer e Suri, 2016; Solargis, 2019).

Existem vários produtos que providenciam dados de irradiância solar com base em imagens satélite. A análise e comparação desses produtos mostraram que o GHI é estimado com BIAS reduzido e desvio padrão (SD) de 17% a 24%; DNI com BIAS de -10% a +12% e com SD de 34% a 49%; DHI com BIAS de -16% a 23% e com SD de 35% a 58% (Ineichen, 2014). Globalmente, todos os modelos baseados em imagens satélite tendem a subestimar o DNI em condições de céu limpo e sobestimá-lo em condições intermédias (Ineichen, 2014).

A falta de medições DNI ao nível do solo é um problema comum, com apenas algumas instalações no mundo a serem reportadas, sem cobertura de geográfica significativa (Moreno-Tejera et al, 2016; Perez-Astudillo e Bachour, 2014). No entanto, existem algumas infraestruturas organizadas em todo o mundo que desenvolveram capacidades para avaliar a DNI em grandes áreas geográficas, tornando possível a avaliação rigorosa e o mapeamento geográfico da disponibilidade de energia solar (Zell et al, 2016; Kumar et al, 2014).

A existência de dados de radiação solar medidos ao nível do solo, especialmente para o caso de DNI visto que os produtos com base em imagens satélite ainda providenciam resultados com uma elevada incerteza associada, é essencial para a indústria do CSP para efeitos de bancabilidade e financiamento de projectos comerciais.

Com esse objectivo em mente, uma rede de medição de radiação solar, com foco na medição de DNI, foi iniciada em 2014 em Portugal, com foco na região do Alentejo, para fornecer medidas fiáveis para avaliar os melhores locais para a construção de centrais CSP (Cavaco et al, 2016). Esta rede tem crescido e hoje proporciona uma distribuição

densa de estações de medição no Sul de Portugal, garantindo uma boa cobertura regional. Espera-se que a quantidade de estações aumente, principalmente na região sudoeste do país para consolidar a cobertura geográfica, podendo referir-se que o tipo e a escala do esforço relatado têm características pioneiras .

#### DADOS EXPERIMENTAIS

A rede de medição DNI-Alentejo é constituída por 13 estações de medida distribuídas, maioritariamente, pelo Sul de Portugal, onde foram instaladas 8 estações de medição (Figura 1 e Tabela 1). Duas estações localizam-se na costa oeste de Portugal, uma em Lisboa no centro da cidade e outra em Sines, junto à costa. Na zona leste de Portugal, junto à fronteira com Espanha, existem estações em Portalegre, Moura e duas em Martim Longo, no Algarve. No Algarve, existe ainda uma outra estação em Olhão, no centro do Algarve junto à costa. Na zona central do Alentejo existem 5 estações, 4 na zona Évora e uma em Beja.

A distribuição actual das estações meteorológicas, considerando as diferentes localizações, providencia uma boa cobertura das diferentes e relevantes condições ambientais e climáticas, permitindo assim uma interpolação geográfica de DNI significativa e com confiança sobre a região. Espera-se que, num futuro próximo, uma nova estação de medição seja instalada na região Sudoeste para melhorar a maior cobertura geográfica e delimitar melhor a área em análise, melhorando assim a precisão dos processos de interpolação. As coordenadas geográficas e altitude das estações são descritas na Tabela 1 e mapeadas na Figura 1.

Tabela 1. Localização geográfica das estações de medida e período de dados analisado

Estação	Latitude (°N)	Longitude (°O)	Altitude (m)	Período de dados
Évora 1 (PECS)	38.5306	8.0112	222	01/2015 to 12/2019
Évora 2 (Verney)	38.5677	7.9117	276	03/2015 to 12/2019
Évora 3 (EMSP)	38.5289	8.0053	231	n/d
Évora 4 (EDPI)	38.5417	7.9632	228	n/d
Portalegre	39.2692	7.4428	342	04/2015 to 12/2019
Beja	38.0249	7.8672	252	09/2017 to 12/2019
Lisboa	38.7734	9.1779	111	01/2015 to 12/2019
Sines	37.9576	8.8473	99	05/2015 to 06/2019
Moura	38.1329	7.4536	207	n/d
Oporto	41.1793	8.5943	159	n/d
Martim Longo 1 (Capwatt)	37.4410	7.7491	282	01/2015 to 12/2019
Martim Longo 2 (Enercoutim)	37.4431	7.7409	283	n/d
Olhão	37.0329	7.8546	6	n/d

As estações cujo período de dados se encontra identificado como “n/d” não foram analisadas no âmbito deste trabalho por falta de dados, por serem redundantes com outra estação próxima e pela menor quantidade de dados em comparação com uma estação próxima. Cada estação foi instalada e começou a medir em momentos diferentes, portanto, o período de medição para cada localização varia.

A configuração das estações de medição consiste, normalmente, em um seguidor solar Kipp & Zonen Solys2 equipado com um pireliómetro CHP1 para medir DNI, dois piranómetros CMP 11 para medir GHI e DHI e um dispositivo de sombreamento para bloquear a componente directa da radiação solar proveniente do disco solar no piranómetro que mede DHI (Kipp & Zonnen). Os sistemas de aquisição de dados e frequência de amostragem são diferentes entre as estações, visto estas terem propósitos diferentes, tais como investigação ou para operação e controle de campos solares. Contudo, estas diferenças não são significativas no processo de tratamento de dados para avaliação de recurso solar, uma vez que são calculados valores médios para períodos de tempo superiores ao período de amostragem.

As estações possuem um protocolo de limpeza dos sensores que consiste na limpeza semanal das cúpulas e verificação mensal da sílica.

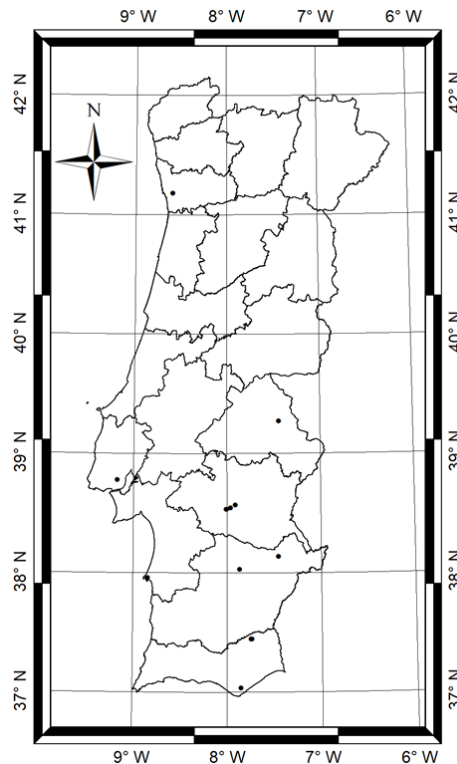


Fig. 1 - Distribuição geográfica das estações de medição da rede DNI-Alentejo

#### PROCEDIMENTO DE VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DOS DADOS EXPERIMENTAIS

De modo a analisar e comparar dados de modo consistente, os sensores das estações são regularmente calibrados com os mesmos dois sensores de referência, um CMP11 para calibrar piranómetros e um CHP1 para calibrar pireliómetros. O procedimento de calibração consiste em periodicamente, a cada dois anos, instalar os sensores de referência em paralelo com os sensores de cada estação e comparar as leituras de modo a certificar de que todos os sensores estão a medir com relativa consistência, de acordo com as normas ISO 9059: 1990 e 9847: 1992. Outro método para verificar continuamente a consistência das medidas é através da comparação dos valores de GHI ( $I_h$ ), DHI ( $I_d$ ) e DNI ( $I_{b,n}$ ) de acordo com a função de fecho de energia, Eq. (1) (Rabl, 1985):

$$I_h = I_d + I_{b,n} \times \cos\theta \quad (1)$$

onde  $\theta$  é o ângulo solar zenital, determinado de acordo com o algoritmo de posição do sol (SPA) do NREL (Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos da América), que é o ângulo entre a radiação proveniente do sol e o elemento sensor do piranómetro que mede GHI (Reda e Andreas, 2003).

Esta verificação de consistência é um modo de verificar que os três instrumentos calibrados de alta qualidade estão a medir correctamente, com o sistema de seguimento solar e o pireliómetro alinhados com o sol, acrescentando, assim, confiança significativa às medições realizadas (McArthur, 2005). Analisar a qualidade dos dados recorrendo ao GHI medido e determinado (Eq. 1) é uma forma de reduzir os erros, uma vez que apenas um piranómetro considerado, o que mede o DHI. Os piranómetros têm uma resposta angular a qual resulta em erros maiores para ângulos zenitais elevados, enquanto os pireliómetros não têm este tipo de erros. Analisar a qualidade dos dados da perspectiva do DNI incorreria a erros de maior dimensão devido à inclusão de duas leituras provenientes de piranómetros, onde o erro de medição de DHI seria menor do que o erro de GHI devido à atenuação de valores medidos devido ao sombreamento.

O *zero offset* das leituras dos sensores de radiação é corrigido através da média dos registos para a hora anterior ao crepúsculo astronómico da manhã ( $\theta > 108^\circ$ ) e dos registos para o período equivalente após o pôr do sol. O *zero offset* médio diário é então subtraído aos dados medidos naquele dia. Esta correcção um procedimento padrão e assume que a troca líquida de radiação infravermelha entre os sensores e o ambiente é constante ao longo do dia (McArthur, 2005).

As medições de DNI não começaram na mesma data em todos os locais e a taxa de amostragem e os formatos de dados são diferentes entre os vários locais. Essas diferenças requerem uma metodologia de processamento de dados para permitir a análise e comparação para diferentes estações.

Não existe uma metodologia padrão ou amplamente aceite para análise e garantia de qualidade de dados de irradiância solar e, normalmente, cada instituição usa sua própria metodologia (Gueymard e Ruiz-Arias, 2016). A metodologia utilizada encontra-se representada no fluxograma da Figura 2 (Cavaco et al, 2020).

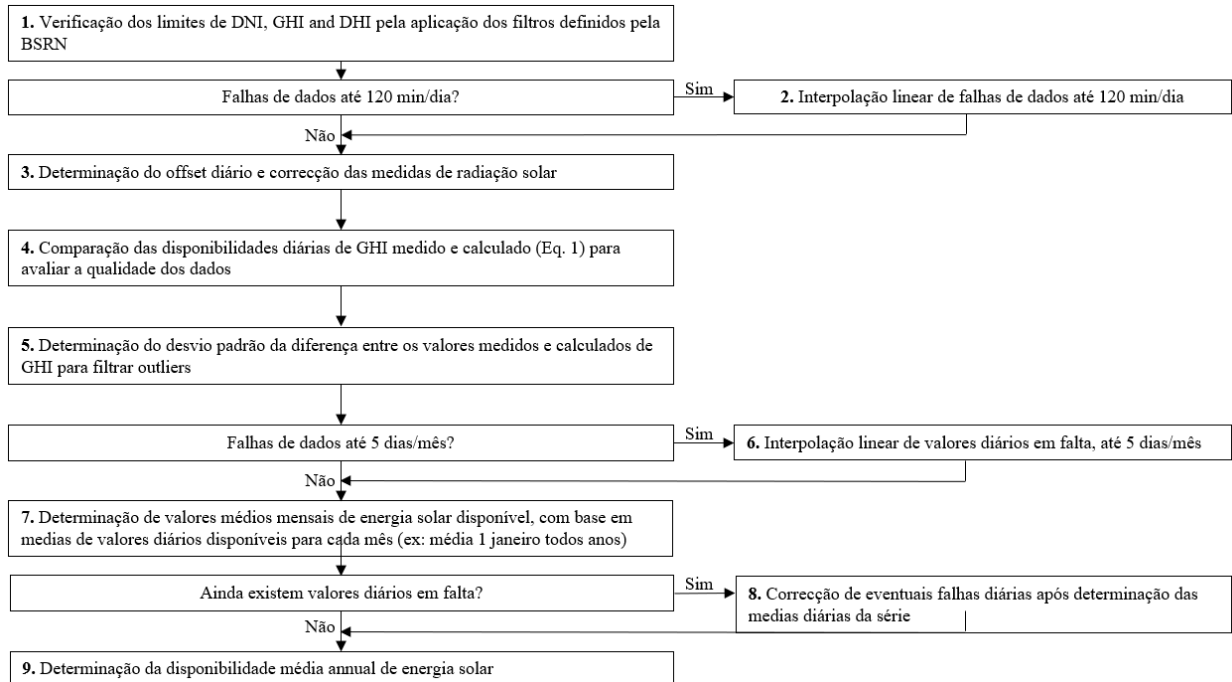


Fig. 2 – Fluxograma do procedimento de tratamento de dados (Cavaco et al, 2020).

## ANÁLISE DE QUALIDADE DE DADOS

Com o objectivo de avaliar a qualidade das medições, comparou-se o GHI medido e o GHI calculado, Eq. 1, de acordo com os passos 4 e 5 da Fig.2. Tal comparação destaca a qualidade das medições, esperando-se que medidas de qualidade apresentem uma baixa dispersão. Considerou-se que se a diferença entre o valor esperado e o medido for superior a 5 desvios padrão, então esses registos são considerados inválidos. Este procedimento é uma forma de garantir que todos os instrumentos estão a medir em condições adequadas: devidamente calibrados, com boa manutenção, o seguidor solar está bem alinhado e não existem obstruções devido a interferências do horizonte. Este método pode ser aplicado aos valores diários de irradiação, uma vez que pequenos erros não são significativos nesses períodos de tempo, revelando um impacto residual no resultado final.

A Fig. 3 exemplifica a aplicação dos passos 5 e 6 da Fig.2 para a estação Évora 1, sobre a forma de valores ao minuto. Como se pode observar, ao comparar o GHI medido e calculado a dispersão já é reduzida. Contudo, os autores optaram por introduzir um outro filtro de qualidade, filtrando pontos fora do intervalo  $\pm 5$  STD ou  $\pm 0,5$  kWh/m<sup>2</sup>/dia, o que for menor (Cavaco et al, 2020). O filtro proposto garante que apenas dados de elevada qualidade sejam usados. Os pontos removidos referem-se aos dias em que as medições foram afectadas durante períodos de tempo significativos, causando um desvio nos valores medidos em relação aos valores GHI calculados. Se ocorrerem pequenos desvios, durante um curto período de tempo, o impacto no dia é desprezível e não será suficiente para se destacar no controlo de qualidade.

O procedimento proposto pode ser usado como forma de garantir a qualidade dos dados em diferentes escalas de tempo. Os autores consideram que para fins de avaliação de longo prazo o procedimento é adequado, uma vez que filtra apenas pontos de dados em que as medidas diferem significativamente dos valores diários esperados.

O detalhe da análise de qualidade dos dados experimentais é extenso, servindo a Fig.2 como síntese do procedimento utilizado. Uma análise detalhada pode ser encontrada em (Cavaco et al, 2020).

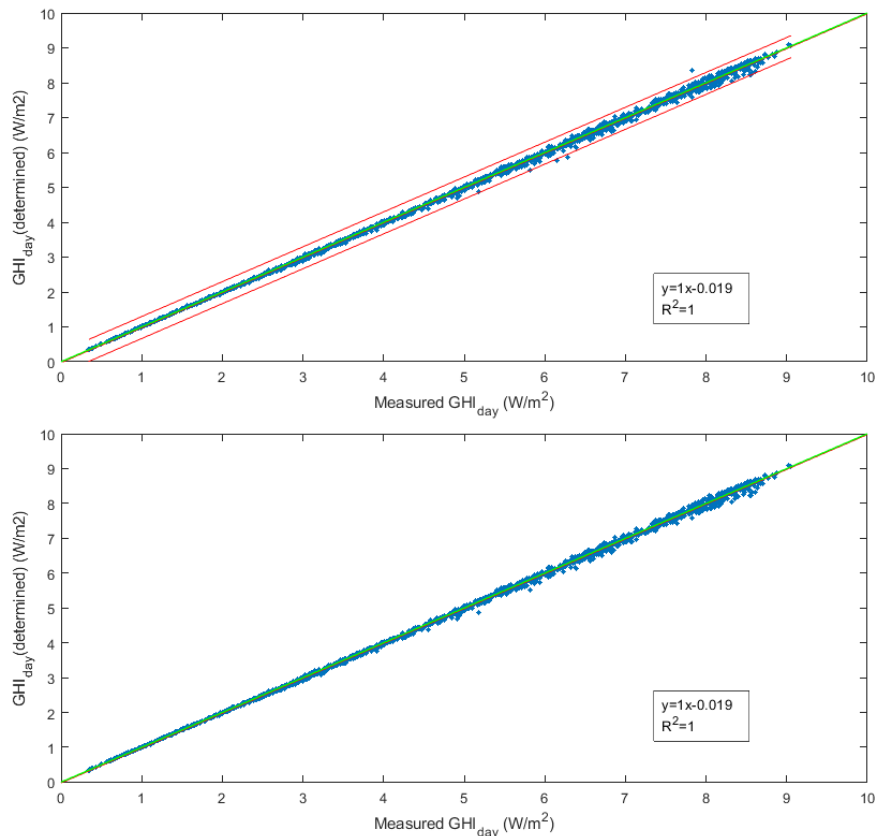


Fig. 3 – Aplicação de filtro de qualidade para a estação de Évora 2: linha verde – eq. de ajuste, linhas vermelhas: banda de confiança (Cavaco et al, 2020).

### DISPONIBILIDADE MÉDIA ANUAL DE DNI NO ALENTEJO

Determinou-se a disponibilidade média anual de energia solar, Fig.4, para cada componente da radiação solar. Os resultados mostram que a disponibilidade média de DNI varia entre 1876 e 2097 kWh/m<sup>2</sup>/ano no Sul de Portugal. Tendo por base a disponibilidade média anual de energia solar para cada local, Tabela 2, gerou-se um mapa com recurso a técnicas de interpolação geográfica para estimar a disponibilidade média anual de DNI da região, Fig. 4. O mapa é apenas indicativo e o seu objectivo é apresentar uma estimativa da distribuição geográfica do DNI médio anual na região do Alentejo.

Esta rede de medida ainda precisará de mais anos, normalmente de pelo menos 10 anos consecutivos, para produzir uma avaliação estatística significativa da disponibilidade de radiação solar. Entretanto, a rede é fundamental para o desenvolvimento de várias linhas de investigação e para providenciar resultados das medições e estimativas.

Station	DNI (kWh/m <sup>2</sup> /ano)	DHI (kWh/m <sup>2</sup> /ano)	GHI (kWh/m <sup>2</sup> /ano)
Évora 1 (PECS)	2019	546	1754
Évora 2 (Verney)	2097	543	1786
Portalegre	2027	531	1757
Beja	2058	548	1789
Lisboa	1918	527	1715
Sines	2081	565	1824
Martim Longo 1	2086	NA	1843

Tabela 2 – Disponibilidade média anual de radiação solar, por componente, em cada estação

Os dados da estação de Moura foram analisados, contudo as disponibilidades médias anuais obtidas foram abaixo do esperado. Deste modo, procedeu-se a uma análise detalhada dos dados e detectaram-se vários problemas técnicos no sistema de seguimento solar que levaram os autores a não incluir os dados no estudo.



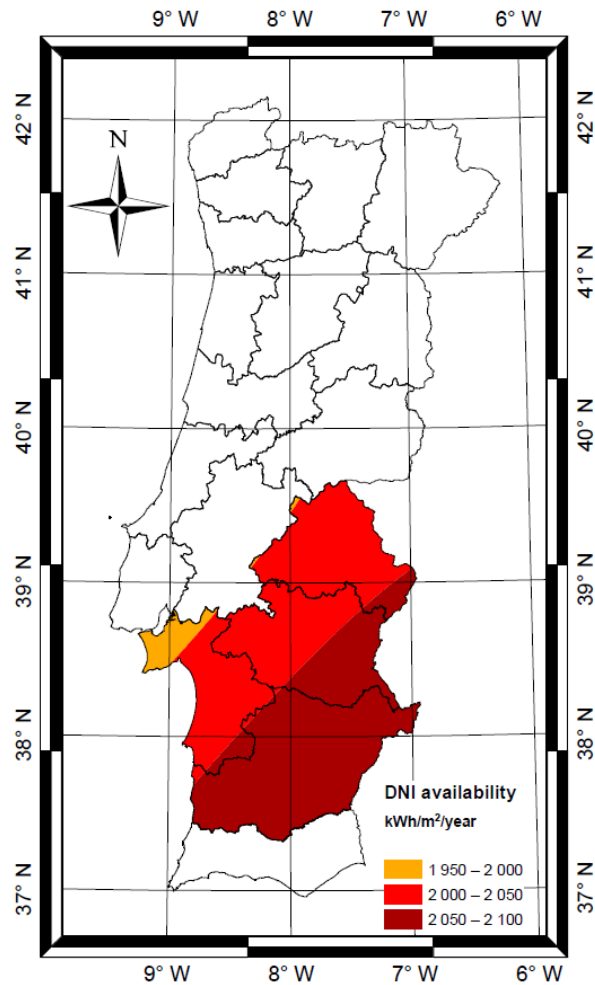


Fig. 4 – Disponibilidade média de DNI (kWh/m<sup>2</sup>/ano) na região do Alentejo (Cavaco et al, 2020).

O padrão de distribuição da disponibilidade média anual de DNI obtido na Fig.4 encontra-se em linha com o obtido em estudos prévios (Cavaco et al, 2016b, Cavaco et al, 2016c).

## CONCLUSÕES

Este trabalho descreve o esforço de medição de radiação solar, com foco na DNI, no sul de Portugal. Destaca-se o procedimento de recolha e processamento de dados de radiação solar, com ênfase na garantia da qualidade dos dados. Foram utilizados dados de uma rede de treze estações de medição DNI, DHI e GHI no Sul de Portugal, das quais foram seleccionadas oito, para desenvolver e aplicar um procedimento de produção de séries de dados filtrados e contínuos com a finalidade de avaliar o recurso solar local. O procedimento proposto é robusto e leva em consideração parâmetros operacionais, como verificação física e extremamente rara do limite físicos, ao mesmo tempo que fornece uma metodologia para minimizar o efeito da falta de dados na avaliação da disponibilidade de energia solar. Porém, existem situações em que os procedimentos de controle de qualidade dos dados não conseguem identificar problemas operacionais. Esse tipo de problemas só pode ser identificado por inspecção visual de dados, como aconteceu para o caso da estação de Moura.

A implementação de filtros com base em uma faixa de confiança de 5 STD ou 0,5 kWh/m<sup>2</sup>/dia de diferença entre GHI medido e calculado filtragem de desvios evidenciou uma qualidade de dados generalizada nas estações da rede de medida, assegurando-se assim uma qualidade acrescida de dados. Este controlo fino de qualidade é apresentado como uma nova maneira de filtrar problemas de qualidade de dados.

A rede DNI-Alentejo ainda precisará de mais anos de operação para produzir resultados estatísticos realmente significativos; normalmente, são necessários 10 anos de dados. No entanto, os valores medidos já podem ser usados para produzir estimativas de disponibilidade de DNI. Por outro lado, diversas linhas de investigação em desenvolvimento beneficiam das medidas realizadas por esta rede. Num futuro próximo, espera-se que a rede se expanda e aumente, assim, a sua cobertura geográfica, com uma nova estação no sudoeste de Portugal, no baixo Alentejo ou mesmo no Algarve.

Esta rede, pelas suas características e ligação com outros projectos de investigação poderá levar ao desenvolvimento de novas linhas de investigação no campo de previsão a diferentes escalas de tempo, como o *nowcasting*.

## AGRADECIMENTOS

Esta rede foi financiada por QREN – Quadro de Referência Estratégico Nacional, INALENTEJO, com a referência ALENT-07-0827-FEDER-002316 e por Alentejo 2020 - Programa Operacional Regional do Alentejo através do projeto DNI-ALENTEJO, com a referência ALT20-03-0145-FEDER-000011. Os autores reconhecem o financiamento providenciado pelo ICT, pelo contrato UID/GEO/04683/2013 com a FCT – Fundação para a Ciência e Tecnologia e ao COMPETE POCI-01-0145-FEDER-007690.

## REFERÊNCIAS

- A. Cavaco, H. G. Silva, P. Canhoto, S. Neves, J. Neto and M. Collares-Pereira, Annual Average Value of Solar Radiation and its Variability in Portugal, Workshop On Earth Sciences 2016
- A. Cavaco, H. G. Silva, P. Canhoto, S. Neves, J. Neto and M. Collares-Pereira, Technical Report: Radiação Solar Global em Portugal e a sua variabilidade, mensal e anual, 2016
- A. Cavaco, P. Canhoto, M. J. Costa, M. Collares-Pereira, “DNI Measurements in the South of Portugal: Long Term Results through Direct Comparison with Global and Diffuse Radiation Measurements and Existing Time Series”, AIP Conference Proceedings 1734, 150001 (2016); Doi: 10.1063/1.4949233.
- A. Cavaco, P. Canhoto, M. Collares Pereira, Procedures for solar radiation data gathering and processing and their application to DNI assessment in Southern Portugal, Renewable Energy (under revision), 2020
- A. Kumar, S. Gomathinayagam, G. Giridhar, I. Mitra, R. Vashistha, R. Meyer, M. Schwandt, K. Chhatbar, Field Experiences with the Operation of Solar Radiation Resource Assessment Stations in India, Energy Procedia, Volume 49, 2014, Pages 2351-2361, ISSN 1876-6102, DOI: 10.1016/j.egypro.2014.03.249.
- D. Perez-Astudillo, D. Bachour, DNI, GHI and DHI Ground Measurements in Doha, Qatar, Energy Procedia, Volume 49, 2014, Pages 2398-2404, ISSN 1876-6102, DOI: 10.1016/j.egypro.2014.03.254.
- DGEG – Direccção Geral de Energia e Geologia, Leilão 7 AGosto 2019 - Resultado final
- Erica Zell, Sami Gasim, Stephen Wilcox, Suzan Katamoura, Thomas Stoffel, Husain Shibli, Jill Engel-Cox, Madi Al Subie, Assessment of solar radiation resources in Saudi Arabia, Solar Energy, Volume 119, 2015, Pages 422-438, ISSN 0038-092X, DOI: 10.1016/j.solener.2015.06.031.
- Gueymard, C. A., & Ruiz-Arias, J. A. (2016). Extensive worldwide validation and climate sensitivity analysis of direct irradiance predictions from 1-min global irradiance. Solar Energy, 128, 1–30. doi:10.1016/j.solener.2015.10.010
- Kipp & Zonnen. (n.d.). Retrieved November 18, 2019 from <http://www.kippzonnen.com/>
- McArthur L.J.B., Baseline Surface Radiation Network (BSRN), Operations Manual, (2005)
- Pierre Ineichen, Long Term Satellite Global, Beam and Diffuse Irradiance Validation, Energy Procedia, Volume 48, 2014, Pages 1586-1596, ISSN 1876-6102. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.02.179.
- PNEC 2030 – Plano Nacional de Energia e Clima. December 2019. Retrieved September 04, 2020, from [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pt\\_final\\_necp\\_main\\_pt.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pt_final_necp_main_pt.pdf)
- Rabl, A. (1985). Active Solar Collectors and Their Applications. New York, NY. Oxford University Press
- Reda, I.; Andreas, A. (2003). Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications. 55 pp.; NREL Report No. TP-560-34302, Revised January 2008.
- RNC – 2050 Roteiro para a Neutralidade Carbónica. June 2019. Retrieved September 04, 2020, from [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/RNC2050\\_PT-22-09-2019.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/RNC2050_PT-22-09-2019.pdf)
- S. Moreno-Tejera, M.A. Silva-Pérez, I. Lillo-Bravo, L. Ramírez-Santigosa, Solar resource assessment in Seville, Spain. Statistical characterisation of solar radiation at different time resolutions, Solar Energy, Volume 132, 2016, Pages 430-441, ISSN 0038-092X, DOI: 10.1016/j.solener.2016.03.032.

SOLARGIS. (n.d.). Retrieved November 18, 2019 from <http://solargis.com/support/accuracy-and-comparisons/overview/>

T. Cebecauer, M. Suri, "Site-adaptation of satellite-based DNI and GHI time series: Overview and SolarGISapproach", AIP Conference Proceedings 1734, 150002 (2016); Doi: 10.1063/1.4949234.



**ENERGIA SOLAR DISPONIBLE EN LA CIUDAD DE MÉXICO.**

**Valdés-Barrón M.G.\*, Bonifaz-Alfonzo R.\*, González-Cabrera A.E.\*, Estévez-Pérez H.R.\*,  
Rodríguez-Rasilla I.\*, Retama-Hernández A., Riveros-Rosas D.\***

\* Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México, Av. Universidad No. 3000, Ciudad de México, C.P. 04510, México. [mauro@geofisica.unam.mx](mailto:mauro@geofisica.unam.mx)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6107>

**RESUMEN/RESUMO**

En el año 2014, con recursos del Instituto de Ciencia y Tecnología del Distrito Federal (PINVII-7), se instalaron 10 piranómetros en las estaciones de la Red Automática de Monitoreo Atmosférico (RAMA), de la Secretaría del Medio Ambiente de la Ciudad de México. Estos instrumentos se encuentran conectados al sistema de adquisición de datos de la RAMA por lo que existe una medición cada minuto. Los instrumentos fueron calibrados por el Servicio Solarimétrico Mexicano y referenciados a la Escala Radiométrica Mundial, garantizando que la calibración de las mediciones. Con la información solarimétrica de esta red, durante sus primeros cuatro años, se elaboraron mapas de Irradiación Solar Global en superficie, así como la Base de Datos correspondiente. Toda la información y los mapas, se encuentra disponible en la página de Internet del Servicio Solarimétrico Mexicano y puede ser consultada libremente (<http://areas.geofisica.unam.mx/solarimetrico/>). Este proyecto no tiene fecha para concluir, por lo que cada año se incrementará la base de datos y los mapas se volverán a elaborar anualmente para aumentar su certidumbre.

**PALABRAS CLAVE:** Irradiación solar global, climatología solar, Recurso Solar, Energía Disponible.

**ABSTRACT**

In 2014, with funds of the Institute of Science and Technology of Mexico City (PINVII-7), 10 pyranometers were installed in stations from the Automatic Network of Atmospheric Monitoring (RAMA), of the Secretariat of the Environment of México City. These instruments are connected to the data acquisition system of the RAMA, sampled every minute. The instruments were calibrated by the Mexican Solarimetric Service and referenced to the Global Radiometric Scale, so the information generated is considered reliable. With the first four years information of this network, Global Solar Irradiation maps were prepared on the surface, as well as the corresponding Data Base. All information and maps are available on the website of the Solarimetric Mexican Service <http://areas.geofisica.unam.mx/solarimetrico/> and can be consulted freely. This project does not have an ending date, so the database will be increased each year and the maps will be re-prepared annually to increase their certainty.

**KEYWORDS:** Global Solar Irradiation, Solar Climatology, Solar Resource, Available Energy.

**INTRODUCCIÓN**

El aprovechamiento de cualquier recurso natural implica como un primer paso la evaluación del mismo. Cuantificar su disponibilidad a lo largo del tiempo, y en el caso específico de la radiación solar, es necesario estudiar su distribución temporal, y espacial. La diversidad y desarrollo de tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar, demandan además que la información tenga la precisión suficiente para el diseño de dispositivos y plantas de aprovechamiento.

La evaluación del recurso solar no es una tarea sencilla, se debe de planificar el número de sensores y los sitios para instalarlos (González-Cabrera et al, 2018; Valdés-Barrón et al, 2014; Riveros-Rosas et al, 2014). Lo anterior requiere evaluar la infraestructura disponible y la requerida; elegir los sensores con las características requeridas para el muestreo de acuerdo con estándares internacionales y finalmente la elección de la plataforma más conveniente para almacenar y mostrar la información obtenida en mapas de irradiación solar en superficie.

A través del Convenio Específico de Colaboración “Evaluación de la energía solar disponible en el Distrito Federal” (PINV11-7), en 2014 dió inicio la instalación de 10 piranómetros en igual número de estaciones de la Red Automática

de Monitoreo Atmosférico (RAMA), de la Secretaría del Medio Ambiente (SMA) del entonces Gobierno del Distrito Federal (GDF).

Con 5 años de información de Irradiación Solar Global Horizontal, es posible construir mapas del recurso solar en superficie para la Ciudad de México (CDMX), como un primer producto que coadyuve al aprovechamiento de la energía solar y al mismo tiempo contribuir al combate de la contaminación ambiental y el cambio climático entre otras acciones. La información solarimétrica generada permite además elaborar las gráficas de energía disponible que permiten determinar, mes a mes, la energía de la que dispone un dispositivo de aprovechamiento que requiere un nivel de irradiancia superior (global o directa) a un cierto umbral de funcionamiento. En este trabajo se presentan gráficos de energía disponible obtenidos de los datos de radiación solar de la estación solarimétrica de ciudad universitaria, en la ciudad de México (Bourgues, 1992; Mhulia, 2009).

## METODOLOGIA

Se colocaron 10 piranómetros Hukseflux modelo SP20 en igual número de estaciones de la RAMA de la SMA de la CDMX, cumpliendo con las características de instalación recomendadas por la organización meteorológica mundial (OMM) (Organización Meteorológica Mundial, 2017; Sengupta et al, 2015). Cada radiómetro fue conectado a un amplificador de señal, marca Kipp & Zonen modelo AMPBOX, diseñado expresamente para el uso en los piranómetros de tipo termo-eléctrico (Tabla No. 1). Un undécimo sensor se colocó en el Observatorio de Radiación Solar (ORS), del Instituto de Geofísica (IGF) de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), al lado de un piranómetro marca Kipp & Zonen modelo CMP21, éste último utilizado desde el año 2012 en el ORS, lo anterior con la finalidad de conocer el comportamiento de los piranómetros acoplados a los amplificadores. Un último piranómetro Hukseflux con su amplificador de señal, está a resguardo para ser el instrumento de referencia de esta red. En la figura 1 se muestran los sitios donde fueron instalados los piranómetros, es importante observar que el área de trabajo puede considerarse para este estudio como una planicie limitada por zonas montañosas (cuenca).

Tabla 1. Instrumentos y localización.

Pir. No.	No. de serie	Estación
1	2159	Acolman
2	2164	Ajusco
3	2168	Lab. A.A.
4	2173	Chalco
5	2183	Montecillos
6	2184	Cuautiltan
7	2190	Santa Fé
8	2192	Tlalnepantla
9	2194	UAM Izt.
10	2195	Xalostoc
11	2196	UNAM
12	2197	Referencia

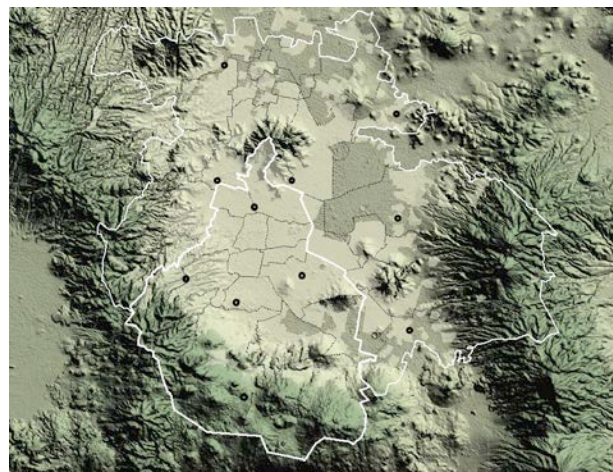


Fig. 1 Mapa de la distribución de estaciones.

A partir de los registros de la irradiancia medida cada minuto, se procedió a la obtención de la irradiación diaria promedio mensual, de cada una de las estaciones para cada mes del año. Con esta información se formaron 12 matrices (mensuales), que se procesaron en un Sistema de Información Geográfica (ArcGis), donde se aplicó una interpolación utilizando el método Kriging (Distancia Inversa Ponderada). La principal razón para utilizar este método fue el bajo número de puntos de medición en superficie, dada la extensión del área de estudio que el área de estudio es relativamente pequeña y sobre todo debido al fenómeno estudiado, considerar el área sin variaciones importantes de altitud (figura 1).

### Energía solar disponible.

A través de curvas de frecuencia acumulada (CFA), de la irradiancia solar global de los datos medidos (2014-2019), podemos obtener la energía solar disponible. Las CFA representan la frecuencia, en términos del número de horas promedio, con la que la irradiancia global incidente es mayor o igual a cierto nivel crítico ( $I_c$ ).

Primero se crean los intervalos de confianza que corresponden a los diferentes niveles críticos o umbrales de irradiancia global que sean convenientes para el usuario. En el análisis realizado a los datos del ORS, los intervalos de confianza o niveles críticos se establecieron en  $25 \text{ W/m}^2$  y el rango total del gráfico fue de 0 a  $1400 \text{ W/m}^2$ . Como siguiente paso, se procede a contar el número de veces que la irradiancia, minuto a minuto, se ubicó dentro de los intervalos de los niveles críticos.

Con los resultados de estos cálculos, se construyen las CFA, para cada mes del año del sitio de observación. La irradiancia ( $\text{W/m}^2$ ) se subdivide en tantos intervalos como niveles críticos se requieran y se realiza un conteo del tiempo en que la irradiancia se ubicó dentro del intervalo del nivel crítico a lo largo del día durante periodos de 1 minuto desde que sale el Sol hasta que se oculta.

Para cada nivel crítico de irradiancia ( $I_c$ ) se obtiene el tiempo en horas por día  $Nh(I)$ . A partir de esta función la energía disponible por arriba del nivel crítico se obtiene con la Ec. (1):

$$E_{disponible}(I_c) = \int_{I_c}^{I_{max}} Nh(I) dI \quad (1)$$

### Número de Horas-pico

Adicionalmente se obtuvieron los gráficos de horas pico de las estaciones. La cantidad de irradiación solar recibida en una unidad de área unitaria durante una hora a razón de  $1000 \text{ W/m}^2$ , se ha convenido llamarla hora-pico, la cual podemos entender como 1 hora-pico =  $1000 \text{ Wh/m}^2$ . La equivalencia con el SI 1 hora-pico es de  $3.6 \times 10^6 \text{ J/m}^2$ . El número de horas-pico, representa las horas que el captador aparentemente recibe el valor pico de la irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

### Datos

Los instrumentos fueron colocados en plataformas sobre las casetas de medición de la RAMA (figura No. 2), cumpliendo con las características recomendadas por la Organización Meteorológica Mundial (OMM). Dentro de las casetas se instalaron los amplificadores de señal para que los sistemas de adquisición pudieran medir variaciones de décimas de  $\text{W/m}^2$ ; en cuanto al mantenimiento, el personal de la RAMA incluyó dentro de las tareas a realizar la limpieza de los domos de los piranómetros, también el ORS como Centro Regional de Medición de la Radiación Solar de OMM, llevó a cabo la calibración de los piranómetros, referenciándolos a la Escala Radiométrica Mundial (Finsterle W, 2015). Las gráficas de energía disponible y de horas pico para el ORS fueron obtenidas a partir de un periodo de datos mayor a 10 años (1993-2005) tanto para radiación global como para radiación directa.



Fig. 2 Estación Tlalnepantla, Edo. de México.

## RESULTADOS

Se elaboraron los mapas mensuales de irradiación solar promedio diaria mensual, aquí se presentan dos meses ejemplo, Enero y Septiembre (Figura 3). En la figura, llama la atención la homogeneidad de la irradiación recibida en toda la Cuenca de México (también conocida como valle de México) Pues a pesar de ser una región rodeada por montañas, la gran extensión que cubre es prácticamente plana y de clima homogéneo, por lo que no hay variaciones significativas en los niveles de irradiancia.

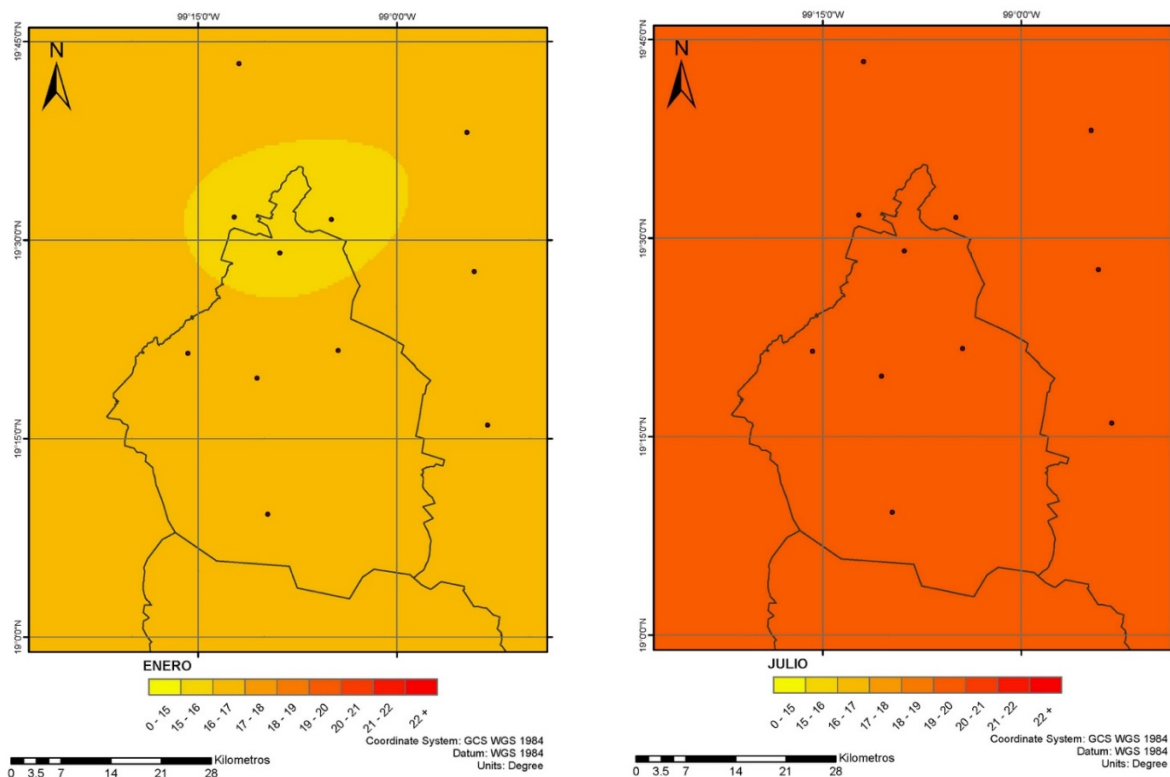


Fig. 3 Irradiación diaria promedio mensual, (izq) Enero, (der) Septiembre

Los 12 mapas se podrán consultar en la página del Servicio Solarimétrico Mexicano (<http://rayenari.igeofcu.unam.mx/mexico/datsolar.html>)

También en esta dirección de internet, se podrá consultar la base de datos de las 11 estaciones (incluida la estación UNAM), con una resolución temporal de hasta 1 minuto.

Los gráficos de horas pico se obtuvieron en promedio para los doce meses del año de los datos disponibles en la base de datos de la RAMA hasta el año 2018. En la figura 4 se presentan los valores de horas pico para la estación del ORS.



Los gráficos de energía disponible están disponibles para la estación del ORS en Ciudad Universitaria, Ciudad de México (figuras 5). La metodología se aplicará para el resto de las estaciones, sin embargo, dados los resultados mostrados en la figura 3, no se esperan diferencias significativas a las mostradas en la figura 5.

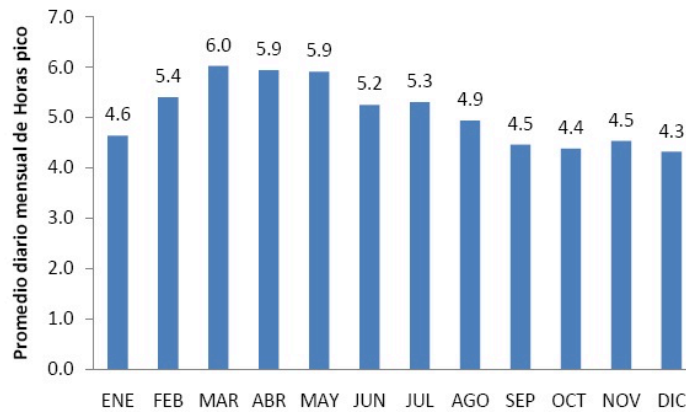


Fig. 4 Horas Pico para la estación Ciudad Universitaria

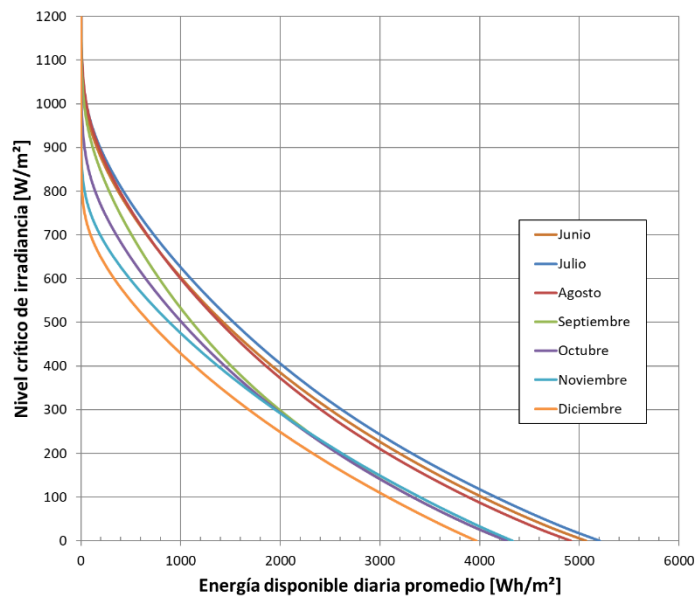


Fig. 6 Energía Solar Disponible para la estación Ciudad Universitaria

## CONCLUSIONES

El contar con una red de piranómetros termo-eléctricos, clasificados de acuerdo a la ISO 9060:2018 como instrumentos de Clase A, con un mantenimiento aunque mínimo (no se realiza diario), lo suficientemente frecuente para confiar en las observaciones, un programa de calibración y cumpliendo con los requerimientos que marcan los organismos internacionales para la instalación de los sensores de radiación solar, se logró crear una base de datos lo suficientemente confiable para poder generar productos de uso inmediato para el aprovechamiento de la energía solar a través de sistemas fotovoltaicos y de calentamiento.

También con esta información es posible elaborar políticas gubernamentales para el aprovechamiento de la energía solar, más acordes a la realidad, aumentando considerablemente la probabilidad de éxito de las mismas, y al mismo tiempo poder hacer frente a otros graves problemas como son la contaminación ambiental, el cambio climático, etc..

REFERENCIAS

1. Bourges, B., "Climatic Data Handbook for Europe", Climatic Data for the Design of Solar Energy Systems, Kluwer Academic Publishers, 1992
2. Duffie John, A. Beckman William, "Solar Engineering of Thermal processes", 4 edition, John Wiley & Sons, (2006).
3. Finsterle W. WMO IOM Report No. 124, "WMO International Pyrheliometer Comparison IPC-XII", PMOD/WRC, Davos, June 2016
4. Gonzalez-Cabrera A.E., Riveros-Rosas D., Valdes-Barrón M.G., Bonifaz-Alfonzo R., Velasco-Herrera V.M., Estevez-Perez H.R. and Carabali G., "New Reference Solarimetric Network for Mexico"; SolarPACES 2017, Santiago de Chile 26 al 29 de septiembre, 2017. AIP Proceedings 2033,190007, 2018.
5. Muhlia Velázquez A., "Sobre la estimación estadística de la energía de radiación solar disponible", Revista de Energías Renovables, ANES, Vol. 1, No. 1, Año 1, Pag. 8 – 10, Marzo 2009.
6. Organización Meteorológica Mundial, Guía de Instrumentos y Métodos de Observación Meteorológicos. OMM No. 8, 2017
7. Riveros-Rosas D, Bonifaz R., Valdes M., Rivas R. "Análisis por Región de Información Solarimétrica en la República Mexicana" XI congreso Iberoamericano de energía solar y XXXVIII Semana Nacional de Energía Solar, Querétaro, Querétaro, México, octubre, 2014
8. Manajit Sengupta, Aron Habte, Sarah Kurtz, Aron Dobos, Stefan Wilbert, Elke Lorenz, Tom Stoffel, Dave Renné, Christian A. Gueymard, Daryl Myers, Steve Wilcox, Philippe Blanc, Richard Perez. "Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications". [Research Report] Technical Report NREL/TP-5D00-63112, National Renewable Energy Laboratory. 2015, 236 p. fhal-01184753f
9. Valdés-Barrón M., Riveros-Rosas D., Arancibia-Bulnes C.A., Bonifaz R., "The Solar Resource Assessment in Mexico: State of Art", Energy Procedia 57, pp. 1299-1308, 2014.

**REGIONALIZACIÓN DE LA VARIACIÓN TEMPORAL DEL FACTOR DE TURBIDEZ LINKE  $T_L$  EN MÉXICO A PARTIR DE ALGORITMOS DE MACHINE LEARNING**

**Salinas-González J.D.\*, García-Hernández A.\*, Riveros-Rosas D.\*\*\*, Moreno-Chávez G.\*, González-Cabrera A.E.\*\*\*, Zarzalejo L.F.\*\*\***

- \* Maestría en procesamiento de la información, Universidad Autónoma de Zacatecas, Carretera Zacatecas-Guadalajara Km. 6. Ejido la Escondida, Zacatecas, 98160, (Zacatecas) México, [alegarcia@uaz.edu.mx](mailto:alegarcia@uaz.edu.mx)
- \*\*Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México, Circuito de la investigación científica s/n, Cd. México, 04510, (Coyoacán) México.
- \*\*\* Centro de Investigaciones Energéticas Medio Ambientales y Tecnológicas, Av. Complutense 40, 28040, (Madrid) España.

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6108>

**RESUMEN/RESUMO**

El agrupamiento de áreas geográficas, por medio de análisis de *clusters*, es una tarea que permite identificar regiones de acuerdo a los comportamientos de las variables geoclimáticas. En este trabajo de investigación se agrupó al  $T_L$  Linke en regiones similares de la república mexicana de acuerdo con su varianza temporal anual del año 2015. Mediante algoritmos y técnicas de *Machine Learning* (aprendizaje automático), como son las mezclas de gaussianos mixtos y análisis de componentes principales, se han obtenido dos mapas, de 10 y 9 regiones que permiten identificar de una manera visual dichas regiones y analizar el comportamiento del  $T_L$  Linke en la república mexicana.

**PALABRAS CLAVE:**  $T_L$  Linke, Análisis de *Clusters*, Reducción de Complejidad, *Machine Learning*, Turbidez.

**ABSTRACT**

The clustering of geographic zones, by cluster analysis, is a task which enables to identify geographic's regions according to the behavior of geoclimatic's variables. In this work, the  $T_L$  Linke was grouped in similar regions in the Mexico country according to the temporal annual variance of the year 2015. Using machine learning algorithms and techniques like Gaussian mixture models and principal components analysis, we obtained two maps of 10 and 9 regions which enables identify and analyze the  $T_L$  Linkes behavior on Mexico country.

**KEYWORDS:**  $T_L$  Linke, Cluster Analysis, Complex Reduction, Machine Learning, Turbidity.

INTRODUCCIÓN

La planeación e instalación de una red de medición solarimétrica requiere de un criterio climático para determinar puntos de medición representativos para la diversidad de ambientes naturales de la región a evaluar. Resulta conveniente que las estaciones de medición estén ubicadas de forma que representen la diversidad climática de la región a evaluar. Es por esto que a la fecha pueden encontrarse trabajos relevantes para la radiación solar. Por ejemplo, a partir de series de tiempo de imágenes de nubosidad (Zagouras et al., 2013) en Grecia, series de tiempo de radiación global horizontal (Journée et al., 2012) en Benlux, mediciones de estaciones terrestres de radiación solar de superficie (Watanabe, 2016) en Japón, estimaciones de radiación solar a partir de imágenes de satélite (Valenzuela et al., 2018; Vindel et al., 2018), así como el análisis variables meteorológicas que dependen de la ubicación geográfica de punto en el área de estudio (Riveros-Rosas et al., 2014) en México.

En este artículo, el objetivo general es regionalizar, a través de mapas, regiones de México similares en su variación de  $T_L$  Linke respecto al año 2015 mediante algunas técnicas de análisis de *clusters*, de *Machine Learning* y a partir del conjunto óptimo de regiones. De esta forma, describir de forma estadística el comportamiento del  $T_L$  Linke en dichas regiones. Este trabajo servirá posteriormente para el estudio en conjunto de otras variables geoclimáticas relacionadas a la radiación solar para la planeación de redes solarimétricas en México.

DATOS

El análisis mensual del factor de turbidez atmosférica  $T_L$  Linke fue propuesto debido a su relación con la radiación solar.  $T_L$  Linke provee una aproximación de los efectos de absorción y esparcimiento de la radiación solar a su paso por la atmósfera. También se puede interpretarse como el número de atmósferas secas y limpias que produciría los efectos de atenuación y dispersión observados en la atmósfera real en ausencia de nubes, (J. Angles, L. M, O. Bauer et al., 1999), (Laguarda y Abal, 2016). Para los modelos como Heliosat 2 y ESRA (Rigollier C. Et al., 2000), el índice de turbidez de Linke es utilizado para la estimación de la radiación solar que alcanza la superficie en condiciones de cielo despejado. Algunos de los valores más frecuentes de  $T_L$  Linke se describen en la Tabla 1. (Olcoz Larrayoz, 2014).

Tabla 1. Algunos valores frecuentes de  $T_L$  Linke

Tipo de atmósfera	TL
Describe una atmósfera de Rayleigh solo con efectos de dispersión molecular	=1
Muy clara (pocas partículas en suspensión)	~2
Clara y cálida	~3
Húmeda y cálida	4~6
Con polución	>6

Para la investigación se usaron imágenes mensuales de la región mexicana con respecto a su valor de  $T_L$  Linke en el año 2015 con una resolución original de  $2127 \times 3066$  píxeles de la base de datos SODA (<http://www.soda-pro.com/>).

METODOLOGÍA

El diagrama para la regionalización, mediante el análisis de clúster empleado, se describe en la Fig. 1. En la figura,  $A$  representa las imágenes de  $T_L$  Linke como una matriz de  $n \times m \times d$  de números reales. Donde  $n$  es el número de filas,  $m$  el número de columnas relacionadas a la geolocalización y  $d$  la serie de tiempo analizado, en nuestro caso 12 meses. Las imágenes entran a la etapa de preprocesamiento con el objetivo de crear una base de datos  $X_{BD}$  que contiene *píxeles x características* para analizar de un rango de clúster que va desde  $k_i$  a  $k_r$ . Esto da como resultado  $\vec{k}$  vectores de clases (asignación del píxel a una región), estas son evaluadas para obtener un número óptimo  $\vec{O}$  de regiones con respecto a la variación temporal de la turbidez atmosférica en México.

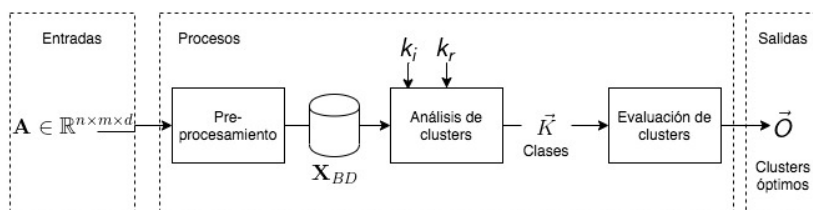


Fig. 1. Diagrama de actividades para la regionalización del  $T_L$  Linke.

Preprocesamiento

Durante esta etapa se efectúan dos actividades, que consisten en un recorte de la imagen y el análisis de componentes principales (ACP). El objetivo general de este proceso es reducir la complejidad computacional de la evaluación y análisis de *cluster* por medio de algoritmos y técnicas de *Machine Learning*. Lo anterior se debe a que imágenes con una resolución espacial y análisis de series de tiempo muy grandes, dan como resultado análisis muy complejos. Con la resolución de las imágenes de T<sub>L</sub> Linke, para hacer un análisis de regiones de clúster con 12 meses, se tendrían que analizar  $2127 \times 3066 \times 12$  píxeles, lo que sería un total de  $7.8256584 \times 10^7$  píxeles.

El recorte es efectuado con el objetivo de reducir el número de píxeles a analizar. Esto permite crear una matriz reducida de la imagen **A** denotada como **a** el cual solo contiene píxeles de la superficie Mexicana. Por otro lado, ACP es efectuado para reducir el número de características, en este caso el número de meses a analizar.

ACP es una transformación lineal, que escoge un nuevo sistema de coordenadas, para el conjunto de datos. En dichos datos, la varianza de mayor tamaño del conjunto es almacenada como el primer componente y se ordenan de forma decreciente. Para aplicar ACP, es necesario normalizar la matriz **a** aplicando la Ec. (1). Donde *x* es un píxel de la matriz **a**,  $x_{min}$  es el valor mínimo,  $x_{max}$  el valor máximo de la matriz y  $x'$  es el nuevo valor del píxel, cuyo valor se encuentra entre el rango [0,1]. El resultado de normalizar es  $\hat{a}$  normalizada.

$$x' = \frac{x - x_{min}}{x_{max} - x_{min}} \tag{1}$$

ACP se obtiene a partir de la Ec. (2) y (3), donde **|a|** es la matriz normalizada, **w** es un eigenvector de la matriz de covarianza  $\Sigma$ ,  $\lambda$  los eigenvalores, **I** la matriz identidad y *det* la determinante de la matriz.

$$\Sigma \mathbf{w} = \lambda \mathbf{w} \tag{2}$$

$$\det(\lambda \mathbf{I} - \hat{\mathbf{a}}) = 0 \tag{3}$$

El resultado de aplicar ACP es la sumatoria de los eigenvalores, donde en el primer eje es aquel que contiene la mayor varianza.

Evaluación de *clusters*

El análisis de clúster es una tarea no supervisada de *machine learning* que separa los datos en grupos (o clases de objetos similares) basados en un criterio de similaridad (Tobergete y Curtis, 2013). El algoritmo más usado empleado para determinar regiones climatológicas es *Kmeans* o modificaciones del mismo (Zagouras et.al., 2013). El problema con dicho algoritmo es que la asignación de grupos depende de la distancia entre los datos y un valor central llamado centroide. Como la distancia euclidiana es esférica, el algoritmo tiene deficiencias para agrupar datos alejados de dicho centroide (VanderPlas,2016).

Con el objetivo de regionalizar zonas geográficas con respecto a la varianza temporal de T<sub>L</sub> Linke, y evitar las deficiencias, el algoritmo de Mezclas Mixtas Gaussianas (GMM) es un algoritmo de agrupamiento suave, lo cual significa que un píxel tiene la probabilidad de pertenecer a uno o más clúster a partir de un conjunto finito de distribuciones gaussianas de parámetros desconocidos.

Una distribución de probabilidad gaussiana multivariada está dada por la Ec. (4). Donde  $\mu$  es la media,  $\Sigma$  la matriz de covarianza,  $\pi$  es un parámetro que define la ponderación de la distribución gaussiana (Contreras, 2019).

$$\mathcal{N}(x|\mu, \Sigma) = \frac{1}{(2\pi)^{D/2} |\Sigma|^{1/2}} \exp \left( -\frac{1}{2} (x - \mu)^T \Sigma^{-1} (x - \mu) \right) \tag{4}$$

Para determinar la probabilidad de  $x$  pertenezca a una distribución gaussiana, se usa el algoritmo de EM (máxima de expectación).

Durante el paso de estimación se inicializa valores aleatorios  $\mu_k$ ,  $\Sigma_k$  y  $\pi_k$  y estima que la probabilidad de que el elemento pertenezca a una distribución aplicando la Ec. (5). Donde  $z_{nk} \leq 1$  es la variable latente que toma  $k$  posibles valores cuando  $x$  viene de una distribución gaussiana  $k$  y cero en otro caso.

$$\gamma(z_{nk}) = \frac{\pi_k \mathcal{N}(x_n | \mu_k, \Sigma_k)}{\sum_{j=1}^k \pi_j \mathcal{N}(x_n | \mu_j, \Sigma_j)} \quad (5)$$

Durante el paso de maximización se actualizan los parámetros  $\mu_k$ ,  $\Sigma_k$  y  $\pi_k$  aplicando las Ec (6), (7) y (8).

$$\pi_k = \frac{\sum_{n=1}^N \gamma(z_{nk})}{N} \quad (6)$$

$$\mu_k = \frac{\sum_{n=1}^N \gamma(z_{nk}) x_n}{\sum_{n=1}^N \gamma(z_{nk})} \quad (7)$$

$$\Sigma_k = \frac{\sum_{n=1}^N \gamma(z_{nk}) (x_n - \mu_k)(x_n - \mu_k)^T}{\sum_{n=1}^N \gamma(z_{nk})} \quad (8)$$

El algoritmo se itera sucesivamente, hasta un número de iteraciones definido, o bien cuando el algoritmo converge, es decir, cuando los valores de  $\mu_k$ ,  $\Sigma_k$  y  $\pi_k$  no sufren cambios o los cambios son menores a un valor de tolerancia.

### Evaluación de clusters

Para agrupar regiones similares, debemos establecer/definir a priori un número de clases a evaluar. El número óptimo de clases puede ser una tarea ambigua y compleja. Por ello, existen técnicas de evaluación de clúster cuya meta es determinar el número de clases o regiones óptimas en las que se ajustan nuestros datos. Estas pueden ser validaciones externas (previo conocimiento del agrupamiento de los datos) y/o validaciones internas que consideran la información intrínseca de la estructura geométrica de los datos. El segundo tipo de validación es muy apropiada para analizar los datos sin necesidad de hacer suposiciones del comportamiento de los datos. Los índices Davies-Bouldin (DB) y Calinski-Harabaz (CH), así como el método L, son algoritmos bien conocidos por su aplicación en la regionalización (Zagouras et al., 2013; Zagouras et al., 2014a).

El índice DB se basa en la relación de distancias de los inter e intra-grupos donde un valor pequeño de DB indica *clusters* compactos y bien separados (minimiza el potencial de similaridad entre cada uno) mientras que el índice CH se basa en la posición de los centroides del clúster. Un valor grande de CH está relacionado a la partición de *clusters* bien separados en donde los centroides o medias de los *clusters* se encuentran distantes en el espacio y mantienen distancias compactas inter-cluster. Las evaluaciones DB y CH pueden ser visualizadas como un gráfico de evaluación, donde el eje  $x$  representa la cantidad de clases que se están evaluando y el eje  $y$  la magnitud de la evaluación.

Para los dos tipos de índices es necesario evaluar sobre un rango grande de clases, los cuales generalmente producen comportamientos asintóticos. Por esta razón para determinar un número razonable de clases, el Método L puede ser aplicado a los índices DB y CH. El método L se basa en encontrar un punto crítico o “rodilla” en el gráfico de evaluación que determina el apropiado número de clases. Este punto crítico es donde la intersección de los dos mejores ajustes lineales al lado izquierdo y derecho del punto crítico dan el error cuadrático medio (RMSE) más pequeño y cubren la mayoría de los puntos. El método L se encuentra definido por la Ec. (9), donde  $K$  es el número total de *clusters*,  $L_c$  y  $R_c$  son secuencias del lado izquierdo y derecho de los datos particionados por el punto  $c$ ,  $RMSE_{L_c}$  y  $RMSE_{R_c}$  son los errores cuadráticos medios de  $L_c$  y  $R_c$ .

$$RMSE_C = \frac{c-1}{K-1} \cdot RMSE_{Lc} + \frac{c-1}{K-1} \cdot RMSE_{Rc} \quad (9)$$

Dicho esto, el número de clases más adecuado es aquel que corresponde con el mejor ajuste determinado por el mínimo valor del  $RMSE_C$ .

### IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS

En la etapa de preprocesamiento, las matrices de  $T_L$  Linke fueron recortadas y el algoritmo ACP fue aplicado. Gracias a las dos actividades fue posible crear una base de datos  $X_{BD}$  de  $1130253 \text{ píxeles} \times 3$  componentes principales, siendo ésta una reducción significativa de los  $7.8256584 \times 10^7$  píxeles originales a analizar. La base de datos almacena solamente píxeles de la superficie mexicana y 3 eigenvalores que describen el 95.53% de la varianza total del  $T_L$  Linke durante los 12 meses de estudio como se puede observar en Fig. (2).

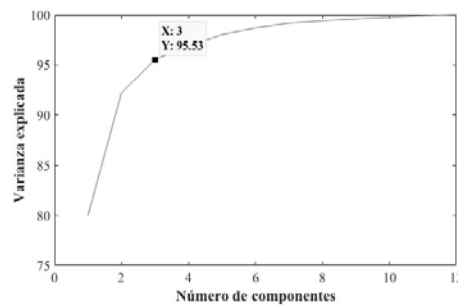


Fig. 2. Relación de componentes principales / varianza explicada.

Para regresar a la imagen original, las coordenadas  $x$  e  $y$  fueron almacenadas en una base de datos de posiciones, con los valores nuevos de nuestras matrices. En la Fig. 3, se construye una imagen de  $T_L$  Linke como la suma de los primeros 3 componentes principales.

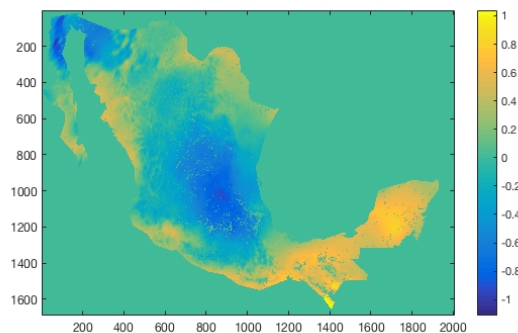


Fig. 3. Suma de los primeros 3 componentes de  $T_L$  Linke.

Como se puede observar en la Fig. 3. Mediante la aplicación ACP es posible observar las magnitudes y direcciones de los primeros tres  $pca$ 's de  $T_L$  Linke con respecto a su varianza temporal en diversas zonas geográficas.

En la etapa de análisis de *clusters*, el algoritmo GMM fue aplicado a la base de datos  $X_{BD}$  en un rango de  $2 \leq k \leq 50$  clases. Mientras que en la etapa de evaluación los resultados del método L, para los índices DB y CH, se pueden observar en la Fig. 4. Y la Fig. 5. El número óptimo de clases de acuerdo con el método L es 9 y 10 respectivamente.

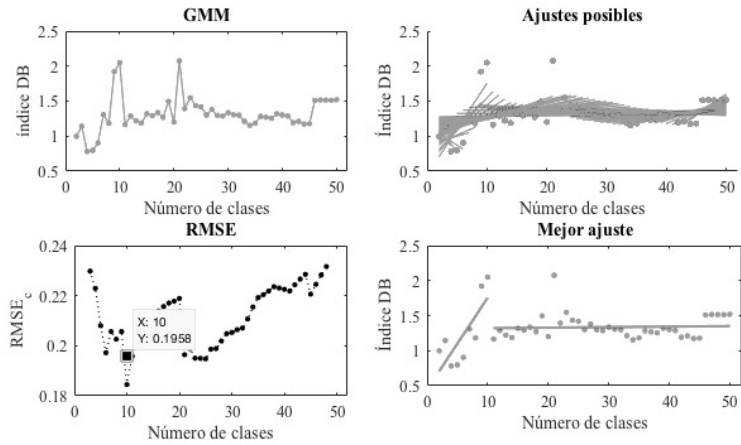


Fig. 4. Método L. Para índice DB

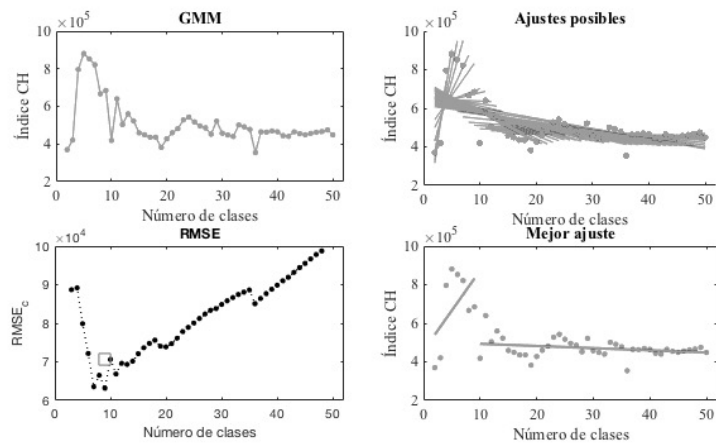


Fig. 5. Método L. Para índice CH.

En la Fig. 6 muestra la regionalización a 10 clases determinadas (usando al método L) a partir de los índices DB. La Fig. 7 muestra la regionalización a 9 clases determinadas mediante el índice CH.

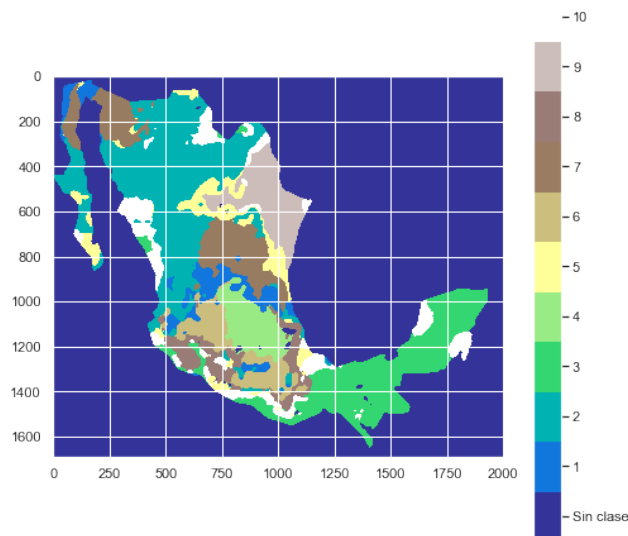


Fig. 6. Regionalización a 10 clases de  $T_L$  Linke.



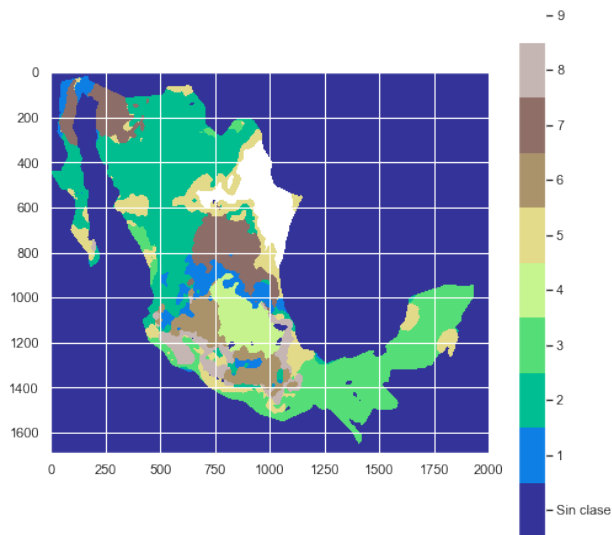


Fig. 7. Regionalización a 9 clases de  $T_L$  Linke.

Para analizar los valores anuales de  $T_L$  Linke en las clases resultantes (de cada regionalización) fueron aplicados los siguientes estadísticos sobre el  $T_L$  Linke: media, desviación estándar (Std.), varianza (Var.), valor mínimo (Min.), máximo (Máx.) (ver Tabla 2). Para diferenciar los estadísticos, de las dos regionalizaciones, DB indica la regionalización a 10 clases y CH la regionalización a 9 clases. Las celdas vacías son debido a que la regionalización descubierta mediante el método L, al relacionar los números de clases e índices CH, solo tienen 9 clases.

Tabla 2. Comportamientos anuales de  $T_L$  Linke por región.

Clase	media		Std.		Var.		Min.		Máx.	
	DB	CH	DB	CH	DB	CH	DB	CH	DB	CH
1	3.243	3.158	0.0291	0.03	0.0002	0.0002	1.89	1.8566	4.62	4.5486
2	3.925	3.925	0.0465	0.046	0.0004	0.0004	2.42	2.4214	5.34	5.4397
3	3.6970	3.705	0.0341	0.332	0.0003	0.0332	2.30	2.3056	5.54	5.5486
4	3.261	3.259	0.0271	0.026	5.0E-5	4.8E-5	2.31	2.3251	4.29	4.2993
5	3.909	3.833	0.0319	0.035	0.0001	0.0002	2.37	2.3575	5.95	5.9529
6	3.233	3.269	0.1084	0.116	0.0091	0.0177	1.8	1.8	5.3	5.3
7	3.640	3.64	0.0499	0.041	0.0018	0.001	1.85	1.9512	5.34	5.5069
8	3.563	3.488	0.0282	0.026	8.1E-5	5.2E-5	2.25	2.2567	4.85	4.8018
9	4.189	4.148	0.0335	0.044	0.0001	0.0003	2.90	2.7237	5.44	5.7917
10	3.243		0.0669		0.0015		2.45		5.79	

Para evaluar que los valores promedios de cada clase tuvieran relación con los centroides de cada clúster, el coeficiente de correlación Pearson fue empleado. Esto implicó la transformación inversa de los centroides, definidos como componentes principales, a valores de  $T_L$  Linke originales. El resultado de la correlación de 10 clases fue de 0.99678328 y a 9 clases de 0.99863388, lo que implica que los valores anuales de  $T_L$  Linke de cada región son prácticamente los mismos a los valores de los centroides correspondientes. Los 12 valores anuales de  $T_L$  Linke (para cada pixel) se pueden mapear a tres componentes principales. Esto sin tener diferencias significativas en los datos. Lo anterior resulta conveniente para análisis más complejos, e indican a su vez poca varianza con respecto al  $T_L$  Linke en México.

## CONCLUSIONES

Gracias a las actividades de *Machine Learning*, como el procesamiento (recortes y el ACP) podemos determinar áreas de interés y reducir el número de píxeles. En nuestro caso describió el 95.53% de la varianza temporal de  $T_L$  Linke. Esto significa que el preprocesamiento puede reducir en varios ordenes de magnitud la cantidad de información a analizar sin que se pierda información significativa al realizar la regionalización. Se condujo un análisis de clúster y se evaluó mediante el algoritmo GMM y el método L. Los cuales ayudaron a visualizar regiones significativas de  $T_L$

Linke (en la superficie de México) con poca varianza, y desviación estándar sobre la media de cada región. Debido a que los valores promedios de cada clase tienen poca variación con respecto a los centroides, la agrupación de las regiones tiene un margen de error muy pequeño sobre sus valores anuales, y esto implica que dichas regiones representan un buen estimado del  $T_L$  Linke en México. Además de lo anterior, cabe destacar la buena correlación entre los valores de Linke reconstruidos a partir de los centroides (definidos como componentes principales) y los valores de  $T_L$  Linke originales. Los coeficientes de correlación de Pearson, entre los valores reconstruidos y originales, fueron superiores a 0.998 y 0.996, para un número de clases óptimo de 9 y 10 respectivamente.

Como trabajo futuro, se desea aplicar esta metodología a otras variables geoclimáticas en conjunto con el  $T_L$  Linke. Esto a fin de regionalizar la república mexicana con información de imágenes de altitud y series de tiempo de albedo e índice de nubosidad. El objetivo es crear un mapa donde las clases agrupen de mejor forma la diversidad climática de la república mexicana y relacionarlos con la radiación solar.

## REFERENCIAS

Contreras Carrasco, O. (2019). Gaussian Mixture Models Explained. Retrieved February 15, 2020, from <https://towardsdatascience.com/gaussian-mixture-models-explained-6986aaf5a95>

Joel Angles, Lionel Ménard, Olivier Bauer, Christelle Rigollier, Lucien Wald. A climatological database of the Linke turbidity factor. ISES Solar World Congress 1999, Jul 1999, Jerusalem, Israel. pp. 432-434. hal-00465886

Journée, M. & Demain, C. & Müller, Richard & Bertrand, C. (2012). Towards a climatology of surface incoming solar radiation over the Benelux by merging long time series of Meteosat-derived estimations and ground-based measurements. 2664-.

Laguarda, A., & Abal, G. (2016). Índice de turbidez de Linke a partir de irradiación solar global en el Uruguay.

Olcoz Larrayoz, A. (2014). Implementación del método heliosat para la estimación de la radiación solar a partir de imágenes de satellite. Reporte técnico, Universidad Pública de Navarra, Pamplona

Rigollier C. Bauer O. and Wald L. (2000). On the clear sky model of the ESRA — European Solar Radiation Atlas — with respect to the heliosat method, *Solar Energy*, 68 (1), pp33-48.

Riveros-Rosas D, Bonifaz R., Valdes M., Rivas R. “Análisis por Región de Información Solarimétrica en la República Mexicana” XI congreso Iberoamericano de energía solar y XXXVIII Semana Nacional de Energía Solar, Querétaro, Querétaro, México, octubre, 2014.

Tobergte, D. R. and Curtis, S. (2013). *Machine learning with R*, volume 53, Packt Publishing Ltd., Birmingham, second edition.

Valenzuela, R. X., Vindel, J. M., Navarro, A. A., Zarzalejo, L. F., Paz-Gallardo, A. y Ferrera-Cobos, F., 2018. GeoPAR - Red de estaciones de medida de Radiación Fotosintéticamente Activa. Ponencias de: XVI Congreso Ibérico y XII Iberoamericano de Energía Solar, 21-6-2018, Madrid (España)

VanderPlas, J. (2016). *Python Data Science Handbook: Essential Tools for Working with Data*. O'Reilly Media, Inc., 1<sup>st</sup> edition.

Vindel, J. M., Valenzuela, R. X., Navarro, A. A. y Zarzalejo, L. F., 2018. Methodology for optimizing a photosynthetically active radiation monitoring network from satellite-derived estimations: A case study over mainland Spain. *Atmospheric Research* 212, 227-239

Watanabe, Takeshi & Takamatsu, Takahiro & Nakajima, Takashi. (2016). Evaluation of Variation in Surface Solar Irradiance and Clustering of Observation Stations in Japan. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*. 55. 10.1175/JAMC-D-15-0227.1.

Zagouras, A., Kazantzidis, A., Nikitidou, E., & Argiriou, A. A. (2013). Science Direct Determination of measuring sites for solar irradiance, based on cluster analysis of satellite-derived cloud estimations. *Solar Energy*, 97, 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.08.005>.

Zagouras, A., Inman, R. H., and Coimbra, C. F. (2014a). On the determination of coherent solar microclimates for utility planning and operations. *Solar Energy*, 102: 173-188.

**EVALUACIÓN DE LA CORRELACIÓN ENTRE VALORES EXPERIMENTALES PROMEDIOS MINUTO DE RADIACIÓN SOLAR DIFUSA A GLOBAL, EN EL SECTOR CENTRO-ORIENTE DE BOGOTÁ - COLOMBIA**

**Forero Ch. N.L.\*, Roa F.L.\*, Delgado M.A.\*\*, Flórez J.M.\***

\* Licenciatura en Física, Grupo de Investigación en Física del Medio Ambiente y Energía Solar - FMAES, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, sede Macarena B, Carrera 4A # 26D - 54, Bogotá, Colombia, fono/fax +57 1 3239300 Ext.3050, [nforero@udistrital.edu.co](mailto:nforero@udistrital.edu.co), [fmaes@udistrital.edu.co](mailto:fmaes@udistrital.edu.co)

\*\* Licenciatura en Química, Grupo de Investigación en Física del Medio Ambiente y Energía Solar - FMAES, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, sede Macarena B, Carrera 4A # 26D - 54, Bogotá, Colombia, fono/fax +57 1 3239300 Ext.3050, [fmaes@udistrital.edu.co](mailto:fmaes@udistrital.edu.co)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6109>

RESUMEN

Se presentan resultados de la evaluación sobre la correlación entre valores promedios minuto de medidas de radiación solar difusa a radiación solar global diarias, en el plano horizontal, para el sector centro - oriente de Bogotá, Colombia, durante el período 2012-2015. Los datos de radiación solar difusa, como los de global, se adquieren a partir de sistemas estructurados, desarrollados bajo el concepto de Instrumentación Virtual que emplea lenguaje de programación gráfica Lab-VIEW. Aunque en general los cambios en magnitud de la intensidad de radiación difusa siguen simultáneamente a los de global, sus diferencias se amplían en momentos de alta radiación. Los resultados arrojan un coeficiente de correlación entre radiación difusa a global  $f_d=0.639$ . Como complemento se presentan perfiles en el periodo establecido, con valores promedio día y mes/día. Estos aportes son necesarios para establecer características del potencial energético solar en áreas y regiones definidas, es decir, tener parámetros válidos para dimensionamiento, diseño e implementación de plantas y sistemas solares.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Irradiación solar difusa, Irradiación solar global, correlación.

ABSTRACT

This article presents the results of the evaluation on the correlation between minute mean values of measurements of diffuse solar radiation to global solar radiation daily, in the horizontal plane, for the central-eastern sector of Bogotá, Colombia, during the period 2012-2015. Diffuse solar radiation data, such as global data, are acquired from structured systems, developed under the concept of Virtual Instrumentation that uses the graphical programming language Lab-VIEW. Although in general the changes in magnitude of the intensity of diffuse radiation follow simultaneously to those of global, their differences widen at times of high radiation. The results show a correlation coefficient between diffuse radiation at global  $f_d = 0.639$ . As a complement, profiles are presented during the established period, with average day and month/day values. These contributions are necessary to establish characteristics of the solar energy potential in defined areas and regions, that is, to have valid parameters for dimensioning, design and implementation of solar plants and systems.

KEYWORDS: Diffuse solar irradiation, global solar irradiation, correlation,

## INTRODUCCIÓN

En Colombia se cuenta mayormente con bases de datos de radiación solar global horizontal, mapas y atlas brindados por entidades gubernamentales, (IDEAM, 2019) e instituciones privadas; sin embargo, es escasa la información estadística representativa sobre el recurso solar en forma local, teniendo en cuenta que existen regiones con características climáticas espacio-temporales de alta variabilidad, como es el caso de la región en la que está ubicada la ciudad de Bogotá (IDEAM – UNAL, 2018) y en particular la franja oriental que bordea la cordillera oriental de los andes. La zona geográfica del sector centro-oriente de la ciudad está localizada a una altitud promedio de 2655 msnm y se encuentra bordeada por una cadena montañosa que sobrepasa en algunos casos los 3300 msnm, lo que genera que se tengan temperaturas promedio del orden de 14.2°C, lo que se contrasta con la zona limítrofe de la gran llanura oriental del continente suramericano, compartida entre otros países por Colombia, Venezuela y Brasil, que tiene una altitud promedio de 300 msnm. Situación bien conocida debido a la alta variabilidad climática y de irradiación solar, lo que impacta directamente el desempeño de sistemas solares, pero que con conocimiento de sus características, se definen estrategias óptimas de operación (Fernández, C. et al., 2018).

Interesados en evaluar el recurso solar en este sector geográfico del centro oriente de Bogotá- Colombia, se han desarrollado sistemas de adquisición de datos para la medida de variables atmosféricas, climáticas y parámetros solares, entre ellos los de radiación solar global, directa y difusa, ya que brindan información útil, no solo para aplicaciones del recurso energético, sino también para el análisis de las condiciones atmosféricas. En este trabajo, a partir de las bases de datos, se presentan resultados de la evaluación de la correlación estadística entre valores experimentales promedios minuto de radiación solar difusa a radiación solar global, complementado con la obtención de promedios horario, diario, diario/mensual, y la evaluación del comportamiento para el periodo 2012 a 2015. La estación de medición desarrollada por el grupo de investigación en Física del Medio Ambiente y Energía Solar – FMAES, está ubicada en el sector centro-oriente de Bogotá – Colombia, con coordenadas 4.61° de latitud Norte, 74.06° de longitud Oeste y una altitud de 2657 msnm, en la sede Macarena B de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Las bases están compuestas originalmente por valores promedio minuto, necesarios para el estudio del recurso solar, parámetro característico necesario para el dimensionamiento y aplicación en sistemas solares de conversión térmica o sistemas fotovoltaicos, y particularmente como elemento de estudio en la influencia que ejerce la contaminación atmosférica. Se pone de manifiesto que es necesario realizar previamente, y preferiblemente durante varios periodos anuales, mediciones en cada región, considerando sus condiciones climáticas y ambientales, generando bases de datos de medidas, que permitan antes de desarrollar cualquier proyecto de infraestructura de aplicación del recurso solar, tener análisis, estudios y caracterizaciones fundamentales, para evitar pérdidas o sobrecostos. Estos temas son de relevancia, ya que se busca el óptimo desempeño y eficiencia de los sistemas de captación y transformación energética. (Devrim, Zafer, & Olcay, 2015).

## ASPECTOS METODOLÓGICOS Y EXPERIMENTALES

### Sistemas de adquisición de datos e instrumentación virtual

El diseño y puesta en operación del sistema de adquisición de datos (SAD) para medida de la radiación solar global se dio durante el 2008. Por su parte, a mediados del 2012 entra en operación el sistema para adquirir, procesar y analizar la componente difusa de la radiación solar, que emplea un piranómetro Kipp & Zonen MP3 y una banda obstructora diseñada y acoplada bajo parámetros técnicos. Ambos sistemas de medición y monitoreo fueron diseñados y estructurados bajo el concepto de Instrumentación Virtual (IV) que emplea el lenguaje de programación gráfica Lab-VIEW. Cada instrumento virtual (IV) conforma un sistema de adquisición de datos (SAD) que posee como componentes hardware, módulos compact Field Point (cFP), un computador y los piranómetros citados como sensores. Tanto LabVIEW, como los cFP son desarrollados por la firma National Instruments. Los cFP están compuestos por un módulo compact Field Point-2020 (cFP-2020), que es un controlador de procesos de automatización programable y módulos I/O, cFP AI 100 y cFP TC 120, estos últimos para medir diferentes variables (señales) provenientes de los sensores utilizados.

El IV para radiación solar global posee como sensor un piranómetro tipo termopila Eppley ref. 8-48, Black & White, con sensibilidad de 10.05µV/Wm<sup>-2</sup>, tiempo de respuesta de 16.2 segundos y en conjunto posee una resolución de ±1.20Wm<sup>-2</sup>; análogamente, el IV para la medida de la radiación difusa emplea el piranómetro Kipp&Zonenn, tipo termopila, con sensibilidad de 19.64µV/Wm<sup>-2</sup> y respuesta de 14.50 segundos, con resolución de ±1.22Wm<sup>-2</sup>. Cada IV visualiza los resultados en una interfaz gráfica denominada panel frontal y exporta automáticamente los promedios minuto a un archivo .xlsx, cada día, con los que se obtienen los promedios hora-día y los promedios día que conforman las bases. Las medidas de cada uno de estos parámetros son útiles para determinar características relevantes del recurso solar en el lugar específico y para evaluar el desempeño de sistemas solares. (Ayompe y Duffy, 2013).

### Metodología y tratamiento de datos.

Liu y Jordan fueron pioneros en analizar la correlación entre radiación difusa a global en una superficie horizontal (Liu y Jordan, 1960). Dichos análisis se enfocaron en la correlación entre valores promedios diarios, pero no se hizo con promedios horario o promedios minuto, con los que se demuestra la influencia de absorción, difusión y dispersión de la radiación solar con las componentes atmosféricas locales, evidenciándose a su vez factores de transmisión y claridad atmosférica.

Para facilitar los cálculos a partir de los datos registrados de los promedios minuto de radiación solar difusa, como global, se desarrolló un IV adicional que accede a cada archivo, denotado por la fecha en la forma  $d_i d_j / M_i M_j / A_i A_j A_k A_l$ .xlsx, (o, .dat), el que realiza autónoma y automáticamente en correspondencia la lectura de cada valor promedio minuto de radiación difusa  $D_i$ , el de radiación solar global  $G_i$ , realiza el cociente expresado en la Ec. (1) y guarda su resultado:

$$f_{D_i} = \frac{D_i}{G_i} \tag{1}$$

El IV permite además realizar otras operaciones entre otras; por ejemplo, determina cocientes entre promedios hora y detecta errores y valores atípicos dentro de las bases de datos.

El primer paso a seguir para establecer y validar la correlación entre la componente difusa  $D_i$  y la radiación solar global  $G_i$ , y que es parte del proceso de calibración anual de los sistemas, es contrastar y evidenciar el comportamiento de los dos instrumentos virtuales y en particular el de los dos piranómetros, sometiéndolos a las mismas condiciones de ambiente y temperatura. Para este fin, se desplaza completamente la banda obstructora que se superpone en el pirómetro Kipp & Zonen, dispuesto para la medida de radiación difusa, y se realizan medidas consecutivas hasta de un mes de radiación global  $G_i$ .

El primer proceso, sin embargo, se hizo durante seis meses a partir de enero de 2012. Ambos sistemas operaron simultáneamente y bajo las mismas condiciones en este periodo para el cual se obtuvo un coeficiente de correlación entre las dos medidas radiación solar global de 0.996. En la Figura 1., se presentan perfiles de radiación global  $G_i$ , para un día en particular al azar, como ejemplo del resultado de las mediciones obtenidas y superpuestos para determinar diferencias.

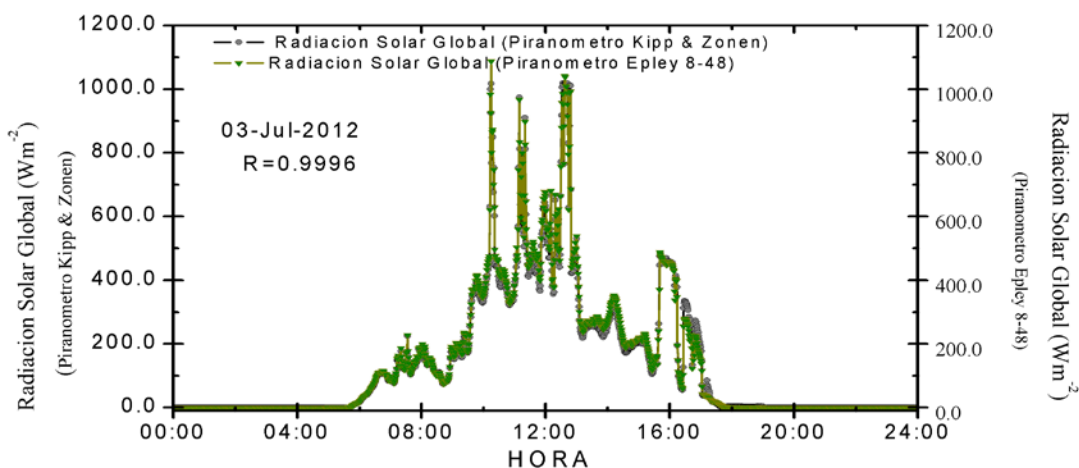


Fig. 1. Comportamiento de la irradiación solar difusa (negro) en relación a la irradiación solar global (verde), ambos en el plano horizontal, para el 04-08-2012 como día aleatorio de estudio.

Los resultados representados en color negro corresponden a medidas obtenidas mediante el piranómetro Kipp & Zonen, y los representados en color verde corresponden a las medidas obtenidas a partir del piranómetro Epley, Black & White. Los resultados de las medidas para este día en particular, 03 de julio del año 2012, revelan pequeñas diferencias al final del día, atribuidas presuntamente a la respuesta espectral y a diferencia de los tiempos de respuesta de los dos dispositivos. La desviación porcentual es del 0.04%, que se califica como un comportamiento óptimo para realizar las medidas con los dos sistemas bajo las mismas condiciones y en el caso del piranómetro Kipp & Zonen, dedicado a la medida de la radiación solar difusa.

## RESULTADOS Y ANÁLISIS

Luego de instalado el piranómetro Kipp & Zonen y puesta la banda obstructora a partir del día 5 de julio de 2012, se inicia la medición de radiación difusa en complemento a la medida de radiación solar global, con ayuda del piranómetro Epley Blck & White. Se establecieron tres rangos para la medida del promedio diario de radiación solar global  $G$ , a fin de facilitar la clasificación y caracterizar cada día en términos del comportamiento en los niveles de radiación, según las expresiones (2), (3) y (4).

$$\text{Baja radiación: } 0 < \bar{G}_i \leq 200 \text{ Wm}^{-2} \quad (2)$$

$$\text{Media radiación: } 200 \text{ W/m}^2 < \bar{G}_i \leq 400 \text{ Wm}^{-2} \quad (3)$$

$$\text{Alta radiación: } 400 \text{ Wm}^{-2} < \bar{G}_i \quad (4)$$

Siguiendo estos criterios, la Figura 2., presenta un ejemplo para un día tomado al azar y caracterizado como de baja radiación, en este caso y para la región un día nublado, en el que la radiación solar global promedio diaria fue de  $185.6 \text{ Wm}^{-2}$  y la radiación difusa de  $132.4 \text{ Wm}^{-2}$ , en proporción del 71.3% respecto a la global.

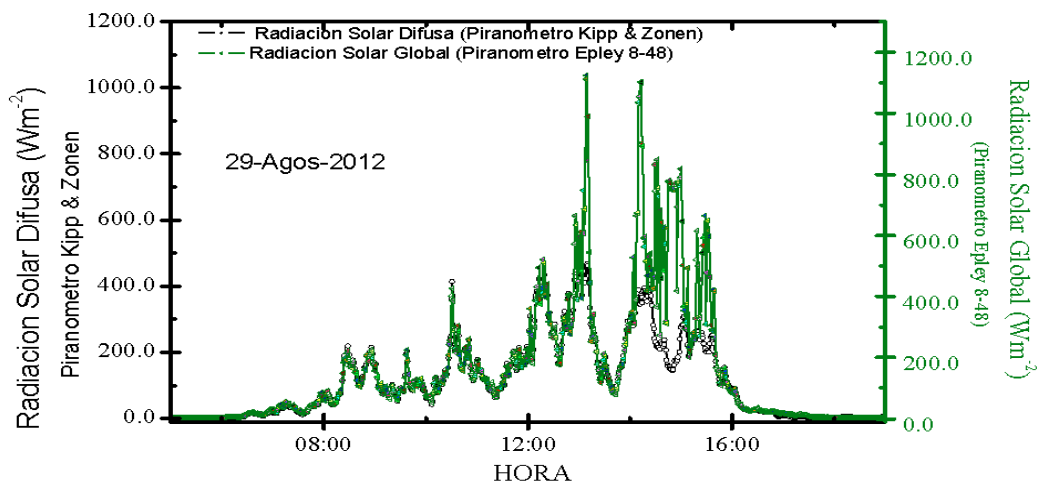


Fig. 2. Comportamiento de la radiación solar difusa  $D_i$  (negro) en contraste con la radiación solar Global  $G_i$  (verde) para el 29 de agosto, día caracterizado como de baja radiación solar.

Como se puede observar, se presenta coincidencia a lo largo de varias horas del día entre la componente difusa y la radiación solar global, exceptuando en ciertos momentos después de las 13:00 horas en los que la intermitencia de la nubosidad, permite la incidencia de radiación directa, representada en picos sobresalientes. Esto demuestra que para días con este comportamiento, la mayor parte de la radiación solar global, está compuesta por radiación solar difusa.

Por su parte, la Figura 3., muestra el comportamiento de la radiación solar difusa  $D_i$  en correlación con el comportamiento de la radiación solar Global  $G_i$  para el 11 de septiembre de 2012, también tomado al azar, día caracterizado de acuerdo a los criterios citados, de media radiación. Es un día con comportamiento similar al anterior, esto es, con presencia intermitente de nubes, pero con mayor contribución de franjas temporales de la componente directa. Se obtuvo una radiación solar global promedio de  $280.2 \text{ Wm}^{-2}$ , mientras que la radiación difusa fue de  $228.9 \text{ Wm}^{-2}$ , con una proporción del 81.6% de la global. Se puede notar igualmente que se presentan ciertos periodos en los que son coincidentes las dos medidas, es decir que la magnitud de la radiación global corresponde a la componente difusa, particularmente en las primeras horas del día y al atardecer.

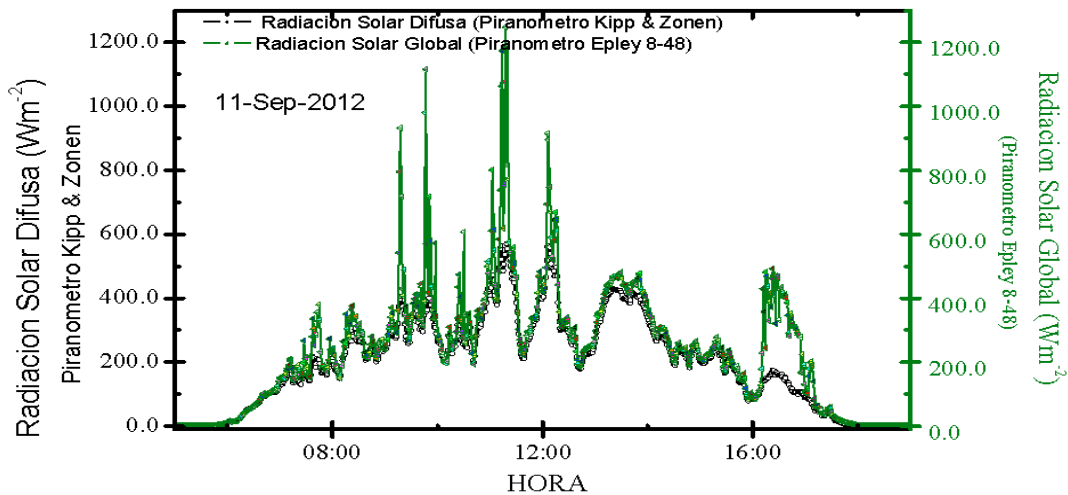


Fig. 3. Comportamiento de la irradiación solar difusa (negro) en relación a la irradiación solar global (verde), ambos en el plano horizontal, para el 11-09-2012 como un día aleatorio de estudio, calificado de media radiación.

Análogamente en la Figura 4., se presentan perfiles diarios de radiación solar difusa y global a partir de los promedios minuto, para un día calificado de alta radiación para el sector, con valor promedio/día de  $415.1 \text{ Wm}^{-2}$  de radiación global y de  $191.9 \text{ Wm}^{-2}$  de radiación difusa respectivamente.

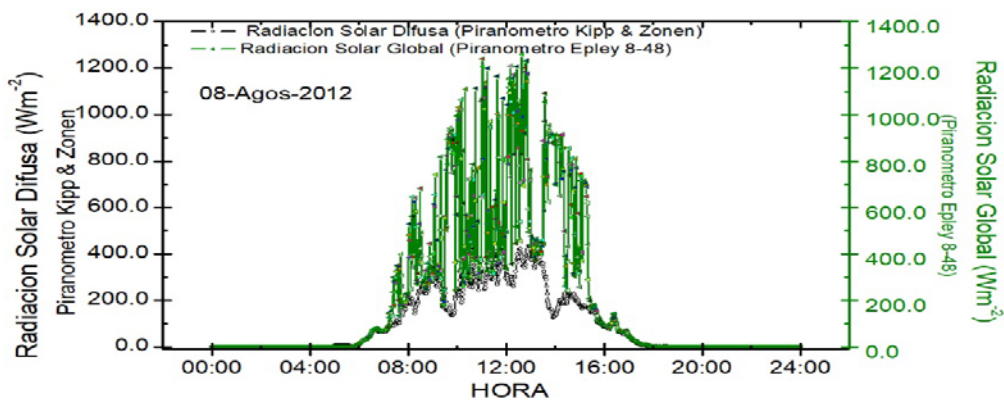


Fig. 4. Comportamiento de la irradiación solar difusa (negro) en relación a la irradiación solar global (verde), ambos en el plano horizontal, para el 08-08-2012 como un día aleatorio de estudio

Este día presentó una alta intermitencia por nubosidad como se puede observar. Este comportamiento es significativo, ya que se observa que la componente de la radiación difusa se mantiene relativamente estable, en contraste con la componente de radiación solar directa  $B_i$ , que corresponde en casos como este y en general a la diversidad de picos de radiación directa que presenta la radiación solar global, esto es, aquella porción de radiación que llega directamente del sol sin sufrir cambios en su dirección. Por su parte, la radiación difusa  $D_i$ , es producto de la interacción con la atmosfera, por reflexión, absorción por nubes, polvo atmosférico, montañas y múltiples factores. Simplemente se sabe que la otra componente de radiación corresponde a la reflejada o albedo que, sumada a las anteriores, establecen la radiación solar global  $G_i$ .

Aunque en general los cambios en magnitud de la intensidad de radiación difusa siguen simultáneamente a los de global, sus diferencias se amplían en los momentos en que se presenta alta radiación, es decir, en momentos de claridad y cielo despejado, en los que también y particularmente, se debe tener en cuenta la influencia de la contaminación atmosférica. Los resultados arrojan como ejemplo para este día un coeficiente de correlación entre radiación difusa a global con valor promedio/día  $\overline{f_d} = \frac{D_i}{G_i} = 0.635$  día en el que el mayor valor promedio horario para  $f_d$  se da entre las 16:00 a las 17:00 horas con 0.925, seguido por el de las 06:00 a las 07:00 horas, de 0.87. El menor valor promedio horario para  $f_d$ , se obtuvo entre las 14:00 y las 15:00 horas, como era de esperarse siguiendo el comportamiento de los perfiles de radiación de la Figura 4., equivalente a 0.296.

Como parte del análisis, la Figura 5., muestra un diagrama de dispersión de los datos de radiación solar difusa  $D_i$ ,

respecto a los datos, uno a uno, de las medidas de radiación global  $G_i$ , con los que se observa el grado de correlación entre las dos variables, para el periodo de la primera semana de agosto de 2012.

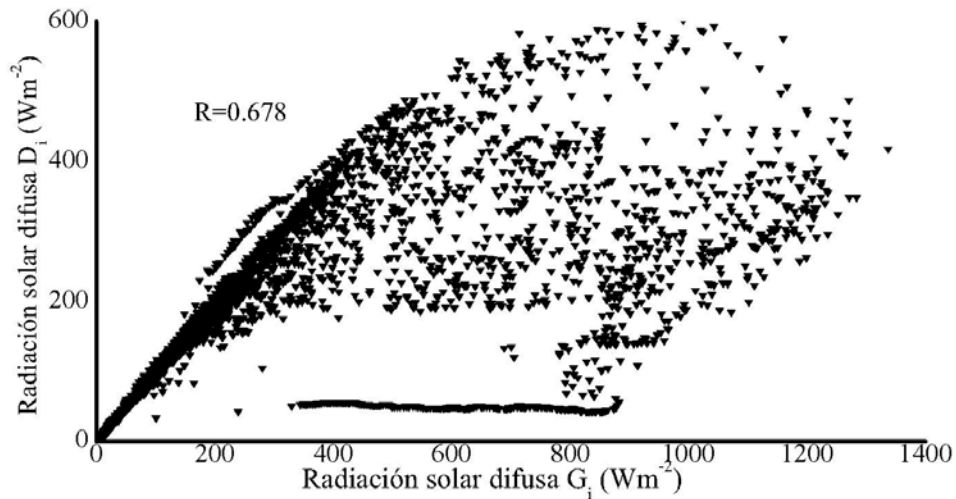


Fig. 5. Diagrama de dispersión de datos de valores promedio de radiación solar difusa  $D_i$  en contraste con los valores correspondientes de radiación solar global  $G_i$ , para la primera semana del mes de agosto de 2012.

El resultado obtenido para el coeficiente de correlación hallado es de 0.678, valor que se encuentra dentro de rangos de valores establecidos por otros autores, (Collares-Pereira and Rabl 1979), (Erbs, Klein, and Duffie 1982). Esto significa que la componente difusa de la radiación solar global corresponde a una fracción cercana a 2/3.

Como complemento, la Figura 6., presenta promedios diarios de radiación solar difusa en contraste con los de radiación solar global para el mes de agosto de 2012. Allí se observa que sólo dos días en el mes alcanzaron los 400.0  $Wm^{-2}$  y tres días con baja intensidad solar inferior a 200 $Wm^{-2}$ . Los días restantes alcanzaron niveles de media intensidad. El promedio diario mensual de radiación solar global fue de 281.2 $Wm^{-2}$ , mientras que el de radiación difusa fue de 199.1 $Wm^{-2}$ .

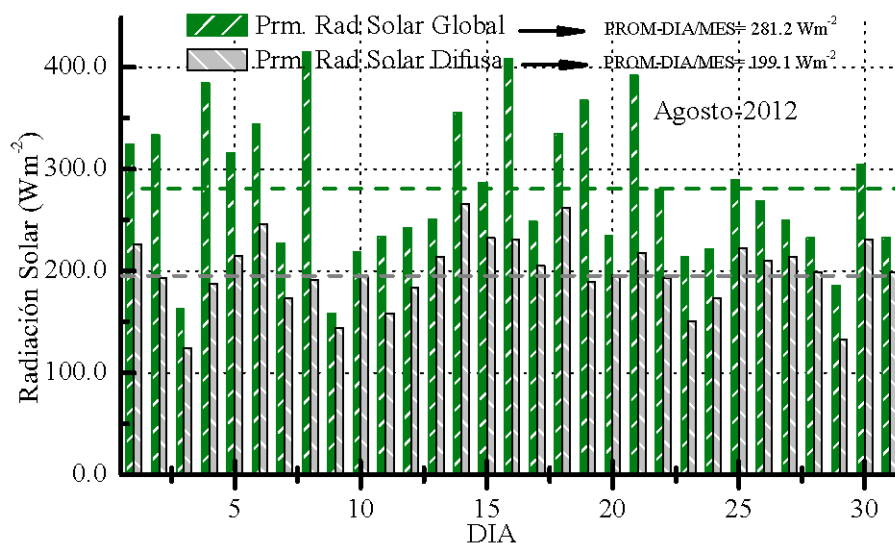


Fig. 5. Comportamiento de la radiación solar difusa  $D_i$  respecto a la radiación solar global  $G_i$  para el mes de agosto de 2012, a manera de ejemplo.

Estos aportes son necesarios para establecer características del potencial energético solar en áreas y regiones definidas, lo que significa tener parámetros válidos para dimensionamiento, diseño e implementación de plantas y sistemas solares, que posteriormente se traducen en eficiencia, calidad de servicio y reducción de costos. La Figura 6., representa los promedios día/mes de radiación solar global y su componente difusa, para cada uno de los meses



en estudio. A su vez se ilustran los promedios anuales dentro de cada periodo.

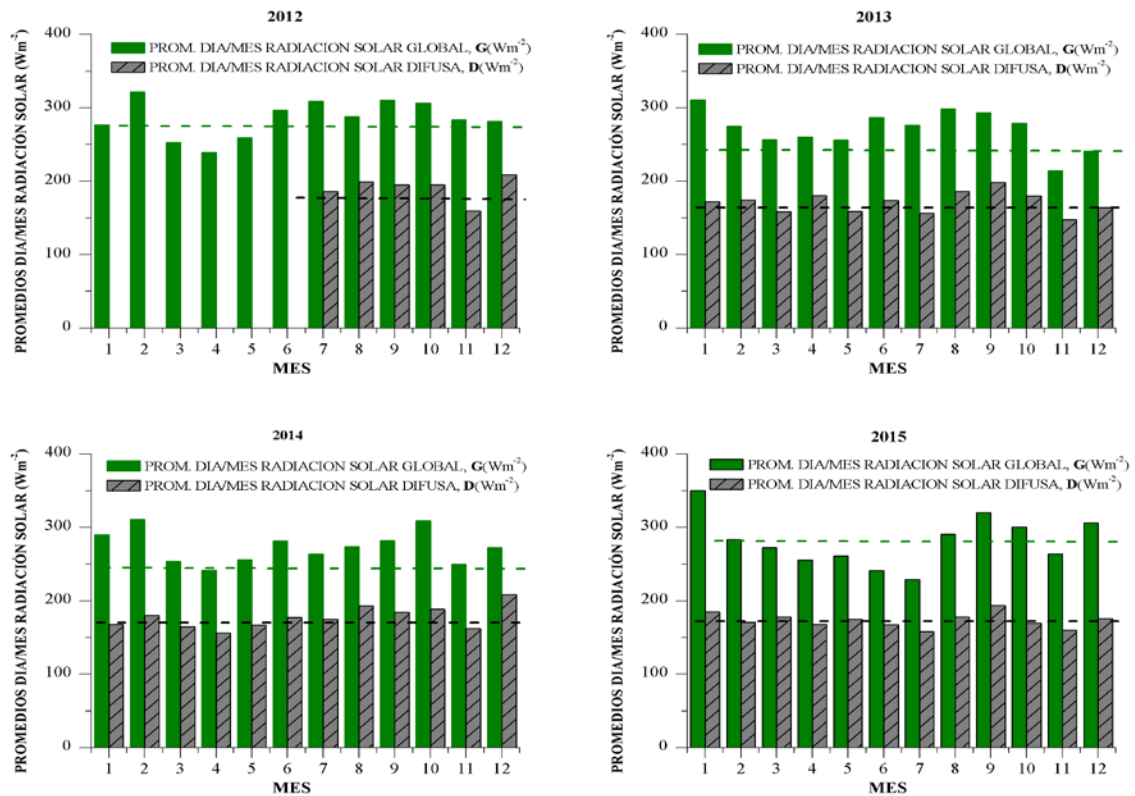


Fig. 6. Comportamiento de la irradiación solar difusa (negro) en relación a la irradiación solar global (verde), ambos en el plano horizontal, para el 04-08-2012 como un día aleatorio de estudio

La Tabla 1., presenta los promedios día/mes/año de radiación solar global y su componente difusa, correspondientes a la fracción del 2012 y de los periodos anuales 2013, 2014 y 2015. Igualmente, se obtiene el coeficiente de correlación  $f_{D_i} = \frac{D_i}{G_i}$ , para los mismos periodos, con lo que se reitera que la componente difusa de la radiación solar global corresponde a una fracción del orden de 0.639.

Tabla 1. Valores promedio día/mes correspondientes a la fracción de 2012 y a los periodos 2013 a 2015, y cálculo del coeficiente  $f_{D_i} = \frac{D_i}{G_i}$ .

	2012	2013	2014	2015
$D_i$ (W/m <sup>2</sup> )	190.6	170.9	177.2	173.3
$G_i$ (W/m <sup>2</sup> )	285.6	271.4	273.8	281.3
$f_{D_i} = \frac{D_i}{G_i}$	0.667	0.629	0.647	0.616

### CONCLUSIONES

Acorde con los análisis, la componente difusa en general para el sector centro-oriente de la ciudad de Bogotá D.C., en el cual se encuentran los sistemas de medición, refleja una fracción cercana a 0.639. A su vez la componente difusa, como es evidente, es la más estable, respecto a la componente directa y al albedo, en términos del coeficiente de dispersión obtenido. Esto significa que, para días claros, la variabilidad de la radiación solar global se debe exclusivamente a la componente directa. El análisis se hace para días caracterizados en tres intervalos: de baja, media y alta radiación solar global, obteniéndose que, en estos periodos de análisis, cerca del 90% de los días son de baja y media radiación, es decir, son días nublados o1 seminublados, de lo que se infiere que la componente de mayor contribución es la componente difusa.

### AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos al centro de investigaciones y desarrollo científico – CIDC - de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá – Colombia, por el apoyo y gestión para el desarrollo de los proyectos del grupo FMAES.

## REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- Ayompe, L., and Duffy, A. (2013). Analysis of the thermal performance of a solar water heating system with flat plate collectors in a temperate climate. *Applied Thermal Engineering*. 58. 447-454.
- Collares-Pereira M., and Rabl A. (1979). The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. *Solar Energy*. V.22, Issue 2, 1979, 155-164.
- Devrim, A., Zafer, U., and Olcay, K. (2015). Thermal performance analysis of a solar energy sourced latent. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 50, 1213–1225.
- Erbs D.G., Klein S.A. and Duffie J.A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*. 28, Issue 4, 1982, 293-302.
- Fernández, C. et al. (2018). Probabilistic assessment of concentrated solar power plants yield: The EVA methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier, vol. 91(C), pp 802-811.
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales -IDEAM. (Octubre de 2019). Atlas de radiación solar. Obtenido de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>.
- IDEAM – UNAL. (2018). La variabilidad climática y el cambio climático en Colombia. Bogotá. Recuperado el septiembre de 2019, de consulta en <http://www.andi.com.co/Uploads/variabilidad.pdf>.
- Liu, B. Y. H., and Jordan, R. C. (1960). The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*. 4(3), 1–19.

**TAXAS DE RAMPAS DE IRRADIÂNCIA E POTÊNCIA****Gomes C.C.C.\*, Torres I.C.\*, Tiba C.\*\***

\* Campus de Engenharias e Ciências Agrárias, Universidade Federal de Alagoas, BR-104, Rio Largo - AL, 57100-000, (Alagoas) Brasil, [cledsoncalaca@gmail.com](mailto:cledsoncalaca@gmail.com); [igor.torres@ceca.ufal.br](mailto:igor.torres@ceca.ufal.br).

\*\* Departamento de Energia Nuclear, Universidade Federal de Pernambuco, Av. Prof. Moraes Rego, 1235, Cidade Universitária, Recife - PE, 50670-901, (Pernambuco) Brasil, [tiba@ufpe.br](mailto:tiba@ufpe.br).

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6110>

**RESUMO**

A taxa na qual a irradiância solar varia, e a consequente taxa na qual a potência de saída de um sistema fotovoltaico também muda, podem ser denominadas como taxas de rampa. Essas rampas ocorrem devido à variabilidade da irradiância solar durante o dia, geralmente ocasionada por nuvens em movimento, causando flutuações na geração de energia fotovoltaica e podendo impactar negativamente a estabilidade da rede. Por este motivo, é muito importante a implementação de alternativas que limitem essas variações (rampas) na energia fotovoltaica injetada na rede. Este trabalho apresenta algumas metodologias encontradas na literatura para se calcular as taxas de rampas, assim como, apresenta um estudo de caso utilizando dados reais de irradiância e potência, coletados por um sistema fotovoltaico de 5.1 kWp, com o objetivo de classificar as rampas encontradas, para assim compreender como essas rampas podem afetar a geração e a injeção de energia na rede.

**PALAVRAS-CHAVE:** Taxas de Rampas, Irradiância, Potência

**ABSTRACT**

The rate at which solar irradiance varies, and the consequent rate at which the output power of a photovoltaic system also changes, can be called ramp rates. These ramps occur due to the variability of solar irradiance during the day, usually caused by moving clouds, causing fluctuations in the generation of photovoltaic energy and can negatively impact the stability of the grid. For this reason, it is very important to implement alternatives that limit these variations (ramps) in the photovoltaic energy injected into the grid. This paper presents some methodologies found in the literature to calculate the ramp rates, as well as a case study using real irradiance and power data, collected by a 5.1 kWp photovoltaic system, in order to classify the ramps found and to understand how these ramps can affect the generation and injection of energy in the grid.

**KEYWORDS:** Ramp Rates, Irradiance, Power

## INTRODUÇÃO

A integração de usinas de energia solar fotovoltaica na rede elétrica pode representar alguns desafios, como, por exemplo, o balanceamento de carga e demanda, e a interconexão da central fotovoltaica, que deve controlar as variações de tensão do sistema e, portanto, a qualidade da energia.

Neste sentido, uma questão importante a ser analisada é a taxa na qual a irradiância solar muda, e a consequente taxa na qual a potência de saída do sistema também muda. Estas variações são conhecidas como taxas de rampas, e ocorrem devido à alta variabilidade da irradiância solar, geralmente ocasionada por nuvens em movimento, causando flutuações na geração de energia fotovoltaica e podendo impactar negativamente a estabilidade da rede. Essas taxas de rampas, de acordo com (Willy et al., 2014), possuem as seguintes características que as definem: frequência, duração e magnitude.

É possível observar na Fig. 1, adaptada do trabalho de (Hoff e Perez, 2010), um exemplo de como as nuvens podem influenciar na geração de energia, de acordo com a velocidade (rápida, média ou lenta) que elas cruzam o céu, sombreando assim o sistema, e influenciado na captação da irradiância solar por parte dos módulos fotovoltaicos.

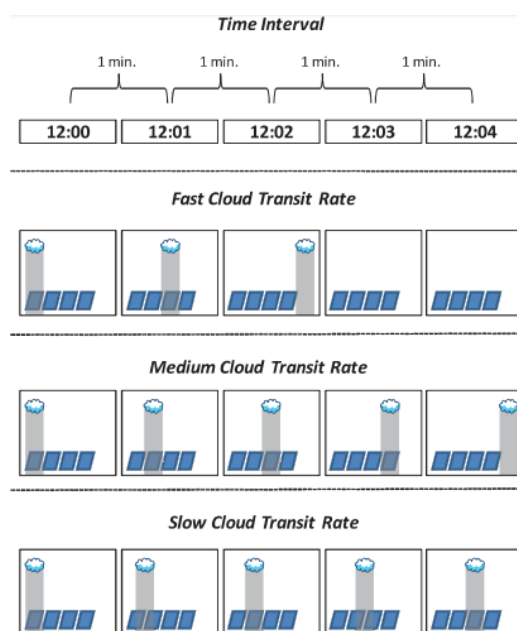


Fig. 1. Exemplo de velocidade de passagem das nuvens sobre um sistema fotovoltaico, considerando intervalos de um minuto, causando sombreamento no sistema. Adaptada de (Hoff e Perez, 2010).

De acordo com (Sangwongwanich et al., 2016), a taxa de mudança da energia fotovoltaica também está correlacionada com o tamanho dos sistemas fotovoltaicos, ou seja, uma taxa de mudança rápida na energia fotovoltaica é normalmente observada em sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais com um pequeno número de painéis fotovoltaicos, uma vez que uma nuvem em movimento pode facilmente cobrir boa parte da área do sistema fotovoltaico. No caso de um sistema fotovoltaico maior, essas mudanças súbitas na energia podem induzir oscilações severas na tensão da rede.

Por este motivo, é muito importante a implementação de alternativas que limitem essas variações (rampas) na energia fotovoltaica injetada na rede. Para permitir a limitação da taxa de rampa, muitas usinas fotovoltaicas são obrigadas a ter energia adicional na reserva. Na prática, isto é possível, por exemplo, operando o sistema fotovoltaico abaixo da capacidade nominal, ou seja, desconectando uma porção dos arranjos fotovoltaicos e consequentemente reduzindo a energia injetada à rede.

Outra possibilidade, de acordo com (Martins et al., 2019), depende da restrição do ponto de potência máxima (MPP), modificando os algoritmos tradicionais de MPPT (*Maximum Power Point Tracker*). Outra solução apontada por (Martin et al., 2019) é o uso de sistemas de armazenamento de energia por bateria, coordenados por algoritmos de controle de taxa de rampa, que podem absorver ou injetar energia para compensar e suavizar as flutuações da energia fotovoltaica injetada na rede. Com a frequente redução nos preços das baterias, e incentivos para aumentar a aplicação de armazenamento de energia em usinas, esta última alternativa vem sendo uma solução cada vez mais observada.

## METODOLOGIAS PARA O CÁLCULO DAS TAXAS DE RAMPAS

As taxas de rampa (do inglês Ramp Rate – RR) para eventos de energia solar podem ser definidas pelas variações da energia solar durante um certo intervalo de tempo, e matematicamente, de acordo com (Kleissl, 2013), podem ser calculadas através da Eq. (1).

$$RR(t) = \frac{dP(t)}{dt} = \frac{(P(t) - P(t - D))}{D} \quad (1)$$

Nesta equação,  $P(t)$  representa a energia solar no período desejado, ou em muitos casos pode também representar a sua previsão  $F(t)$ ;  $D$  é a duração de tempo para a qual a taxa de rampa é determinada. Por exemplo, para  $D = 1$  hora, a taxa de rampa pode ser definida como a diferença entre a previsão de energia solar na hora desejada  $F(t)$  e a energia solar medida na última hora  $P(t - D)$ .

De acordo com (Kleissl, 2013), as rampas podem ser crescentes (taxas positivas), ou decrescentes (taxas negativas). Também podem ser rampas extremas, ou de taxa alta, ou rampas normais, com uma taxa baixa.

Existem ainda diferentes métodos encontrados na literatura técnica para se calcular as taxas rampas. Alguns dos métodos existentes, destacados por (Martins et al., 2019), e observados na Fig. 2 são: diferença entre dois pontos em um intervalo de um segundo; diferença entre dois pontos em um intervalo de 60 segundos; diferença entre os valores mínimo/máximo de um intervalo considerado.

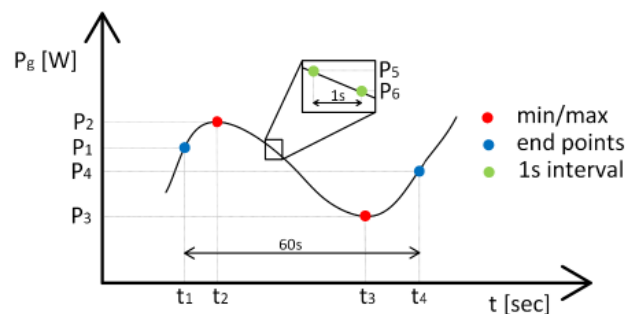


Fig. 2. Métodos de cálculo da taxa de rampa: 1. Diferença entre dois pontos em um intervalo de 60 segundos  $((P4 - P1) / (t4 - t1))$ ; 2. Diferença entre os valores mínimo/máximo de um intervalo considerado  $((P3 - P2) / (t3 - t2))$ ; 3. Diferença entre dois pontos em um intervalo de um segundo  $((P6 - P5) / 1s)$ . (Martins et al., 2019),

Ainda de acordo com (Martins et al., 2019), apesar dos diferentes métodos de cálculo de taxas de rampa, poucos esclarecimentos existem sobre a execução dos códigos na rede e sobre como realizar esses cálculos na prática.

## CÁLCULO DE TAXAS DE RAMPA: ESTUDO DE CASO DE UM SISTEMA DE 5.1 KWP

Neste trabalho foram analisados os dados solares coletados por um sistema real de 5.1 kWp, conectado à rede elétrica, para identificar as taxas de rampa e as consequências dessas rampas no funcionamento do sistema.

O sistema analisado encontra-se equipado com 19 módulos de silício policristalino (Si-p), divididos em duas *strings* independentes. A *string* 1 possui 10 módulos e a *string* 2 os outros 9 módulos, conectados em série em ambas as *strings*. O inversor que equipa o gerador fotovoltaico possui duas entradas em corrente contínua (CC) com seguidores de ponto de máxima potência (MPPT) isolados. O sistema está instalado sobre um telhado com inclinação de 5 graus ( $\beta = 5^\circ$ ) e alinhado com norte ( $\Phi = 180^\circ$ ), localizado no Brasil, na cidade de Maceió.

A coleta de dados do sistema fotovoltaico foi realizada por um sistema de aquisição de dados (SCADA) atrelado a sensores de instrumentação elétrica e climatológica. O SCADA foi parametrizado para armazenar, em intervalos de 1 minuto, todas as variáveis de funcionamento dos módulos fotovoltaicos, como tensão, corrente e potência contínua das strings, além também da potência injetada na rede pelo inversor e da tensão elétrica no ponto de conexão com a rede elétrica. São medidos também, a temperatura de operação da célula e a irradiância incidente na superfície dos módulos fotovoltaicos.

A Fig. 3 apresenta, de forma simplificada, a configuração do sistema fotovoltaico, bem como as variáveis monitoradas pelo sistema SCADA.

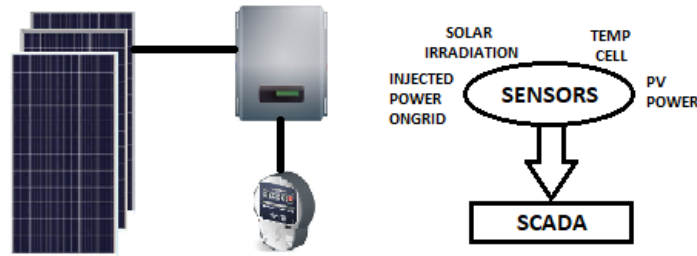


Fig. 3. Configuração simplificada do sistema e variáveis monitoradas pelo sistema de aquisição de dados SCADA.

A metodologia a utilizada aqui para calcular as taxas de rampa é a diferença entre dois pontos em um intervalo de 60 segundos, ou seja, a cada um minuto. O objetivo é analisar como essas taxas podem, ou não, influenciar no funcionamento do sistema fotovoltaico em questão.

Desta forma, foram selecionados 4 dias de cada mês, os dias 10, 15, 20 e 25, referentes ao ano de 2019, totalizando assim 48 dias analisados. Utilizou-se uma pequena amostra diária do ano de 2019 com o intuito de testar a aplicação desenvolvida e verificar a sua funcionalidade. É importante reforçar que do ponto de vista estatístico, a caracterização qualitativa e quantitativa das rampas em um intervalo anual se daria por uma maior representatividade ou quantidade dos dados. As rampas encontradas foram categorizadas de acordo com a Fig. 4, baseada na classificação feita por (Abuella e Chowdhury, 2019) em seu trabalho.

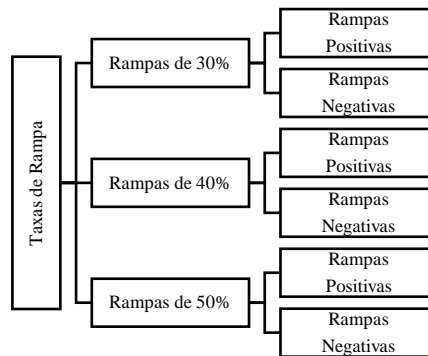


Fig. 4. Classificação utilizada para as taxas de rampas. Baseado em (Abuella e Chowdhury, 2019).

Foi desenvolvida uma aplicação com interface gráfica no software MATLAB (*Matrix Laboratory*) pertencente a MatWorks. A aplicação foi denominada *Ramp Rate Analyser* (Fig. 5).

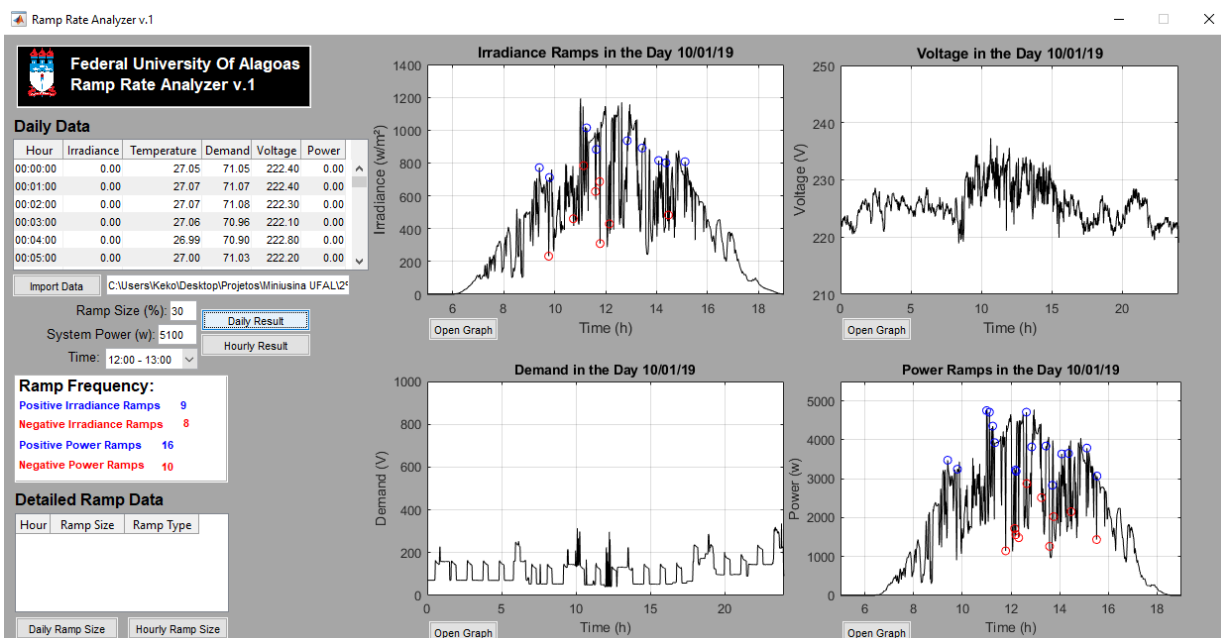


Fig. 5. Ramp Rate Analyser.

O *Ramp Rate Analyser* é uma solução de cunho educacional, ainda em desenvolvimento pelos pesquisadores do LSF - Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos, da Universidade Federal de Alagoas (UFAL), com objetivo de estudar e analisar a intensidade, a frequência e o comportamento das taxas de rampas, bem como classificar e gerar os gráficos das rampas de interesse. Além disso, visa desenvolver soluções futuras para mitigação dos fenômenos ocasionados pela variabilidade do recurso solar.

## RESULTADOS E DISCUSSÕES

As Tabelas 1 e 2 apresentam a quantidade de rampas positivas (P) e negativas (N) de irradiância e potência, respectivamente, com magnitude de 30%, 40% e 50% ocorridas nos dias 10, 15, 20 e 25 de todos os meses no ano de 2019.

Tabela 1. Quantidade de rampas positivas (P) e negativas (N) de irradiância com magnitude de 30%, 40% e 50% ocorridas nos dias 10, 15, 20 e 25 de todos os meses no ano de 2019.

Mês	Dia do Mês																										
	10						15						20						25								
	Tamanho de Rampa																										
	30%			40%			50%			30%			40%			50%			30%			40%			50%		
	Tipo de Rampa																										
	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N			
Janeiro	9	8	8	6	1	3	3	0	2	2	1	2	16	12	9	6	2	3	12	9	5	6	2	4			
Fevereiro	13	13	4	6	0	4	11	8	5	6	3	4	10	11	8	5	7	1	1	0	0	0	0	0			
Março	1	0	1	2	0	1	3	3	6	2	1	3	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0			
Abril	0	0	1	0	0	0	5	7	1	2	0	0	3	4	0	0	0	0	8	9	4	3	2	2			
Mai	9	11	7	6	2	6	1	1	1	2	0	0	2	0	3	3	0	0	8	7	5	3	3	4			
Junho	9	12	8	6	1	2	10	7	4	5	7	7	10	7	1	2	1	0	6	7	5	3	2	2			
Julho	9	9	3	3	2	5	3	2	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	7	4	5	3	2	4			
Agosto	4	6	0	1	4	1	7	11	1	3	1	2	7	7	7	1	1	4	7	5	2	4	1	0			
Setembro	3	4	1	3	1	3	20	19	13	15	6	6	3	3	3	1	0	0	5	10	2	1	1	2			
Outubro	8	3	5	3	2	1	6	7	4	4	1	2	6	5	3	3	2	2	4	4	3	2	1	0			
Novembro	1	1	2	2	0	1	0	2	2	2	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Dezembro	3	3	0	0	0	0	10	4	4	4	5	3	4	3	3	0	0	2	3	1	2	2	3	3			

Tabela 2. Quantidade de rampas positivas (P) e negativas (N) de potência com magnitude de 30%, 40% e 50% ocorridas nos dias 10, 15, 20 e 25 de todos os meses no ano de 2019.

Mês	Dia do Mês																										
	10						15						20						25								
	Tamanho de Rampa																										
	30%			40%			50%			30%			40%			50%			30%			40%			50%		
	Tipo de Rampa																										
	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N			
Janeiro	16	10	2	3	1	0	5	2	2	2	1	0	17	13	6	8	2	2	9	9	5	5	1	1			
Fevereiro	5	17	2	1	2	1	5	11	1	1	0	0	9	8	7	6	3	5	1	0	0	0	0	0			
Março	1	2	0	1	0	0	7	5	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0			
Abril	1	0	0	0	0	0	5	4	1	1	0	0	1	3	0	0	0	0	9	4	3	5	2	2			
Mai	9	13	5	4	0	0	0	2	1	1	0	0	2	3	1	1	0	0	9	8	4	1	0	2			
Junho	14	11	1	4	2	0	9	10	8	8	1	3	10	4	1	2	0	0	5	7	4	3	2	1			
Julho	9	5	4	6	1	0	2	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	7	2	5	3	3			
Agosto	0	3	2	1	3	3	3	8	1	2	2	0	8	6	3	3	2	3	7	9	4	1	1	1			
Setembro	2	3	2	5	0	0	22	19	9	7	5	3	1	1	1	2	0	0	2	3	4	3	2	0			
Outubro	9	3	5	3	0	0	11	6	2	3	3	3	6	3	0	1	0	0	1	4	3	1	0	1			
Novembro	2	2	0	2	1	0	2	1	1	2	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Dezembro	2	2	0	0	0	0	5	5	6	6	1	4	4	1	0	3	0	0	5	2	4	4	0	2			

Pegando como exemplo o dia 19 de setembro de 2019, que se apresentou como um dia de bastante variabilidade de irradiância, foi possível perceber a correlação existente entre o comportamento da curva de irradiância e da curva de

potência do sistema, conseqüentemente, de forma sistemática, percebe-se um fenômeno de perturbação na tensão de acoplamento.

As Figuras 6 e 7 apresentam os gráficos de rampas de irradiância e potência, respectivamente, com magnitude de 30%, com as rampas positivas representadas pelos círculos azuis, e as rampas negativas representadas pelos círculos vermelhos no gráfico.

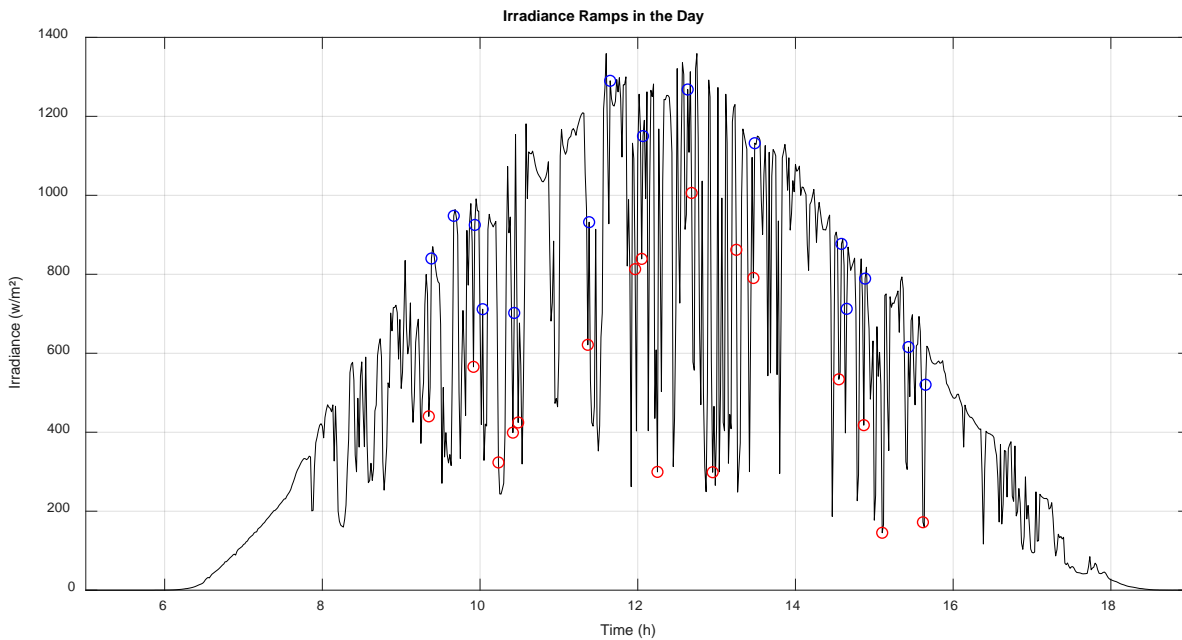


Fig. 6. Rampas de irradiância com magnitude de 30% no dia 19 de setembro de 2019.

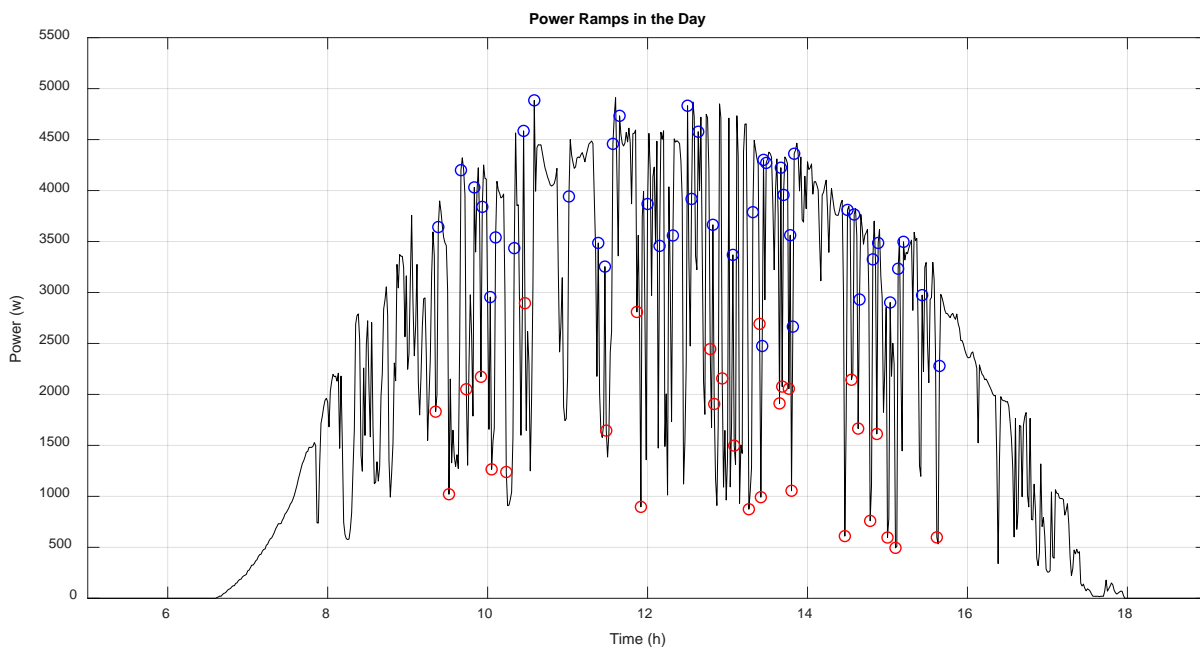


Fig. 7. Rampas de potência com magnitude de 30% no dia 19 de setembro de 2019.

Já as Figuras 8 e 9 abordam a frequência de ocorrência de rampas de irradiância e potência, respectivamente, para esse mesmo dia, à título de representação, os gráficos ilustram de forma complementar e expandida a frequência de ocorrência de rampas com magnitude de 10% a 90%.

Evidenciando os gráficos do comportamento da irradiância incidente nos dias 20 de março e 20 de julho, representados respectivamente pelas Figuras 10 e 11, observa-se que o dia 20 de março reflete um dia de sol característico quase perfeito (céu claro), sem variações abruptas da irradiância incidente, enquanto que no dia 20 de



julho percebe-se um perfil dinâmico com conteúdo energético atenuado (céu nublado) ocorrendo mínimas variações de irradiância ao longo do dia.

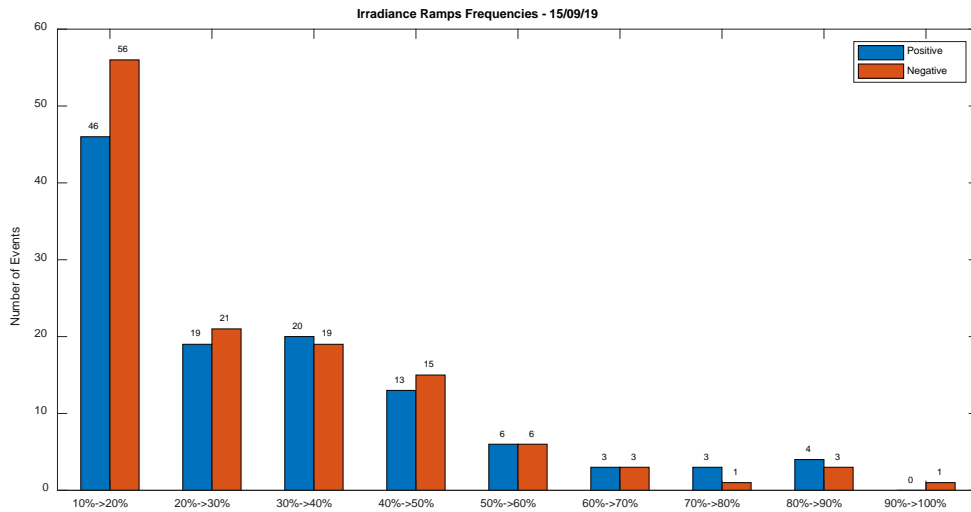


Fig. 8. Frequência de ocorrência de rampas de irradiância com magnitude de 10% a 90% no dia 15 de setembro de 2019.

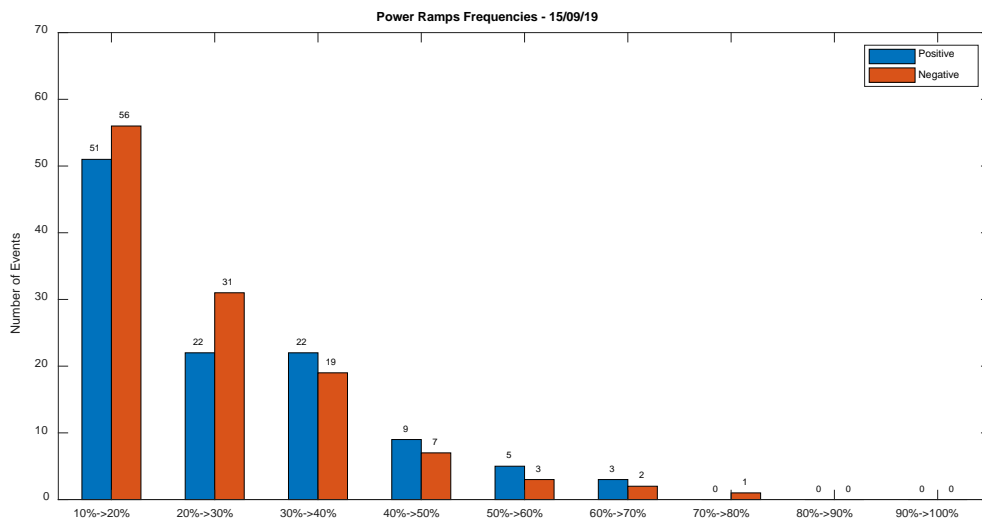


Fig. 9. Frequência de ocorrência de rampas de potência com magnitude de 10% a 90% no dia 15 de setembro de 2019.

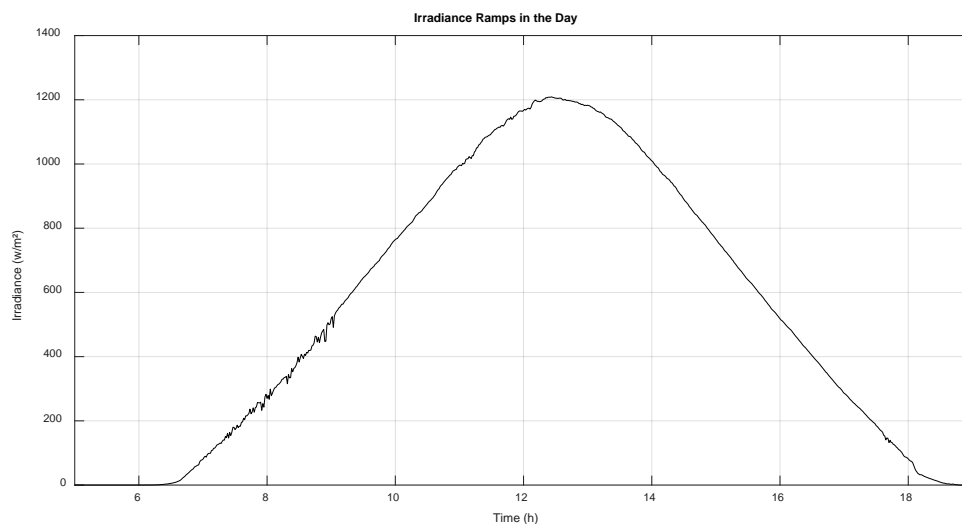


Fig. 10. Comportamento da irradiância incidente no dia 20 de março de 2019.

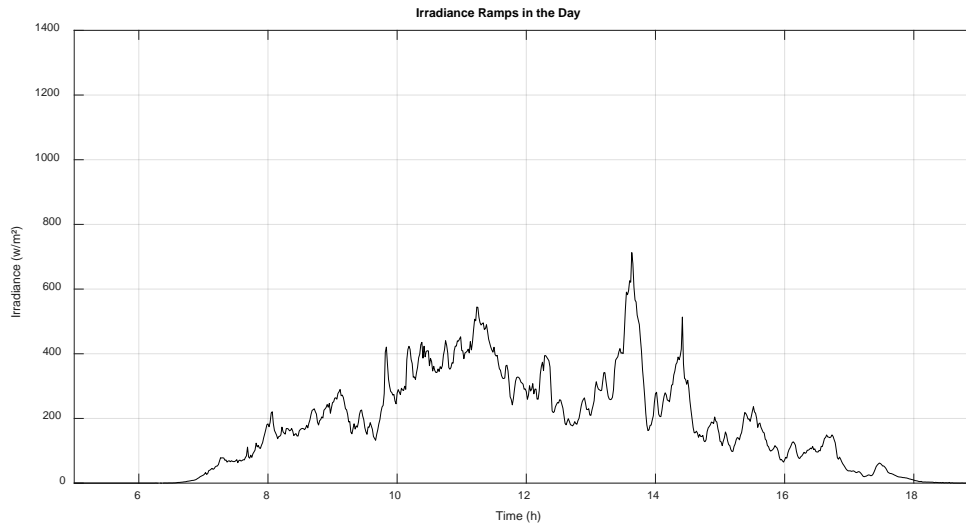


Fig. 11. Comportamento da irradiância incidente no dia 20 de julho de 2019.

Observando a ocorrência de rampas de irradiância para esses dois dias (Tabela 1) têm-se que nenhum destes apresentam intensidades de rampas significativas, particularmente, tanto o dia 20 de março como o dia 20 de julho não apresentam índices de rampas. As pequenas ocorrências de variabilidade não produziram rampas de magnitude elevada. O contrário também pode ocorrer, dias com pouca variabilidade de irradiância, mas com intensidades capazes de produzir rampas de alta magnitude.

## CONCLUSÕES

Através da metodologia de classificação de rampas propostas neste trabalho foi possível observar como a variabilidade da irradiância durante o dia pode influenciar na geração de potência do sistema.

O objetivo para trabalhos futuros é possuir uma base maior de dados, algo em torno de 3 a 5 anos de medidas, para então realizar um trabalho de medição da qualidade da incidência de irradiância, sendo possível permitir a identificação dos dias, e dos horários mais críticos desses dias, onde a variação de irradiância, em decorrência das nuvens e outros aspectos meteorológicos, pode influenciar diretamente a energia produzida e injetada na rede, e quais seriam as possíveis soluções a serem tomadas para evitar uma possível falta ou sobrecarga de energia na rede.

Por fim, pretende-se com este trabalho, incorporar soluções avançadas acerca da problemática de estabilidade da rede elétrica, atuando fortemente em ferramentas de previsão da irradiação solar.

## REFERÊNCIAS

- Abuella M., Chowdhury B. (2019). Forecasting of solar power ramp events: A post-processing approach. *Renewable Energy*, 133, 1380-1392.
- Hoff, T., Perez, R. (2010). Quantifying PV power Output Variability. *Solar Energy*, 84, 1782-1793.
- Kleissl, J. (2013) *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, 1<sup>st</sup> ed. Elsevier.
- Martins J., Spataru S., Sera D., Stroe, D. and Lashab, A. (2019). Comparative Study of Ramp-Rate Control Algorithms for PV with Energy Storage Systems. *Energies*, 12, 1342-1356.
- Sangwongwanich A., Yang Y. and Blaabjerg F. (2016). A Cost-Effective Power Ramp-Rate Control Strategy for Single-Phase Two-Stage Grid-Connected Photovoltaic Systems. *Proceedings of the 8th Annual IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 18-22 September, Milwaukee, WI, USA, pp 1-7, IEEE.
- Willy D., Dyreson A., Acker T., Morgan E. and Flood R. (2014). Dead Band Method for Solar Irradiance and Power Ramp Detection Algorithms. *Proceedings of 43rd ASES National Solar Conference 2014, SOLAR 2014, Including the 39th National Passive Solar Conference and the 2nd Meeting of Young and Emerging Professionals in Renewable Energy*, 06-10 July, San Francisco, CA, USA, pp 1204-1211, American Solar Energy Society.

**CARACTERIZACIÓN DE RADIÓMETROS ABSOLUTOS DE CAVIDAD  
COMO PATRONES PRIMARIOS DE IRRADIANCIA SOLAR****Balenzategui J.L.\*, De Lucas J.\*\*, Cuenca J.\*, Molero M.\*, Fabero J.F.\*,  
Mejuto E.\*, Silva J.P.\*, González-Leiton A.\*, Conde F.\*\*, Hernández P.\*\***

\* CIEMAT, DER, PVLab – Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica.

Avenida Complutense, 40 – 28040 Madrid. Tel. +34 91 496 2509 || [jl.balenzategui@ciemat.es](mailto:jl.balenzategui@ciemat.es)

\*\* INTA, Centro de Metrología y Calibración, Laboratorio de Temperatura y Humedad.

Ctra. Ajalvir, Km 4 – 28850 Torrejón de Ardoz (Madrid). Tel. +34 91 520 1714 || [delucasvj@inta.es](mailto:delucasvj@inta.es)<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6111>**RESUMEN/RESUMO**

Los radiómetros absolutos de cavidad (ACR) son los instrumentos de mayor nivel metrológico para la medida de la irradiancia solar directa (DNI), que trabajan según el principio de sustitución eléctrica. Para asegurar su trazabilidad, se comparan (cada 5 años) contra el grupo de patrones WSG que materializan la referencia radiométrica mundial WRR en el PMOD/WRC (Davos, Suiza). Sin embargo, también pueden caracterizarse de forma absoluta mediante la calibración, el modelado y cálculo numérico de todos sus componentes, en base a una ecuación o función de medida, para obtener su incertidumbre total de medida. Este artículo describe distintas tareas realizadas en la caracterización de dos ACR y los resultados preliminares encontrados. En el caso del Eppley AHF, se han calibrado las magnitudes eléctricas y el área de la apertura de precisión, se han determinado la absorptancia y el factor de no-equivalencia, así como la dependencia de la corriente en el circuito calefactor de la cavidad con la temperatura. Con estos resultados se esperan alcanzar los objetivos de una incertidumbre inferior a 1000 ppm en DNI y la trazabilidad directa al SI.

**PALABRAS CLAVE:** Radiometría, metrología, irradiancia, calibración, pirheliómetro, trazabilidad**ABSTRACT**

Absolute Cavity Radiometers (ACR) are the instruments, working under the principle of electrical substitution, of the highest metrological level for measuring Direct Normal Irradiance (DNI). To ensure their traceability, they are compared every 5 years in PMOD/WRC (Davos, Switzerland) to the group of standards WSG realizing the World Radiometric Reference WRR. However, they can also be characterized in an absolute way through the calibration, modelling and numeric simulation of all their components, based on a measurement function, and obtaining their total measurement uncertainty. This paper describes different labors carried out in the characterization of two ACRs and the preliminary results obtained. In the case of the Eppley Labs' AHF radiometer, the electrical magnitudes and the precision aperture area have been calibrated, effective absorptance and non-equivalence factor have been determined, as well as the dependence on temperature of the electrical current in the heater of the ACR cavity. With these results, the objectives of an uncertainty below 1000 ppm in DNI and the direct traceability to SI can be achieved.

**KEYWORDS:** Radiometry, metrology, irradiance, calibration, pyrhelimeter, traceability

## INTRODUCCIÓN

Los radiómetros absolutos de cavidad (ACR, de *absolute cavity radiometer*) son los instrumentos más precisos para la medida de la irradiancia solar directa a nivel terrestre y de la TSI (*Total Solar Irradiance*) en el espacio. Son los pirheliómetros con mayor nivel metrológico en la escala de irradiancia solar y se consideran como la realización práctica (*mise en pratique*) de la unidad del  $W/m^2$ . Están designados como patrones primarios en la Guía WMO CIMO (CIMO Guide 2017) y como instrumentos de Clase AA en la norma ISO 9060:2018 (ISO9060).

El funcionamiento de estos radiómetros de cavidad se basa en el *principio de sustitución eléctrica*: el calentamiento producido por la radiación solar en el receptor y el calentamiento producido en el mismo receptor mediante una corriente eléctrica son equivalentes. Es decir, la potencia radiante y la potencia eléctrica son equivalentes, indistinguibles o sustituibles a efectos de calentar un receptor de radiación.

Los ACR usan receptores en forma de cavidad, con formas diversas, aunque normalmente con simetría cilíndrica (similares a las de cuerpos negros). Incorporan sensores diferenciales de temperatura o de flujo térmico que se miden eléctricamente (termopilas, resistencias, etc). Adherido a la cavidad, por su parte interna, hay un pequeño elemento calefactor en forma de hilo arrollado. El modo de operación de los radiómetros absolutos se basa en exponer y ocluir la cavidad a la radiación solar de forma intermitente o periódica mediante un obturador electromecánico, y conseguir que el flujo térmico o la diferencia de temperaturas (entre la cavidad frontal y un punto de referencia) se mantenga igual entre ambas fases, mediante la inyección de una corriente eléctrica (adicional) en el calefactor. Así, la diferencia en las potencias eléctricas consumidas entre ambas fases, la abierta (expuesta al Sol) y la cerrada (o de auto-calibración), es proporcional a la potencia radiante recibida. Existen instrumentos de tipo *activo*, en los que siempre hay una corriente eléctrica inyectada en el circuito calefactor (aunque diferente entre las fases abierta y cerrada), e instrumentos de tipo *pasivo*, en los que la corriente solo se inyecta durante la fase cerrada (ver Fig 1).

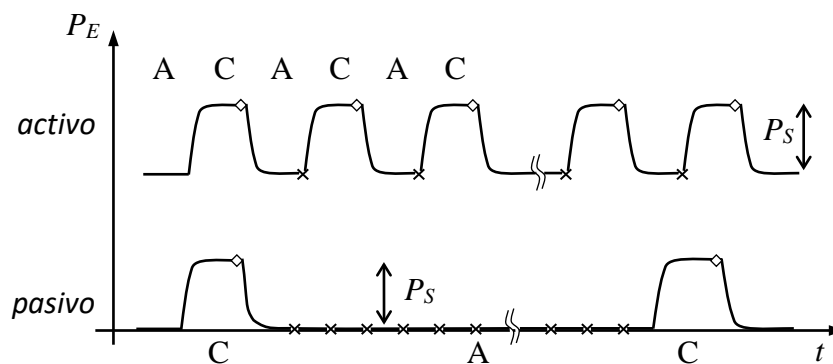


Fig 1. Modos esquemáticos de operación para radiómetros absolutos de tipo activo y pasivo, y estimación de la potencia radiante  $P_S$  a partir de la diferencia entre las potencias eléctricas  $P_E$ , durante las fases abierta (A) y cerrada (C). Las marcas 'x' representan cuándo se obtienen valores experimentales de irradiancia mientras que en '◇' se miden valores de referencia (fase de auto-calibración).

La sensibilidad absoluta del ACR y sus desviaciones respecto a ese comportamiento ideal pueden determinarse por dos medios: 1) por su **calibración por comparación** frente a un patrón de referencia, o 2) por la **caracterización** completa del instrumento, mediante medidas en laboratorio, cálculo numérico o modelado, y la calibración individual de algunos de sus componentes. En la práctica, salvo para el fabricante de cada instrumento particular, es muy difícil para un laboratorio acometer la tarea por la vía de la caracterización y se prefiere aplicar el primer método por su mayor simplicidad.

Como estrategia, el Comité Ejecutivo del WMO estableció en 1976 la Referencia Radiométrica Mundial (WRR, *World Radiometric Reference*), definida a partir del valor medio de irradiancia determinada por un grupo especial de radiómetros absolutos (Fröhlich 1991), el WSG (*World Standard Group*). Cada radiómetro del WSG es una realización práctica de la unidad de irradiancia ' $W/m^2$ '. Es una escala basada en un 'artefacto' pero reconocida por consenso internacional como la referencia para medidas de irradiancia solar, y su trazabilidad al SI se ha analizado periódicamente (Fehlmann et al 2012). Cada 5 años se organizan Comparaciones Internacionales de Pirheliómetros (IPC) en el instituto WRC/PMOD (Davos, Suiza) encargado por la WMO de mantener el WSG, para diseminar la referencia WRR al resto de radiómetros absolutos de laboratorios e instituciones a nivel mundial, y para validar la estabilidad del WSG. En esta comparación IPC, para cada ACR participante se calcula un factor de desviación (y su incertidumbre) respecto a la irradiancia determinada por el WSG, que el operador del ACR debe aplicar posteriormente en sus medidas para que sus valores de irradiancia reproduzcan y sean trazables al WRR.

Sin embargo, la caracterización de un ACR (la segunda vía) constituye una tarea de investigación necesaria, interesante y conveniente para conocer en profundidad las características de cada radiómetro, determinar su incertidumbre de medida absoluta, averiguar el origen de sus desviaciones del comportamiento ideal, y analizar las posibilidades de mejora del instrumento. El PVLab-CIEMAT, en colaboración con el INTA, ha emprendido esta tarea para el caso de dos radiómetros absolutos que son la referencia primaria para la calibración de sus patrones de irradiancia solar: un radiómetro AHF de Eppley Labs (USA) y un radiómetro PMO6 de Davos Instruments / PMOD (Suiza). En este trabajo se presentan algunos de los resultados obtenidos en esta tarea de caracterización y se extraen algunas conclusiones y lecciones sobre su funcionamiento y sobre la propia tarea de investigación.

## CARACTERIZACIÓN DE UN RADIÓMETRO ABSOLUTO

La caracterización de un ACR se basa en una ecuación o *función modelo de medida* que relaciona la irradiancia solar directa  $E$  con el valor de las magnitudes físicas que se miden durante su operación y de un conjunto de constantes características del instrumento. Esta ecuación matemática es específica para cada modelo (comercial) de radiómetro absoluto, pero las constantes son propias de cada instrumento particular. La tarea de caracterización involucra tanto a la calibración de los sistemas de medida del instrumento como a la determinación o estimación de esas constantes.

En el caso del radiómetro PMO6, de tipo activo, la función de medida computa la diferencia entre las potencias medidas durante las fases abierta  $P_O$  y cerrada  $P_C$  para calcular la irradiancia  $E$  en la forma (Brusa y Fröhlich 1986):

$$E = C \cdot (P_C - P_O) = \frac{1}{A} \cdot C_{DF} \cdot C_{SC} \cdot C_{RL} \cdot C_{NE} \cdot C_{AH} \cdot C_{LH} \cdot (P_C - P_O) \quad (1)$$

donde  $C$  es un factor de caracterización o de calibración. Idealmente,  $C = 1/A$ , siendo  $A$  es el área de la apertura de precisión (situada a la entrada de la cavidad). Pero en la práctica existen varias desviaciones posibles del comportamiento ideal que se pueden analizar como factores (de ganancia o de pérdida) independientes:  $C_{DF}$  es el factor de difracción,  $C_{SC}$  el de dispersión (*scattering*),  $C_{RL}$  para las pérdidas radiativas,  $C_{NE}$  es el factor de no-equivalencia,  $C_{AH}$  el de calentamiento de la apertura (dilatación) y  $C_{LH}$  el factor por calentamiento de los cables. Las potencias eléctricas inyectadas en la resistencia calefactora en ambas fases se determinan a partir de la tensión  $V_H$  y la corriente  $I_H$  en la resistencia calefactora, que se mide por la caída de tensión  $V_{SH}$  en una resistencia de precisión (*shunt*) de valor conocido,  $R_{SH}$ .

En el caso del AHF, de tipo pasivo, el elemento sensor es una termopila en forma toroidal que está en contacto térmico estrecho con la cavidad receptora. Mediante un multímetro multicanal se mide la tensión de salida de la termopila durante la fase abierta  $V_{TS}$  y durante la fase cerrada  $V_{TE}$ , así como su offset  $V_{T0}$ . Durante la fase cerrada, también se mide la potencia eléctrica inyectada ( $I_H \cdot V_H$ ) en la resistencia calefactora, teniendo en cuenta las pérdidas por conducción en los cables, con resistencia  $R_C$ . Finalmente, la irradiancia  $E$  viene determinada por (Manual AHF 2010):

$$E = \frac{L}{A \cdot \alpha_c \cdot \gamma} \cdot \left( \frac{V_{TS} - V_{T0}}{V_{TE} - V_{T0}} \right) \cdot I_H (V_H - I_H R_C) \quad (2)$$

donde  $L$  es el factor de no-equivalencia,  $\alpha_c$  es la absortancia efectiva de la cavidad,  $A$  es el área de la apertura y  $\gamma$  es un factor de calidad óptico del sistema (incluyendo el efecto del colimador).

Como puede apreciarse, existen elementos y conceptos comunes, asimilables o equivalentes entre ambos radiómetros mientras otros aspectos son particulares de cada instrumento (por el tipo de sensor, por su forma de operación, etc). Algunos factores están más expandidos o contraídos en una ecuación y en otra, pero ambos deben tener en cuenta pérdidas o ganancias similares para calcular la irradiancia. En todo caso, se ha respetado para cada instrumento la nomenclatura original usada por sus fabricantes. Adicionalmente, hay que tener en cuenta que los elementos sensores y los instrumentos de medida pueden tener derivas o dependencias con la temperatura (explícitas o implícitas) que deben evaluarse para poder hacer correcciones según las condiciones de operación.

Para no dispersar el análisis sobre los distintos factores y sus influencias, este trabajo se centra en la caracterización del AHF como caso particular. También se ha preferido centrar la exposición en determinados componentes que resultan más ilustrativos sobre los progresos de la investigación y sus resultados. Los elementos que resultan más fáciles de caracterizar en la ecuación (2) se refieren a las magnitudes eléctricas, en la parte derecha de la ecuación. Esto se ha realizado mediante la calibración del multímetro que se utiliza para la medida de estas magnitudes ( $V_{TS}$ ,  $V_{TE}$ ,  $V_{T0}$ ,  $V_H$ ,  $V_{SH}$ ), de la resistencia de los cables  $R_C$  y de la resistencia shunt  $R_{SH}$ . El área  $A$  de la apertura de precisión se ha calibrado en el Área de Longitud del CEM (Centro Español de Metrología). Los otros términos característicos,  $L$ ,  $\alpha_c$  y  $\gamma$ , son mucho más complejos de caracterizar y en algunos casos, debe recurrirse al cálculo y simulación en base a sus propiedades físicas para determinar su valor y estimar su incertidumbre asociada. Se presentan a continuación algunos resultados sobre la estimación del factor de no-equivalencia  $L$  y la linealidad de la termopila, sobre la caracterización de la resistencia shunt  $R_{SH}$  y su dependencia con la temperatura, y sobre el cálculo de la

absortancia efectiva de la cavidad. Se analiza posteriormente cómo pueden influir los resultados de esta caracterización en la medida de la irradiancia DNI en relación con la vía alternativa de *calibración por comparación*.

### El factor de no-equivalencia $L$

La señal de salida de la termopila del AHF es, en teoría, lineal con respecto a la diferencia de temperaturas entre los focos caliente y frío (donde se sitúan las uniones) y, por tanto, proporcional a la potencia de la excitación (eléctrica  $P_E$ , radiante o solar  $P_S$ ) recibida por la cavidad frontal, adherida a la termopila en una de sus caras (foco caliente), de forma que puede expresarse:

$$V_{TS} - V_{T0} = k_S \cdot P_S \quad \text{y} \quad V_{TE} - V_{T0} = k_E \cdot P_E \quad (3)$$

donde  $k_S, k_E$  son dos constantes. Según el principio de equivalencia, idealmente, si las potencias de ambas fuentes son iguales  $P_E = P_S$  entonces la respuesta del sistema (termopila) sería la misma,  $(V_{TE} - V_{T0}) = (V_{TS} - V_{T0})$ , y por tanto  $k_E = k_S$ . En la práctica, se admite que puede haber pequeñas desviaciones en su realización (por cuestiones de diseño, fabricación, propiedades de los materiales, degradación, etc) y que, en realidad, las constantes pueden ser ligeramente diferentes,  $k_E \neq k_S$ , pero relacionadas entre sí mediante un factor  $L$ , el factor de no-equivalencia:

$$k_E = L \cdot k_S \quad \leftrightarrow \quad L = k_E / k_S \quad (4)$$

Para evaluar este factor de no-equivalencia, que debería tener un valor próximo a 1, deben analizarse por separado las respuestas de la termopila ante las dos excitaciones independientes y calcular  $k_S, k_E$  a partir de las relaciones (3).

El comportamiento de la termopila para distintos niveles de potencia eléctrica se ha estudiado mediante un calibrador Fluke 5520A que se ha utilizado para polarizar el circuito calefactor de la cavidad, con el radiómetro y su sistema de medida emplazados en el laboratorio de calibración a temperatura ambiente de  $(23 \pm 1)^\circ\text{C}$ . Una vez estabilizada la señal de la termopila para cada potencia, se mide la corriente  $I_H$  que circula por el circuito calefactor y la tensión en sus bornas  $V_H$ , y se calcula la potencia eléctrica  $P_E = I_H \cdot V_H - I_H^2 \cdot R_C$  descontando la caída parásita en los cables de conducción. Se ha podido comprobar que, efectivamente, la termopila se comporta de forma lineal con la potencia eléctrica inyectada. La Fig 2.a muestra los resultados de la regresión lineal  $(V_{TE} - V_{T0})$  frente a  $P_E$  para obtener una pendiente  $k_E = 0.022\ 8121$  (V/W) de la recta.

Por otro lado, para determinar la respuesta de la termopila ante una potencia radiante variable, se han utilizado por el momento los datos experimentales de la señal  $(V_{TS} - V_{T0})$  recogidos durante la última intercomparación IPC (2015) en la que participó el radiómetro AHF, y los valores de la irradiancia de referencia del WSG durante la misma intercomparación, medidos de forma totalmente independiente por el PMOD. Para obtener la potencia radiante a partir de los valores de irradiancia absoluta, se ha usado el valor del área de la apertura frontal, calibrada en el CEM, con un valor de  $A = (50.183 \pm 0,015) \text{ mm}^2$ . Se constata que, en el rango de irradiancias proporcionadas por PMOD, la termopila también se comporta linealmente con respecto a la potencia radiante recibida por la cavidad. Un ajuste lineal (ver Fig 2.b) de  $(V_{TS} - V_{T0})$  frente a  $P_S$  permite obtener a su vez  $k_S = 0.022\ 6144$  (V/W).

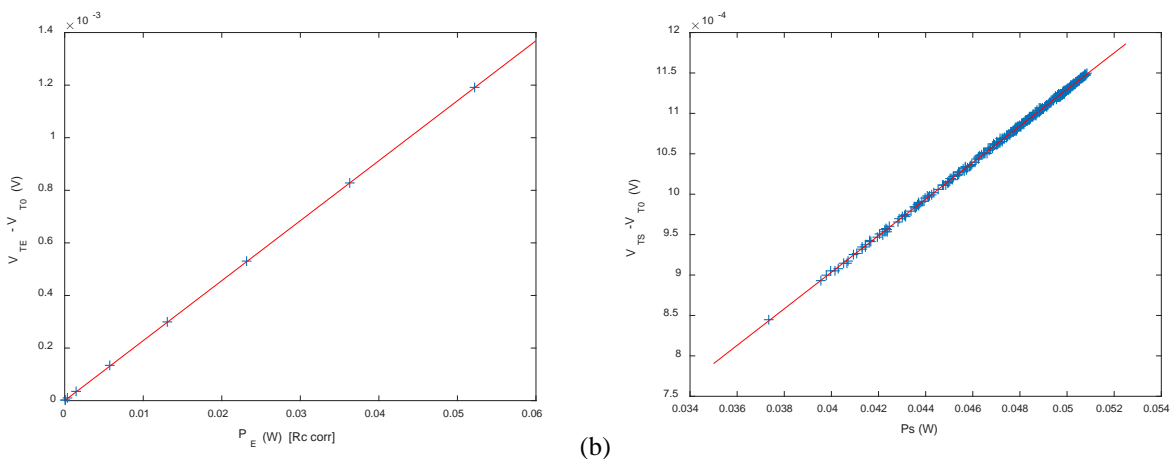


Fig 2. (a) Respuesta lineal de la termopila a distintas potencias eléctricas inyectadas en el circuito calefactor.  
(b) Cálculo de la respuesta de la termopila al ser iluminada con luz solar a distintas irradiancias.

Como resultado, se obtiene de (4) un valor del factor de no-equivalencia  $L = 1.008\ 743$  con una incertidumbre estimada (a falta de la revisión de algunas contribuciones) en  $\pm 500$  ppm ( $k=2$ ), valor algo más alto que el proporcionado por el fabricante ( $L = 1.0005$ ). En la práctica, el valor de  $L$  obtenido quiere decir que la termopila daría una señal un 0.87% más alta cuando la excitación en la cavidad es de tipo eléctrico que cuando es de tipo radiante (usando como referencia el WRR) a igualdad de potencia.

La resistencia shunt  $R_{SH}$  y su dependencia con la temperatura

La corriente  $I_H$  que circula por el circuito calefactor se determina, en el interior del sistema de control del radiómetro AHF, mediante la medida de la caída de tensión en una resistencia *shunt* de precisión de valor nominal  $R_{SH} = 10 \Omega$ . Se ha tratado por un lado, de calibrar el valor real de su resistencia y por otro, de estimar su coeficiente de temperatura para verificar el cumplimiento de las especificaciones del fabricante a este respecto y además permitir efectuar correcciones por temperatura ambiente durante las medidas de irradiancia solar de forma dinámica.

Para ello, en la unidad de control del radiómetro se instaló un termómetro de resistencia de platino (TRP<sub>s</sub>) del tipo Pt100 junto al shunt. El ensayo para medir el coeficiente de temperatura del *shunt* se realizó en el margen de 0 °C a 55 °C utilizando una cámara climática y el montaje de la Fig 3, donde se puede observar el propio *shunt*, el nuevo TRP<sub>s</sub> situado junto a él, dos TRP que actúan de patrones de referencia en el ensayo (Pt100<sub>1</sub> y Pt100<sub>2</sub>) y el Pt100 de control de la cámara climática.

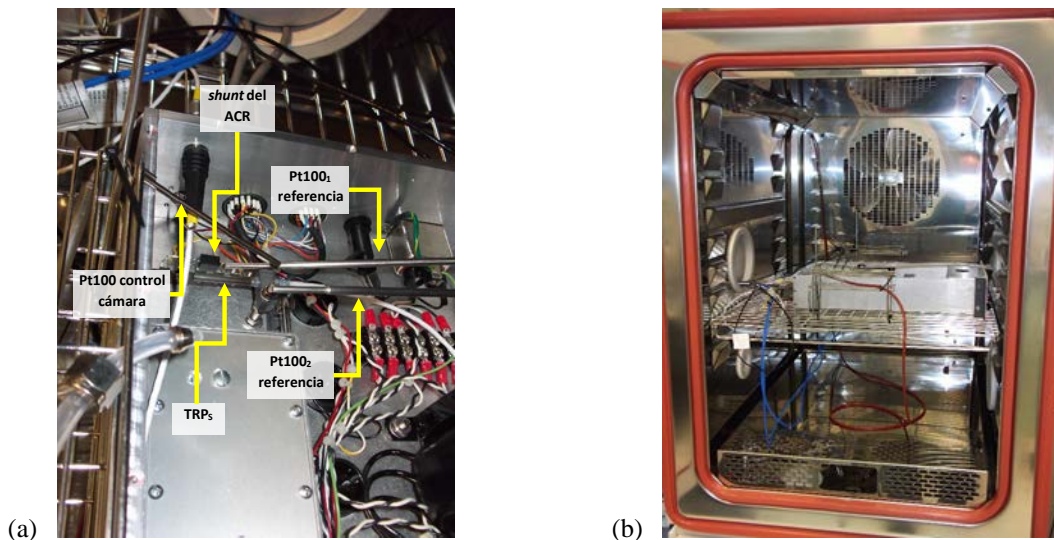


Fig 3. (a) Montaje de un TRP tipo Pt100 junto al shunt del radiómetro y configuración durante el ensayo climático. (b) Cámara climática utilizada, con el equipo a ensayar instalado en su interior.

Previamente, el nuevo TRP<sub>s</sub> fue calibrado por comparación con termómetros de resistencia de platino patrón (TRPP) con trazabilidad a la Escala Internacional de Temperatura de 1990 (EIT-90) en baños de temperatura controlada, lo cual permitió alcanzar una incertidumbre máxima de  $\pm 0.01 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $k=2$ ). Durante el ensayo climático, las medidas de la resistencia del shunt ( $R_{SH}$ ) fueron realizadas con un multímetro patrón HP 3458A.

Según las especificaciones del fabricante, la tolerancia en el valor de resistencia del *shunt* es del 0.01 % respecto al nominal de  $10 \Omega$ , es decir 100 ppm. El *shunt* también fue calibrado previamente para un valor nominal de intensidad de corriente de 17.5 mA y temperatura ambiente de  $(23 \pm 1) \text{ }^\circ\text{C}$ . La intensidad fue determinada considerando el margen de potencia eléctrica medida por el radiómetro en condiciones de uso normal. El valor de resistencia certificado en esta calibración fue de  $9.998\ 69 \Omega$ , con incertidumbre de  $\pm 11 \text{ ppm}$  ( $0.000\ 11 \Omega$ ) ( $k=2$ ).

Con todo ello, los resultados de la Fig 4 muestran que el efecto de la temperatura ajusta muy bien a un polinomio de grado 2, observándose una región entre 35 °C y 40 °C donde la dependencia es mínima, con un coeficiente de temperatura en el *shunt* (pendiente) muy bajo. Las barras de error de la figura, sobre los valores residuales respecto al ajuste, indican la incertidumbre expandida ( $k=2$ ) calculada considerando factores de influencia tales como: calibración de los patrones de temperatura, uniformidad y estabilidad de la cámara climática, reproducibilidad en un punto de control y calibración del 3458A.

La absortancia efectiva de la cavidad del AHF

La cavidad de radiómetro AHF es de tipo cilindro-cónica interior, es decir con el cono orientado hacia el interior de la cavidad. El interior está pintado con el recubrimiento Chemglaze (Aeroglaze) Z302, con una reflectancia cuyas componentes especular y difusa están dadas por:  $\rho = \rho_s + \rho_d = 0.05 + 0.01$  (Fox y Rice 2005). Uno de los parámetros fundamentales en el modelo de medida del radiómetro AHF (2) es la absortancia efectiva  $\alpha_c$ . Considerando, por hipótesis, que la radiación llega al interior de la cavidad a través de la apertura de precisión únicamente en dirección

paralela al eje de simetría, se ha calculado la absorptancia efectiva integrada normal, aplicando el método de las sumas (Bedford 1974). Para ello se ha dividido la cavidad en secciones perpendiculares al eje y en cada una ellas se ha calculado la absorptancia efectiva local.

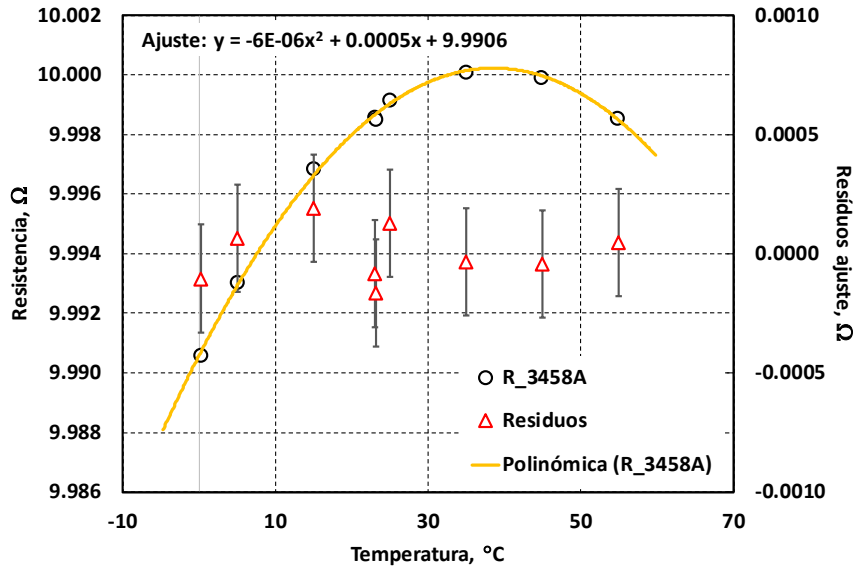


Fig 4. Dependencia de la resistencia shunt  $R_{SH}$  (R\_3458A, medida con un multímetro HP 3458A) con la temperatura ambiente.

Siguiendo a (Fox y Rice 2005), hemos supuesto que la radiación reflejada inicialmente tiene dos contribuciones. La de tipo difuso, asume que después de la reflexión inicial en el cono, la radiación puede salir de la cavidad por la apertura o ser absorbida en su totalidad por las paredes de la sección cilíndrica, sin que existan más reflexiones. Por otra parte, la reflejada inicialmente de forma especular mantendría este comportamiento en sucesivas reflexiones. Es fácil ver que, después de 5 reflexiones internas, prácticamente toda la contribución especular es absorbida. Finalmente, se calcula  $\alpha_C$  integrando sobre valores locales en el cono, en la región iluminada por rayos que atraviesan la apertura de precisión en dirección normal.

Un esquema de la cavidad, con los parámetros geométricos principales, puede verse en la Fig 5 junto a los resultados obtenidos para la absorptancia efectiva local en el cono y en el cilindro.

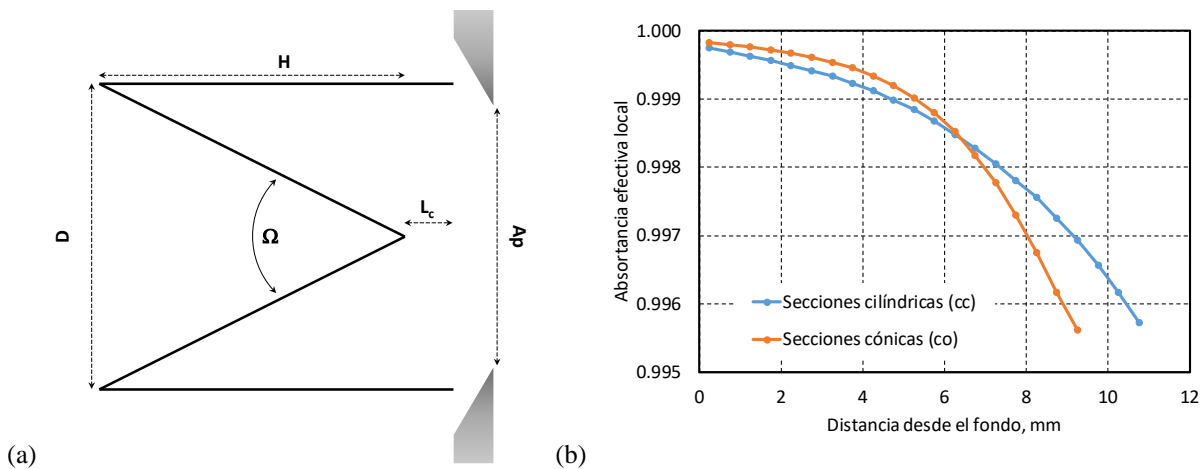


Fig 5. (a) Esquema básico de la cavidad receptora del radiómetro AHF. (b) Estimación de la absorptancia efectiva local en distintas secciones de la cavidad. Se distingue entre secciones del cono y secciones de la parte cilíndrica.

Variando ligeramente los parámetros geométricos, así como la reflectancia de la cavidad, se pudo estimar la incertidumbre  $U(\alpha_C)$  aplicando el método de Montecarlo (GUM 2008), asumiendo para ello contribuciones en las variables de entrada del modelo en forma de distribuciones de probabilidad de tipo rectangular. De esta forma se pudo estimar finalmente un valor:  $\alpha_C = (0.99912 \pm 0.00011)$  ( $k=1.8$ ), para una probabilidad de cobertura del 95%. El fabricante del radiómetro proporciona en su manual un valor de 0.999 con incertidumbre del 0.1 %, con lo cual nuestro análisis mejora de forma apreciable dicha especificación.



## DISCUSIÓN: RESULTADOS DE CARACTERIZACIÓN Y DE COMPARACIÓN

A excepción del factor de calidad óptico  $\gamma$ , el resto de parámetros de la función de medida (2) del AHF estarían adecuadamente caracterizados y calibrados. Adicionalmente, se ha detectado una dependencia con la temperatura en la resistencia *shunt*, que afectaría fundamentalmente a la medida de la corriente  $I_H$ , y que es compatible con la variabilidad de la sensibilidad del instrumento con la temperatura durante su operación en las campañas de calibración. Se han realizado ensayos complementarios, no descritos en este artículo, para conocer en profundidad el funcionamiento del sensor, de la electrónica de control y de la operación del sistema en su conjunto. Para el cálculo del factor  $\gamma$  se están teniendo ya en cuenta los mismos factores que en el caso del radiómetro PMO6 (difracción, dispersión, pérdidas radiativas) y que serán detallados en sucesivos trabajos.

A pesar de todos los esfuerzos de investigación, de lo que se ha avanzado en el conocimiento del instrumento y las mejoras introducidas en el mismo, sigue existiendo cierta incógnita sobre el resultado final en términos de incertidumbre y de la trazabilidad de este ACR. Como referencia, el factor WRR obtenido por el AHF durante el último IPC-XII (en 2015) (WMO124 2016) fue de 0.997 318 (con  $\sigma = 629$  ppm), estable respecto al valor anterior de 0.997 308 (con  $\sigma = 674$  ppm) en el IPC-XI (en 2010) (WMO108 2011). Esto quiere decir que el AHF mide valores de DNI aproximadamente un 0.27% por encima de la referencia WRR antes de efectuar la corrección. Por otro lado, las sucesivas comparaciones entre la escala radiométrica del SI (que realiza la candela y magnitudes asociadas como lúmenes, luxes, etc) y la escala radiométrica del WRR han encontrado que el WRR estaría midiendo valores de irradiancia un 0.34% por encima del SI (Fehlmann et al 2012). Esto situaría la irradiancia determinada con el AHF en aproximadamente un ~0.6% por encima del SI.

En términos prácticos, un valor del factor  $\gamma$  compatible con el factor WRR y con el valor de  $L$  calculado anteriormente sería de  $\gamma \approx 1.0082$ . Como referencia, el fabricante da un valor estimado de  $\gamma = 1.0010$  (con 0.1% de incertidumbre) pero que por ahora se desconoce cómo se ha determinado. Esto sin tener en cuenta que las medidas de  $I_H$  han podido estar calculadas en exceso, a lo largo de la vida del instrumento, hasta en un 0.5% por encima de su valor real sólo por efecto de la temperatura de  $R_{SH}$ , lo que reduciría la *presión* sobre el valor esperado de  $\gamma$  hasta el orden de  $\sim 1.003$ . Con estos valores y las correcciones dinámicas que ahora pueden introducirse en el cálculo de la irradiancia, se espera que el nuevo factor WRR (a obtener en el próximo IPC-XIII) podría ser perfectamente igual a 1. Conseguir alinear los resultados con la escala radiométrica del SI implica necesariamente realizar otra determinación independiente del factor  $L$  que no esté basada en la irradiancia del WRR.

En términos de incertidumbre, el objetivo fijado en el proyecto de investigación es ser capaces de medir DNI con  $U = \pm 1000$  ppm (0,1%) como máximo. Obtener esta incertidumbre estaría condicionada a conseguir que todas las contribuciones sean inferiores a este valor de referencia y que sus coeficientes de sensibilidad sean también bajos. A la vista de los resultados obtenidos hasta ahora, y pendientes de revisar algunas de las contribuciones, parece que el objetivo puede ser perfectamente alcanzable.

## CONCLUSIONES

En este trabajo se ha descrito brevemente el método de caracterización de radiómetros absolutos de cavidad, como alternativa al procedimiento por comparación frente al WRR que se realiza durante las intercomparaciones internacionales de pirheliómetros IPC. Se han puesto dos ejemplos basados en las funciones de medida de los dos ACR con los que cuenta el PVLab-CIEMAT para las calibraciones de sus patrones de referencia.

El trabajo se ha centrado en describir detalles específicos sobre las calibraciones, cálculos y modelos empleados para la determinación de las magnitudes físicas y de las constantes características para uno de los radiómetros, el AHF de Eppley Labs (USA). Se han descrito los métodos empleados para determinar el factor de no-equivalencia  $L$  y la absorbancia efectiva  $\alpha_C$  de la cavidad, que son parámetros que aparecen de forma explícita en su función de medida, y para determinar la dependencia de la resistencia *shunt*  $R_{SH}$  con la temperatura, que no figura como magnitud de influencia de forma explícita en esa ecuación.

La determinación de estas magnitudes y de sus incertidumbres permite ser optimistas sobre la trazabilidad entre las medidas de la irradiancia DNI realizadas por el AHF y el WRR una vez terminada la caracterización. Se ha estimado además que el objetivo de conseguir una incertidumbre final por debajo de las 1000 ppm es alcanzable y realista en base a los resultados obtenidos hasta la fecha.

## AGRADECIMIENTOS

Esta trabajo está parcialmente financiado por el proyecto DEPRISACR, “Desarrollo de patrones Primarios de Irradiancia Solar basados en Radiómetros Absolutos de Cavidad (ACR)”, Programa Estatal de Fomento de la Investigación Científica y Técnica de Excelencia, Subprograma Estatal de Generación de Conocimiento, convocatoria 2017 (Referencia CGL2017-87299-P).

## REFERENCIAS

Manual AHF (2010). Instruction and Information Manual for Model AHF Self-Calibrating Cavity Pyrheliometer. The Eppley Laboratory, Inc. (USA).

Bedford R.E., Ma C.K.(1974) Emissivities of diffuse cavities: Isothermal and nonisothermal cones and cylinders. *Journal of Optical Society of America* 64, 339-349.

Brusa R.W., Fröhlich C. (1986). Absolute radiometers (PM06) and their experimental characterization. *Applied Optics* 25, 4173-4180.

CIMO Guide (2017). *WMO Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation* (the CIMO Guide). WMO-No. 8 (2014 edition, Updated in 2017)

Fehlmann A. et al. (2012). Fourth World Radiometric Reference to SI radiometric scale comparison and implications for on-orbit measurements of the total solar irradiance. *Metrologia* 49, S34-S38.

Fox N.P., Rice J.P. (2005). Absolute Radiometers. In *Experimental Methods in the Physical Sciences. Optical Radiometry*, Vol: 41, Issue: C, (Amsterdam: Elsevier BV), 35-96

Fröhlich, C. (1991). History of Solar Radiometry and the World Radiometric Reference. *Metrologia* 28, 111-115.

GUM 2008. BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP and OIML (2008). Evaluation of Measurement Data, Supplement 1 to the ‘*Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement*’ *Propagation of Distributions Using a Monte Carlo method*, JCGM 101:2008, 1st ed (Sèvres, Paris: BIPM Joint Committee for Guides in Metrology).

ISO 9060:2018. *Solar energy -- Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation*. ISO International Standard.

WMO IOM Report No.108 (2011). Final Report of the WMO International Pyrheliometer Comparison IPC-XI (27 September - 15 October 2010). Davos, Switzerland.

WMO IOM Report No.124 (2016). Final Report of the WMO International Pyrheliometer Comparison IPC-XII (28 September - 16 October 2015). Davos, Switzerland.

**EFFECTO DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN  
EN LA CALIBRACIÓN DE PIRHELÍOMETROS SEGÚN ISO 9059****Balenzategui J.L.\*, Molero M.\*, Cuenca J.\*, Fabero F.\*, Mejuto E.\*, Silva J.P.\*, De Lucas J.\*\***

\* CIEMAT, DER, PVLab – Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica.

Avenida Complutense, 40 – 28040 Madrid. Tel. +34 91 496 2509 || [j.l.balenzategui@ciemat.es](mailto:j.l.balenzategui@ciemat.es)

\*\* INTA, Centro de Metrología y Calibración, Laboratorio de Temperatura y Humedad.

Ctra. Ajalvir, Km 4 – 28850 Torrejón de Ardoz (Madrid). Tel. +34 91 520 1714 || [delucasvj@inta.es](mailto:delucasvj@inta.es)<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6112>**RESUMEN**

La calibración de la sensibilidad  $S$  o responsividad de piranómetros y pirheliómetros, con trazabilidad a la WRR, se realiza mediante procedimientos sencillos descritos en las normas ISO 9847 e ISO 9059, entre otras, que permiten una medida de los sensores y de la irradiancia solar de forma homogénea y equivalente en todo el mundo. La demanda de medidas de irradiancia cada vez más precisas hace necesario mejorar los resultados y fiabilidad de las calibraciones y reducir su incertidumbre, tanto en la parte técnica como en los métodos de medida. En particular, este trabajo analiza la influencia de la temperatura de operación de los pirheliómetros en su sensibilidad y en la irradiancia directa calculada. En base a la experiencia en su calibración, se sugiere la aplicación del mismo método de corrección en  $S$  de pirheliómetros que el admitido para piranómetros (ISO 9847), mediante un coeficiente de temperatura lineal. Se muestra el resultado de la aplicación del método en ejemplos reales de calibración y se hacen algunas recomendaciones para fabricantes, sistemas de monitorización y laboratorios de ensayo.

**PALABRAS CLAVE:** Calibración, irradiancia solar, pirheliómetros, temperatura, normativa.**ABSTRACT**

Calibration of sensitivity  $S$  or responsivity of pyranometers and pyrhemometers, traceable to WRR, is performed through simple procedures described in ISO 9847 and ISO 9059 Standards, among others, allowing an homogeneous and equivalent measurement of sensors and of solar irradiance all around the world. The demand for measurements of solar irradiance of increased accuracy makes necessary an improvement on calibration results and reliability and on reducing their uncertainty, both in the technical aspects as in the design of measurement methods. In particular, this work analyzes the influence of operating temperature of pyrhemometers in their sensibility and in the direct irradiance calculated. Application of the same correction method for  $S$  as that used for pyranometers (ISO 9847), based on a linear temperature coefficient, is suggested here for pyrhemometers. Results of application of this method on real examples of calibration are shown. Recommendations for manufacturers, monitoring systems and test laboratories are also included.

**KEYWORDS:** Calibration, solar irradiance, pyrhemometer, temperature, Standards.

## INTRODUCCIÓN

Piranómetros, pirheliómetros y células solares son los principales tipos de radiómetros que se utilizan en el campo de la energía solar para la medida de la irradiancia solar integrada espectralmente (Balenzategui et al 2019). Estos radiómetros permiten estimar la irradiancia solar (dada en  $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$  en el SI) gracias a la dependencia lineal entre la señal (eléctrica) de salida de sus elementos sensores y la irradiancia, que se expresa a través de una constante de proporcionalidad denominada *responsividad*  $R$  o *sensibilidad*  $S$  (dada, por ejemplo, en  $\text{V}\cdot\text{W}^{-1}\cdot\text{m}^2$ ). En ocasiones, se trabaja también con su inversa, el *factor de calibración* (que se expresaría en  $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{V}^{-1}$ ).

Para determinar correctamente la sensibilidad de un radiómetro, la señal de salida del sensor se evalúa a distintos niveles de irradiancia en el rango de interés. Los métodos de calibración más sencillos y directos se basan en la comparación entre los sensores bajo ensayo (DUT) y un patrón de referencia, que se miden al mismo tiempo (de forma síncrona o consecutiva) frente a una misma fuente luminosa, como el Sol en condiciones de exterior, o lámparas artificiales de alta intensidad en laboratorio. Los patrones de referencia permiten realizar la transferencia de la magnitud de irradiancia solar y de la unidad del  $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$  dentro de una escala metrológica que, en este caso, deriva de la realización práctica de esa unidad mediante un conjunto de instrumentos de la mayor precisión y fiabilidad y con la menor incertidumbre posible: la Referencia Radiométrica Mundial, WRR (*World Radiometric Reference*).

Los procedimientos para esa calibración están bien establecidos y extendidos, y se recogen en Normas internacionales y en numerosos artículos en la literatura. En principio, son procedimientos sencillos de aplicar e incluyen requisitos mínimos, criterios de aceptación de datos, y métodos de análisis y cálculo simples de la sensibilidad  $S$  de los sensores. Están pensados para que puedan realizarse de forma universal en cualquier laboratorio dotado con un mínimo de equipamiento. Así se asegura la correcta diseminación de la escala de irradiancia solar desde el WRR y la medida homogénea y equivalente de la irradiancia solar en todo el mundo.

Sin embargo, la creciente demanda de medidas de irradiancia solar cada vez más precisas hace necesario mejorar los resultados y fiabilidad de las calibraciones y reducir su incertidumbre, tanto por la parte técnica e instrumental como por la de los métodos de medida. En este sentido, en aras de esa simplicidad, hay aspectos en la aplicación rutinaria de estas Normas que quedan indefinidos o demasiado abiertos. Por ejemplo, aunque se detecten dependencias de  $S$  con otras variables meteorológicas además de la irradiancia, sólo se requiere incluir en los certificados de calibración una declaración sobre el rango de las condiciones de trabajo (temperatura ambiente, viento, irradiancia, elevación solar, etc) abarcado durante el ensayo. Como mucho, “en casos especiales”, se pueden expresar valores medios de  $S$  en función de esas variables. Como consecuencia, pueden encontrarse para algunos sensores diferencias de más de un 2% entre sensibilidades determinadas en sucesivos informes de calibración, realizadas cada uno o dos años, en función de la época del año y la localización geográfica del laboratorio en que se realiza la calibración. De la misma forma, se constata que, en función de su nivel metrológico, hay dispositivos para los que la sensibilidad no es estable o uniforme a lo largo de un mismo día o entre días consecutivos. El problema adicional en estos casos es determinar si estas diferencias se han debido a un problema en el sistema de medida o en el procedimiento de cálculo, si son debidas a una deriva del instrumento o si se deben a factores ambientales o atmosféricos. Por otro lado, incorporar la influencia de las variables climáticas, atmosféricas y de operación en la sensibilidad o en la señal de los sensores permitiría hacer correcciones y mejorar la estimación de la irradiancia solar.

Este trabajo analiza, en particular, la influencia de la temperatura  $T$  de operación de los pirheliómetros durante la calibración y cálculo de su sensibilidad. Esta dependencia sí se contempla en la calibración de piranómetros (como en la Norma ISO 9847) pero no es así en el caso de los pirheliómetros. Se revisan en primer lugar aspectos básicos sobre la escala de irradiancia solar y la trazabilidad de las medidas. Se describe a continuación el procedimiento de calibración de pirheliómetros aplicado en el PVLab-CIEMAT, en base a la Norma ISO 9059, y el modelo sencillo que permite describir la dependencia  $S(T)$  en base a un coeficiente térmico lineal. Se presentan y discuten los resultados de la aplicación de este método, y se extraen conclusiones prácticas y se hacen algunas recomendaciones para mejorar la precisión y la fiabilidad de la medida de la irradiancia solar directa (DNI) con pirheliómetros.

## TRAZABILIDAD EN IRRADIANCIA SOLAR

Aunque históricamente la medida de la irradiancia solar (tanto el desarrollo de instrumentación, de los radiómetros y de sus patrones de referencia así como de los procedimientos de medida y calibración) estuvo gestionada e impulsada por la Organización Meteorológica Mundial (WMO), la *magnitud* de irradiancia solar está desde 2008 plenamente integrada en el Sistema Internacional (SI). Así está reconocida por el CIPM (Comité Internacional de Pesas y Medidas del BIPM) e incluida en la lista de posibles CMCs (Capacidades de Medida y Calibración) que pueden reconocerse a los Laboratorios Nacionales de Metrología (NMI) o a sus Institutos Designados (DI). La propia WMO firmó en 2010 el CIPM-MRA, siendo entonces equivalente a un NMI y pudiendo definir sus propios laboratorios asociados como depositarios de sus patrones primarios.

La escala de irradiancia solar está basada por consenso en una referencia primaria, la WRR, que se materializa mediante la medida concurrente de un grupo especial de radiómetros absolutos de cavidad, el WSG (*World Standard Group*). Se trata por tanto de una escala basada en un artefacto o prototipo (como lo era la escala de masa basada en el kilogramo-patrón hasta hace muy poco). Todas las medidas de irradiancia solar que se realizan a nivel mundial deben estar referidas a esta escala y ser trazables al WRR mediante una serie ininterrumpida de procesos de transferencia y calibración entre radiómetros de diferente nivel metrológico, desde los instrumentos de mayor precisión y exactitud hasta los instrumentos de campo o de uso cotidiano. Los patrones de referencia de mayor nivel, que se comparan directamente con el WSG cada cinco años en las IPC (*International Pyrheliometer Comparison*), son también radiómetros absolutos de cavidad (ACRs) (Balanzategui et al 2020) iguales en muchos casos a los propios del WSG, y que pertenecen a laboratorios de calibración, agencias meteorológicas e instituciones de todo el mundo que trabajan en el campo de la medida de la radiación solar y de sus sensores, y que diseminan la escala aplicando esos procesos normalizados.

La Fig 6 representa este esquema de diseminación jerárquica de la escala de irradiancia de la WRR entre instrumentos de distinto nivel metrológico y las normas de aplicación en este ámbito. La escala WRR es, en origen, una escala de irradiancia solar directa que se amplía o expande a la medida de irradiancia solar global o hemisférica, y a sensores que operan bajo principios físicos distintos a los ACR. Las partes nucleares de estas normas se refieren a la transferencia o la calibración entre los ACRs y pirheliómetros (ISO 9059:1990), entre ACRs y piranómetros (ISO 9846:1992), y entre ACRs y células fotovoltaicas (IEC60904-4). A su vez, se contempla la transferencia entre piranómetros (ISO 9847:1990), entre pirheliómetros (la misma ISO 9059:1990) y entre células solares (IEC60904-2). Y las mismas normas permiten seguir diseminando sucesivamente la escala hacia sensores de campo y de trabajo. Finalmente, otra de las normas fundamentales (ISO 9060:2018) clasifica piranómetros y pirheliómetros de acuerdo a su precisión y nivel metrológico, y establece los requisitos técnicos para esa clasificación. El PVLab-CIEMAT realiza de forma sistemática calibraciones de pirheliómetros, piranómetros y células solares mediante procedimientos conformes a estas Normas.

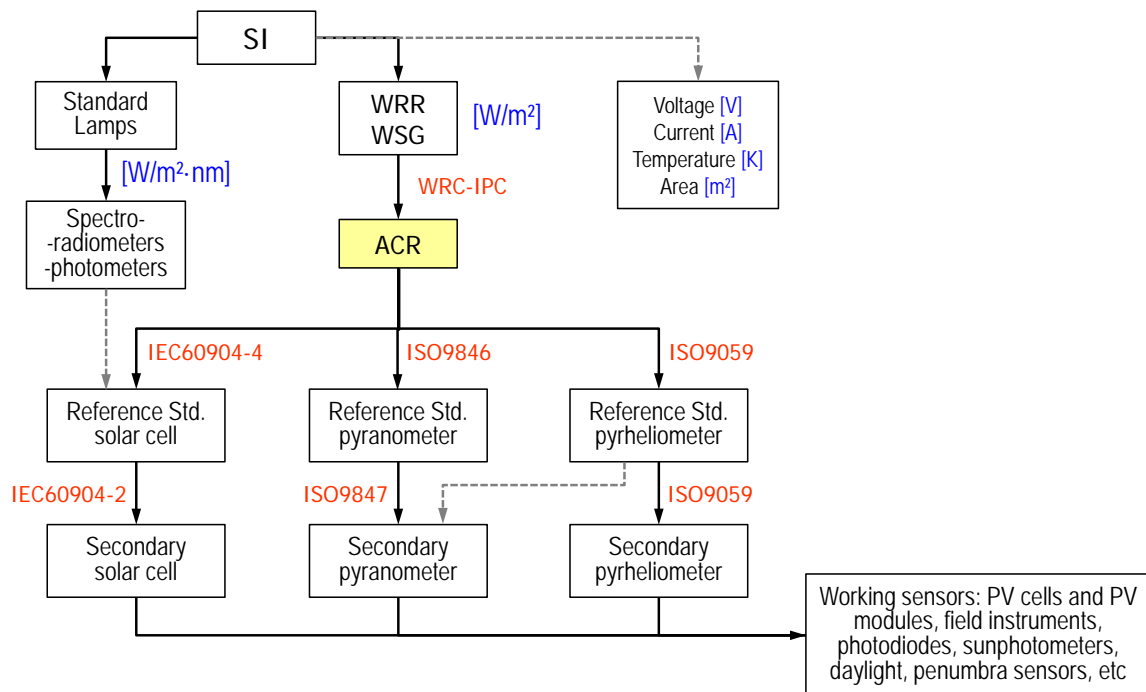


Fig 1. Esquema de trazabilidad de los radiómetros al WRR en la escala de irradiancia solar. Cada conexión entre recuadros (de arriba hacia abajo) implica un proceso de transferencia a un instrumento con nivel metrológico inferior, con un incremento progresivo en la incertidumbre de medida. Se indican también las principales normas internacionales con procedimientos de calibración aplicables.

Finalmente, la *escala solar* WRR y la *escala radiométrica* de irradiancia del SI (que se utiliza para la realización de la candela y de otras unidades como el lumen o el lux) se han intercomparado varias veces (Fehlmann et al 2012), de forma que la trazabilidad al WRR garantiza la trazabilidad al SI. Aunque existe actualmente alguna discrepancia entre ambas escalas, la WMO y el CIPM están trabajando para que estén adecuadamente alineadas, posiblemente mediante la redefinición de la escala de irradiancia solar en base a radiómetros criogénicos como el CSAR (*Cryogenic Solar Absolute Radiometer*) (Martin y Fox 1993) que, en combinación con el MITRA (*Monitor for Integrated Transmittance*) (Walter et al 2014), permiten alcanzar incertidumbres del orden de 150 ppm en la medida de DNI.

## CALIBRACIÓN DE PIRHELÍOMETROS SEGÚN ISO 9059:1990

La Norma ISO 9059 establece procedimientos para la calibración de pirheliómetros, tanto entre un radiómetro absoluto y un pirheliómetro patrón de referencia, como entre pirheliómetros de igual o distinto nivel metrológico. Una adaptación en plena concordancia con ISO 9059 es la Norma ASTM E816-15. En el PVLab-CIEMAT se llevan a cabo dos procedimientos de calibración en exterior de pirheliómetros en base a estas normas, y a métodos de validación y filtrado de datos aplicados en los IPC: un procedimiento para calibración de pirheliómetros patrón (de Clase A) frente a los ACRs, que son la referencia primaria del laboratorio, y otro para la calibración de pirheliómetros de cualquier clase frente a esos pirheliómetros patrón.

En general, los dos pirheliómetros (DUT y referencia), junto a un tercero usado como dispositivo de control, se fijan en un seguidor solar a dos ejes de forma que apuntan directamente al Sol de forma continua. Las señales de los pirheliómetros y sus temperaturas de operación, junto a las variables climáticas (temperatura ambiente, dirección y velocidad del viento, presión atmosférica), se registran en intervalos de 30 s mediante un *datalogger* y una estación meteorológica situada en el área de calibración en la terraza del edificio. Los instrumentos permanecen en régimen de medida ininterrumpido durante varios días, hasta que se dispone de datos suficientes para el cálculo de la sensibilidad. Las ventanas de los instrumentos se limpian diariamente durante el período de calibración. Al final o al inicio de este período, se registran también las señales de *offset* (señal a irradiancia nula) durante varias horas, ocluyendo las ventanas de los pirheliómetros de la luz solar.

Posteriormente, se analizan y procesan los datos experimentales, excluyendo valores anormales, distorsionados o erróneos, aquellos con irradiancias DNI por debajo de  $700 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$  y aplicando otra serie de filtros (referidos a la estabilidad de la irradiancia, al índice de turbidez atmosférica, la velocidad del viento, etc). Se requiere un mínimo de 300 puntos válidos, obtenidos en 3 días de calibración distintos, con una contribución mínima del 10% para cada día en el conjunto total de datos, y con una distribución de [mínimo 40% | máximo 60%] para datos medidos por la mañana y por la tarde. A partir del conjunto de  $N$  datos válidos, se calcula la sensibilidad final del dispositivo bajo ensayo como el promedio de las sensibilidades individuales:

$$S = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N S_i = \frac{1}{N} S_R \sum_{i=1}^N \frac{V_i - V_0}{V_{Ri} - V_{R0}} \quad (1)$$

donde  $V_i$ ,  $V_0$  son las señales de salida del pirheliómetro bajo ensayo y su *offset*,  $V_{Ri}$ ,  $V_{R0}$  son las del patrón de referencia, y  $S_R$  es su sensibilidad. Opcionalmente, puede no tenerse en cuenta el *offset* registrado para el cómputo de la sensibilidad a costa de incrementar la incertidumbre final  $U(S)$ .

Fruto de la experiencia en la aplicación de este procedimiento, se ha ido incorporando la práctica habitual de medir la temperatura de operación de todos los pirheliómetros bajo ensayo, incluidos aquellos que no disponen de sensor interno de temperatura, simultáneamente a sus señales de salida. Esta medida permite hacer una estimación de la influencia de la temperatura en la sensibilidad del instrumento y analizar posibles desviaciones en los resultados encontrados. La cuestión es que, mientras esta aproximación está contemplada en la norma ISO9847 para calibración de piranómetros, no aparece en absoluto en la ISO 9059 para el caso de los pirheliómetros.

En ISO9847:1992 se admite la posibilidad de corregir las sensibilidades que varían con la temperatura  $T$  y referirlas a una temperatura de referencia  $T_0$  (aunque no se especifica en la norma). La dependencia de la sensibilidad de los piranómetros con  $T$  se expresa mediante un modelo lineal y un coeficiente térmico relativo  $\alpha_R$  en la forma:

$$S(T) = S(T_0) \cdot [1 + \alpha_R \cdot (T - T_0)] \quad (2)$$

donde  $\alpha_R$  viene expresado en  $^{\circ}\text{C}^{-1}$  o en  $\text{K}^{-1}$  (de forma uniforme con  $T$ ). De acuerdo a la experiencia del PVLab, la sensibilidad de los pirheliómetros responde al mismo modelo matemático y la ecuación (2) puede aplicarse igualmente para corregir sus sensibilidades medidas a diferentes  $T$  o para calcular sus coeficientes relativos  $\alpha_R$ .

De cara a la aplicación de este método han de tenerse en cuenta algunos detalles. La *respuesta en temperatura* está definida en la norma ISO 9060:2018 (sección 4.3.2) como la dependencia de la *responsividad* o sensibilidad del instrumento con la temperatura *del cuerpo* del radiómetro. En las tablas de esta misma norma ISO 9060 donde se especifican las clases de los piranómetros y pirheliómetros y los intervalos de aceptación correspondientes, la *respuesta en temperatura* (c5) se define como “el porcentaje de desviación debido a un cambio en la temperatura *ambiente* en el intervalo entre  $-10^{\circ}\text{C}$  y  $+40^{\circ}\text{C}$  con respecto a su *señal* a  $+20^{\circ}\text{C}$ ”. La Tabla 16 es un extracto de la norma con esta clasificación para los radiómetros. Como la norma se refiere indistintamente a la temperatura ambiente y a la temperatura del cuerpo del radiómetro, entendemos que se asume que los instrumentos estarán en equilibrio térmico con respecto a la temperatura ambiente. También se trata de forma indistinta la dependencia con la temperatura de la sensibilidad o de la señal de salida, por lo que entendemos que también se asume que ambas son proporcionales igualmente a  $\Delta T$ .

Tabla 1. Intervalos de aceptación en la clasificación de piranómetros y pirheliómetros de acuerdo con ISO 9060:2018 referidos a la respuesta en temperatura (parámetro c5) en el intervalo entre  $-10^{\circ}\text{C}$  a  $+40^{\circ}\text{C}$ . La correspondencia con las clases o denominaciones de la antigua ISO 9060:1990 es solo aproximada.

Clase ISO9060:2018	Nombre de las Clases e intervalos de aceptación			
	AA	A	B	C
Equivalencia con ISO9060:1990 (aprox)	—	<i>Secondary Standard</i>	<i>First class</i>	<i>Second class</i>
Piranómetros	—	$\pm 1\%$	$\pm 2\%$	$\pm 4\%$
Pirheliómetros	$\pm 0,01\%$	$\pm 0,5\%$	$\pm 1\%$	$\pm 5\%$

Aunque siempre es complicado escoger una temperatura de referencia  $T_0$  válida universalmente, la norma ISO9060:2018 se refiere, aunque sea de forma indirecta, a  $T_0 = 20^{\circ}\text{C}$  cuando establece los criterios de clasificación para la respuesta en temperatura tanto de piranómetros como de pirheliómetros. Por esta razón, y por ser una temperatura de operación comúnmente registrada en los pirheliómetros (en algún momento del día) en campañas de calibración en nuestras instalaciones en cualquier época del año, se toma en el PVLab como valor de consigna.

La segunda incógnita se refiere a cuál es la temperatura  $T$  que debe usarse en (2), especialmente para instrumentos que no tienen incorporado un sensor interno de temperatura junto al sensor de irradiancia. Una posibilidad es usar la temperatura ambiente (registrada, como es nuestro caso, en una estación meteorológica situada en la zona de calibración). Sin embargo, siempre existe la duda sobre cuál es la temperatura local de operación de los pirheliómetros o su diferencia con respecto al sensor de la estación meteorológica (una Pt100 insertada en una carcasa que apantalla al sensor del viento, de la radiación directa y de la lluvia). Aunque en las primeras fases se comenzó utilizando esta temperatura ambiente para aquellos pirheliómetros bajo ensayo que no disponían de sensor interno, finalmente se ha adoptado la práctica sistemática de adherir un sensor de temperatura externo (tipo Pt1000) al cuerpo de estos pirheliómetros, en una zona próxima al elemento sensor de irradiancia (ver Fig 7). Así, siempre se realiza una medida de su temperatura *externa*, simultánea al registro de su señal de salida (utilizando un sensor  $T$  individual para cada DUT). Esto permite obtener un valor (aproximado) del coeficiente  $\alpha_R$  de variación relativa de  $S$  con la temperatura y hacer una primera valoración sobre si los cambios en la sensibilidad se pueden deber a un efecto térmico o si puede tener otras causas. Para los pirheliómetros dotados de sensor interno de  $T$  y que tienen su señal o los terminales del sensor accesibles a través de su conector de forma analógica, se usa directamente esta señal en el sistema de registro. En estos casos, el valor del coeficiente  $\alpha_R$  es mucho más realista, a falta de tener una calibración del propio sensor interno de temperatura (desviación, incertidumbre, etc).



Fig 2. Detalles sobre la colocación de sensores de temperatura  $T$  externos (tipo Pt1000), adheridos al cuerpo de los pirheliómetros (que carecen de sensor interno de  $T$ ) durante su calibración. El sensor externo se coloca en una zona del cuerpo próxima al sensor de irradiancia del pirheliómetro y de forma que quede apantallado de la irradiancia solar directa.

## RESULTADOS OBTENIDOS Y DISCUSIÓN

La Fig 8 muestra un ejemplo de la sensibilidad obtenida en la calibración de dos pirheliómetros de Clase B durante varios días de ensayo, una vez filtrados y eliminados los datos con baja irradiancia, los valores anómalos y los períodos de inestabilidad (nubes, viento, etc). No se trata de un comportamiento generalizado para todos los pirheliómetros de esa clase, se trata simplemente de dos casos especialmente escogidos (con comportamientos opuestos) para demostrar la aplicación del método y los problemas asociados al cálculo de la sensibilidad.

Puede observarse cómo en ambos casos existe una evolución en las sensibilidades calculadas a distintas horas y para distintos días, aunque en distinto sentido. En el primer caso, la sensibilidad calculada disminuye a lo largo del día y tiene a recuperarse ligeramente. En el segundo caso, la sensibilidad aumenta a lo largo del día, estabiliza y parece tender a reducirse de nuevo. Obsérvese que el primer pirheliómetro está calibrado a finales de febrero y el rango de temperaturas registradas abarca desde 5°C a 25°C. El segundo pirheliómetro está calibrado en septiembre y las temperaturas de operación oscilaron entre los 15°C a casi 35°C. Dada la evolución natural de la temperatura ambiente a lo largo del día, estos comportamientos inducen a pensar en una posible dependencia de  $S$  con  $T$ . El segundo gráfico en la Fig 8 (columna central de la figura) muestra para ambos instrumentos cómo, efectivamente, existe una correlación de tipo lineal entre  $S$  y la temperatura del sensor (medida en la parte exterior del cuerpo) y que puede calcularse un coeficiente  $\alpha_R$  aproximado de la pendiente de la recta mediante un ajuste por mínimos cuadrados.

En la columna de la derecha de la Fig 8 se ha vuelto a calcular la sensibilidad  $S(T_0)$  de cada pirheliómetro corregida a la temperatura de referencia ( $T_0 = 20^\circ\text{C}$ ) a partir de la ecuación (2) usando el valor aproximado de  $\alpha_R$  calculado en el paso anterior. Como se puede apreciar, se obtienen valores de  $S$  corregidos a una misma temperatura que son mucho más homogéneos y estables, independientes de la hora del día y con dispersiones experimentales muchísimo más pequeñas. La Tabla 2 recoge los resultados numéricos de estas correcciones y sensibilidad calculada a la temperatura de referencia  $T_0$  y sus diferencias con respecto a los valores obtenidos inicialmente.

La principal incógnita, al aplicar este tipo de procedimientos de corrección, es cuál debe ser el valor de sensibilidad a reflejar en el certificado de calibración, y en qué condiciones de referencia. En el caso de PVLab, se procede a usar el valor promedio de  $S$  obtenido, tal como indica la Norma ISO 9060, sin usar correcciones en  $T$ , y se informa al cliente sobre la situación detectada y la dependencia calculada con la temperatura. Pero sería muy interesante que las Normas de calibración incluyeran algún tipo de procedimiento de corrección a aplicar, o al menos, una temperatura de referencia a la que declarar el valor de  $S$ , aunque no fuera con carácter obligatorio. Esto sería también útil a efectos de comparar sensibilidades obtenidas en situaciones climáticas diferentes, a lo largo del tiempo o por distintos laboratorios. También sería conveniente recomendar a los fabricantes que incluyeran un sensor de temperatura en todos sus radiómetros.

Tabla 2. Comparación entre los resultados obtenidos para los dos pirheliómetros tomados como caso de estudio.

	Pyrh-1	Pyrh-2
Nº de datos válidos	4643	3886
$T$ media durante la (re)calibración	18.44°C	27.85°C
$S$ sin corrección por $T$ ( $\mu\text{V}\cdot\text{W}^{-1}\cdot\text{m}^2$ )	10.504 ( $\sigma = 0.0364$ )	9.0137 ( $\sigma = 0.0471$ )
$S$ con corrección por $T$ , $S(T_0)$ ( $\mu\text{V}\cdot\text{W}^{-1}\cdot\text{m}^2$ )	10.495 ( $\sigma = 0.0077$ )	8.9326 ( $\sigma = 0.0042$ )
$\alpha_R$ ( $^\circ\text{C}^{-1}$ ) aproximado	$-5.626\times 10^{-4}$	$+1.087\times 10^{-3}$
c5. Respuesta aproximada en temperatura (entre $-10^\circ$ a $+40^\circ\text{C}$ ) según ISO 9060:2018	2.81%	5.44%

Como se ve en ambos ejemplos, el parámetro de respuesta en temperatura excedería el intervalo de  $\pm 1\%$  permitido para clasificar los instrumentos como de Clase B. Sin embargo, no puede hacerse esta afirmación porque no se ha medido el instrumento en el rango completo (desde  $-10^\circ$  hasta  $+40^\circ\text{C}$ ), la estimación se basa en un coeficiente calculado en un intervalo de temperaturas más estrecho y, finalmente, porque la temperatura medida en el cuerpo del pirheliómetro puede no ser representativa de la temperatura real del sensor. A pesar de todas estas prevenciones, los valores encontrados son indicativos de que la sensibilidad de los sensores tiene una dependencia excesiva con la temperatura y que probablemente convendría realizar un ensayo específico para confirmarlo.



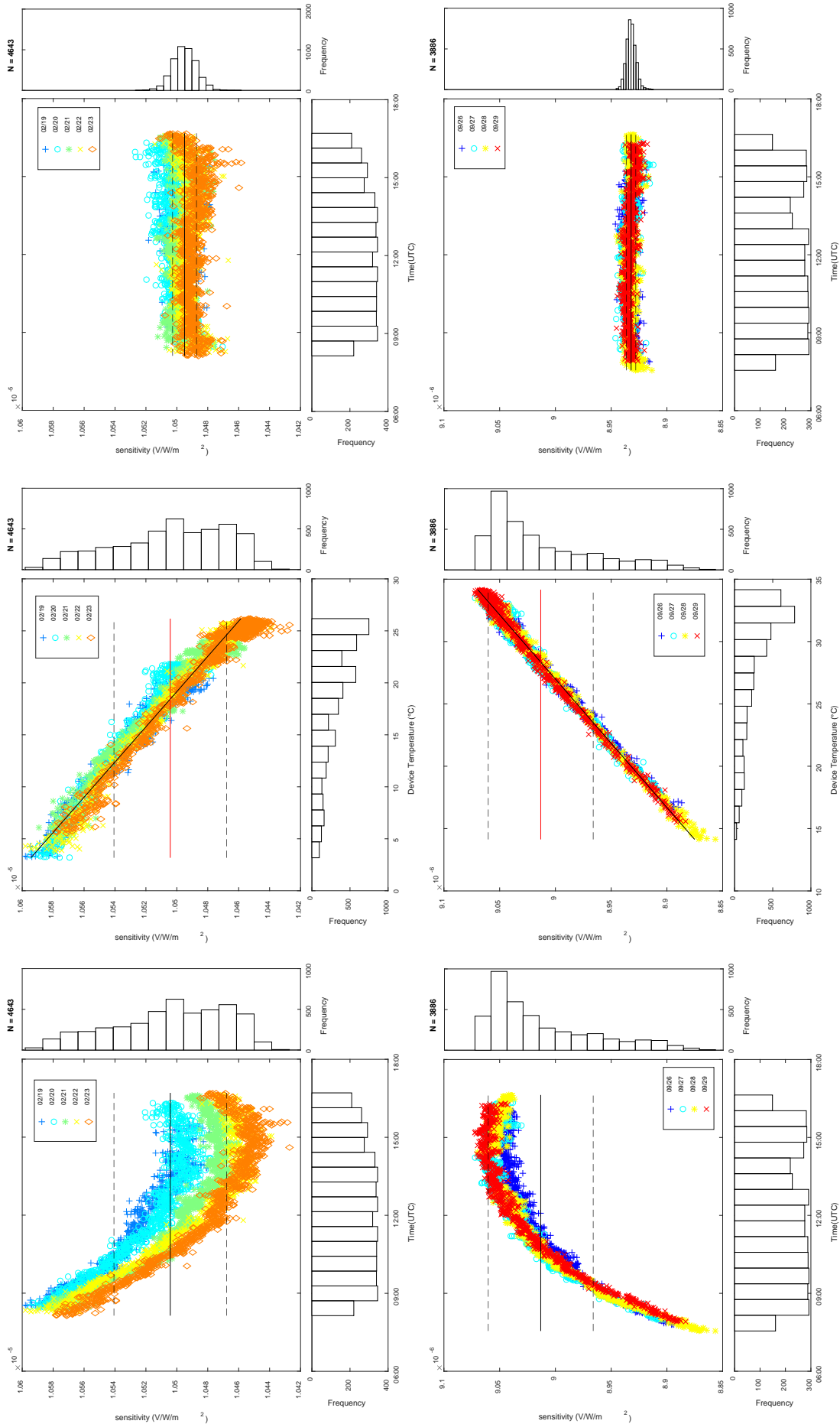


Fig 3. Ejemplos de aplicación del método de corrección propuesto, en dos pinhelómetros con coeficiente negativo (arriba) y con coeficiente positivo (abajo). (Izquierda) Sensibilidad calculada respecto hora (UTC) del día. (Centro) Sensibilidad obtenida frente a temperatura (del cuerpo del radiómetro) y regresión para estimar el coeficiente relativo  $\alpha_R$  tomando  $T_0 = 20^\circ\text{C}$ . (Derecha) Sensibilidad corregida por temperatura a partir de los mismos datos experimentales. En los gráficos, la línea continua representa el valor medio de  $S$  y las líneas punteadas el intervalo  $1\sigma$ . Se ha mantenido la misma escala en el eje y para cada sensor a efectos de comparación.

Una consecuencia inmediata es que la medida de la DNI que realizan estos sensores en sus plantas y/o en sus sistemas de monitorización puede estar afectada por una diferente sensibilidad obtenida en (re)calibraciones realizadas en distintos períodos del año, y por la propia dependencia de la sensibilidad con  $T$ . Por ejemplo, supongamos que el pirheliómetro Pyrh-2 de la Tabla 17, con  $\alpha_R > 0$ , cuya sensibilidad se ha (re)calibrado en verano, está trabajando en invierno a una temperatura de  $\sim 10^\circ\text{C}$ . La sensibilidad correcta en estas condiciones sería aproximadamente un 2% inferior al valor reflejado en su certificado de calibración. Por tanto, en esas condiciones este sensor estaría subestimando la irradiancia DNI en la misma proporción, esto es, un 2% más baja del valor real. Dependiendo de las necesidades del sistema de monitorización o de la aplicación en la que se utiliza el sensor, esta desviación puede tener mayor o menor impacto. La magnitud del error dependería en cada caso del valor del coeficiente  $\alpha_R$ , del rango de temperaturas durante el período de calibración y de la diferencia  $\Delta T$  en cada momento respecto al valor de referencia. Para minimizar este error, y en el caso de no poder realizar correcciones por efecto de la temperatura de operación del pirheliómetro, lo mejor sería (re)calibrarlo en una época en la que su temperatura sea representativa o lo más cercana posible a la temperatura media de su emplazamiento final a lo largo del año durante las horas de insolación.

## CONCLUSIONES

En este trabajo se ha comprobado cómo los resultados de la calibración de algunos pirheliómetros, cuya sensibilidad depende de forma evidente con la temperatura, puede mejorar notablemente mediante un método de corrección sencillo que ya se contempla para el caso de piranómetros en la norma ISO9847. De cara a su uso en sistemas de monitorización o en plantas de conversión solar, y para los propios laboratorios de ensayo, el uso de un sensor de temperatura, incluso de forma externa adherido al cuerpo del pirheliómetro, permite realizar estas correcciones en caso necesario. En cualquier caso, sería recomendable que los propios fabricantes dotaran a todos los pirheliómetros de sensores internos de temperatura en todos sus sensores de irradiancia.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo está parcialmente financiado por el proyecto DEPRISACR, “Desarrollo de patrones Primarios de Irradiancia Solar basados en Radiómetros Absolutos de Cavidad (ACR)”, Programa Estatal de Fomento de la Investigación Científica y Técnica de Excelencia, Subprograma Estatal de Generación de Conocimiento, convocatoria 2017 (Referencia CGL2017-87299-P).

## REFERENCIAS

- Balenzategui J.L., Fabero F., Silva J.P. (2019). Solar Radiation Measurement and Solar Radiometers. Chapter 2 in *Solar Resources Mapping*, Polo J. et al. (eds.), pp 15-69. Springer Nature Switzerland AG 2019.
- Balenzategui J.L., De Lucas J. *et al* (2020). Caracterización de Radiómetros Absolutos de Cavidad como Patrones Primarios de Irradiancia Solar. *Actas del XVII Congreso Ibérico y XIII Congreso Iberoamericano de Energía Solar*, 3-5 Noviembre, Lisboa, Portugal. *In Press*.
- Fehlmann A. et al. (2012). Fourth World Radiometric Reference to SI radiometric scale comparison and implications for on-orbit measurements of the total solar irradiance. *Metrologia* 49, S34–S38.
- ISO 9059:1990. Solar energy – Calibration of field pyrheliometers by comparison to a reference pyrheliometer. 1<sup>st</sup> edition (1990). International Organization for Standardization.
- ISO 9060:2018. Solar energy – Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation. 2<sup>nd</sup> edition (2018). International Organization for Standardization.
- ISO 9847:1992. Solar energy – Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer. 1<sup>st</sup> edition (1992). International Organization for Standardization.
- ISO TR 9901:1990. Solar energy – Field Pyranometers – Recommended practice for use. 1<sup>st</sup> edition (1990). International Organization for Standardization.
- Martin J.P. y Fox N.P. (1993). Cryogenic Solar Absolute Radiometer (CSAR). *Metrologia* 30, 305-308.
- Walter B. Fehlmann A., Finsterle W., Suter M., Soder R., Schmutz W. (2014) Spectrally integrated window transmittance measurements for a cryogenic solar absolute radiometer. *Metrologia* 51, S344–S349.

**ESTUDIOS DE LA CLIMATOLOGÍA EN QUINTANA ROO (MÉXICO) Y SU POSIBLE  
CORRELACIÓN CON EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PARTE II).****Jiménez H.O.\*, Rayo E.V.\*, González J.C.\*\*, Lentz A.H.\*, Mendoza R.P.\***

\*Universidad Autónoma de la Ciudad de México, plantel del Valle, San Lorenzo 290, Alc. Benito Juárez, 03100, Ciudad de México, [alvaro.lentz@uacm.edu.mx](mailto:alvaro.lentz@uacm.edu.mx)

\*\*Department of Mechanical Engineering, The City College of New York, 10031 New York, NY, [gonzalez@me.cuny.cuny.edu](mailto:gonzalez@me.cuny.cuny.edu)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6113>

**RESUMEN**

El desarrollo de este artículo es sobre el estudio climatológico de diez zonas en las cosas del estado de Quintana Roo, en el Caribe Mexicano, El objetivo de este trabajo es analizar el comportamiento de los cambios ambientales observados recientemente en el Caribe, así como los rápidos aumentos en las temperaturas de la superficie del mar y que se atribuyen al calentamiento global, además el análisis de los consumos de energía eléctrica en las zonas estudiadas. Los datos de temperatura han sido recolectados de diez estaciones meteorológicas en un periodo de 1990 al 2018, así mismo, se han obtenido los datos de consumo de energía eléctrica, en un periodo de 2002 al 2017, con ello se pretende buscar si existe asociación entre las dos variables, además, con el conjunto de datos se va a comprobar con la prueba de ajuste de bondad Chi cuadrada si son estadísticamente significativos o no significativos, es decir, la cual nos demuestra que las variables disponibles representan razonablemente los datos que uno esperaría encontrar. Finalmente, en este trabajo se realizarán los mapas correspondientes para el análisis estadístico de las variables de temperatura durante un periodo de 1990 hasta 2018.

**PALABRAS CLAVE:** Consumo de energía eléctrica, Temperaturas, Quintana Roo.

**ABSTRACT**

The development of this article is about the climatological study of ten zones in the things of the state of Quintana Roo, in the Mexican Caribbean, The objective of this work is to analyze the behavior of the environmental changes recently observed in the Caribbean, as well as the rapid increases in sea surface temperatures attributed to global warming, in addition to the analysis of electrical energy consumption in the areas studied. The temperature data have been collected from ten meteorological stations in a period from 1990 to 2018, likewise, the data on electricity consumption have been obtained, in a period from 2002 to 2017, with this it is intended to find if there is an association between The two variables, in addition, with the data set, it will be verified with the Chi-square goodness adjustment test if they are statistically significant or not significant, that is, which shows us that the available variables reasonably represent the data that one would expect find. Finally, in this work the corresponding maps will be made for the statistical analysis of the temperature variables during a period from 1990 to 2018.

**KEYWORDS:** Electric power consumption, Temperatures, Quintana Roo.

## INTRODUCCIÓN

El cambio climático es el resultado de la interacción entre varios factores, una pequeña modificación altera todo el sistema, para que el ser humano se adapte a un clima diferente se necesita saber cómo está cambiando el clima a nivel global, en el planeta se ha elevado la temperatura en 1 grado Celsius, mientras que en México ha aumentado en 1.5 grados Celsius, el fenómeno del aumento de temperatura se observa en todos los estados de la república mexicana. Informes recientes señalaron un aumento acelerado de las temperaturas de la superficie del mar en el Golfo de México, principalmente debido al calentamiento global que puede influir en el clima de las ciudades del estado de Quintana Roo. Este calentamiento regional podría tener enormes implicaciones en las variables meteorológicas locales, como los cambios en las tendencias de temperatura máxima y mínimas, que causan posibles atmósferas más cálidas y asocian incrementos de consumo de energía eléctrica o bien el aumento de los eventos de golpe de calor. El actual trabajo pretende realizar un estudio de la temperatura en el estado de Quintana Roo y su posible aumento, además, de estudiar la relación del consumo de energía eléctrica en los que pudieran presentarse golpes de calor en la región. En este artículo se puede observar que en las zonas de Señor, Chetumal y Tulum hay un aumento en las temperaturas mínimas con un grado de tendencia decreciente del 0.0598, 0.0387 y 0.1854, también en estas regiones existe una relación con el consumo de energía eléctrica 0.4918, 0.4363 y 0.4125, respectivamente. Sin embargo, en el estudio de las temperaturas máximas de las diez estaciones meteorológicas existe una disminución en las temperaturas con grado de tendencia negativa, pero, en las zonas de Victoria y Coba tienen un aumento con un grado de tendencia de positiva con valor de 0.1411 y 0.1226, por otro lado, solamente en la zona de Victoria tiene una asociación con el consumo de energía eléctrica de 0.5086. En definitiva, se concluye que en los cambios de temperaturas de algunas zonas estudiadas causa los consumos de energía eléctrica.

### Geografía y Población de Quintana Roo.

El estado de Quintana Roo se localiza en el sureste de la república mexicana con una longitud de 99°21'53.64" Oeste y una latitud 19°02'53.52" Norte, en el mapa se observa las curvas de nivel del estado, la altitud máxima del territorio es de 230 metros a nivel del mar (Cerro el Charro), la zona estudiada está en una altitud de 25 a 37 metros a nivel del mar, (véase en la Fig. 1), el estado cuenta con un área de transición entre ecosistemas terrestres y marinos de 1,176 kilómetros, con 264,000 hectáreas de bahías, una superficie de 44,705 kilómetros cuadrados, el clima en la mayor parte del territorio se presenta con cálido subhúmedo, (2017-2018). *Información económica y estatal Quintana Roo*. México: Secretaría de economía.

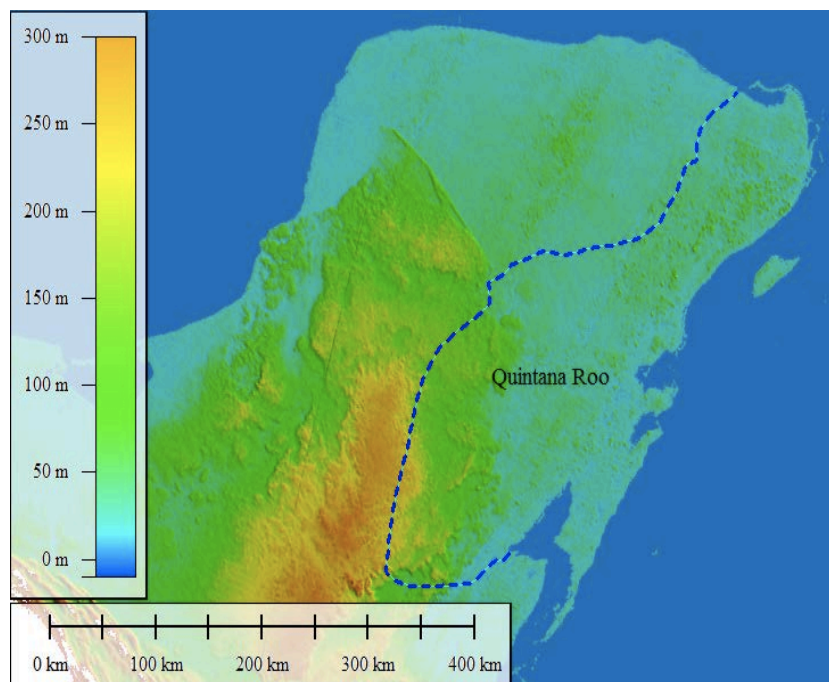


Fig. 1. Representación gráfica del modelo de elevación del Estado de Quintana Roo, México

En la Figura 2 se muestra la distribución total de la población en el estado de Quintana Roo, se puede observar cómo ha aumentado la población desde el periodo del año 1910 hasta 2015, en el 2015 la población aumento hasta 1,505,785 millones de habitantes, se observa que desde el año 1960 fue creciendo la población de manera exponencial, entonces con este crecimiento también se puede deducir que hay un mayor consumo de energía eléctrica.

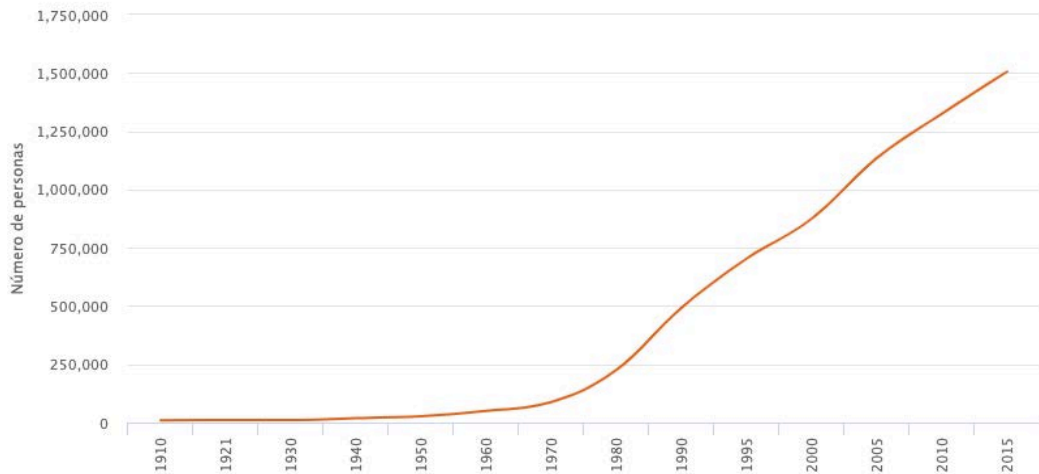


Fig. 2. Dispersión de población en un periodo de 1910 hasta 2015, (INEGI)

Demanda de Consumo de Energía Eléctrica en el Estado de Quintana Roo.

Se considera que la demanda de energía eléctrica en el estado de Quintana Roo está en aumento, en el periodo del 2002 hasta el 2017 tiene un grado de tendencia positiva donde cada año existe 16.21 GWh/añual, en la dispersión de los datos se observa que la línea de ajuste es creciente, (véase la Fig. 3), además en noviembre del 2005 existe una disminución en el consumo de energía eléctrica de 154,692 [GWh], en comparación de ese mismo año en el mes de septiembre, hubo un aumento en el consumo de energía eléctrica de 246,325 [GWh], también si lo comparamos en el año 2002 y 2003 en el mes de febrero se tiene una disminución muy cercana a la del año 2005 con valores de 150,176 [GWh] y 152,499 [GWh]. Sin embargo, en el año 2007 y 2008 del mes de julio se obtuvo un pico en el consumo de energía eléctrica con 311,693 [GWh] y 334,766 [GWh], en estos años no hubo una variación decreciente en los consumos, posiblemente la causa pueda ser la pandemia de la Influenza.

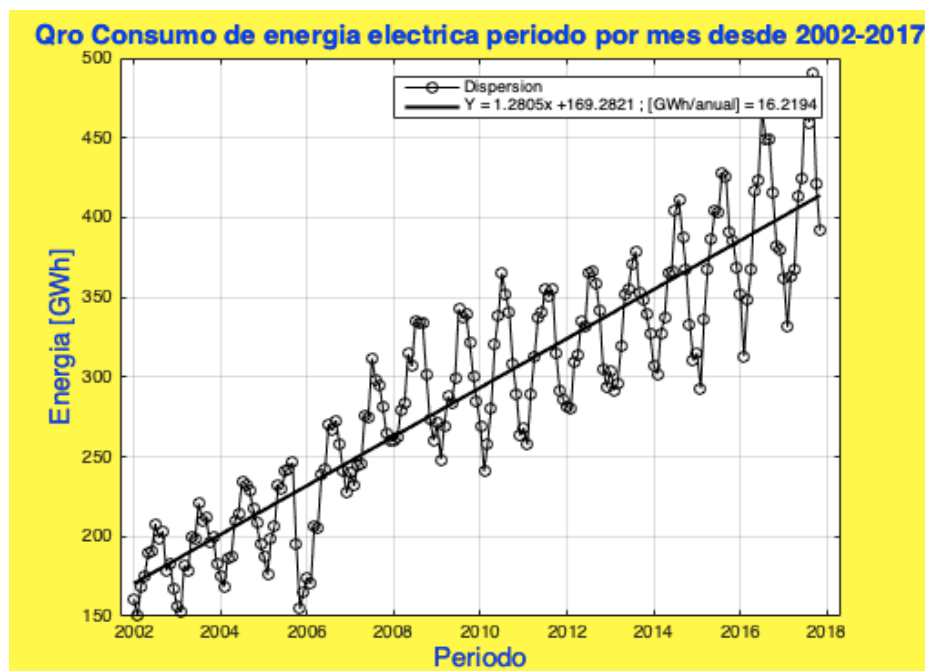


Fig. 3. Representación gráfica de los datos de consumo de energía eléctrica del estado de Quintana Roo, México, en un periodo 2002 hasta el 2017

METODOLOGÍA

Los datos se obtuvieron de las diez estaciones meteorológicas ubicadas en el estado de Quintana Roo de la península de Yucatán, con ello se realizó el estudio estadístico en las variables de temperaturas máximas y mínimas. Las variables de temperatura fueron extraídas en la plataforma de CLICOM, CONAGUA y METEORED los cuales son sistemas de base de datos climatológicos, no obstante los datos de consumo de energía eléctrica fueron recolectados en el sistema de información energética de SENER. Asimismo, se han trabajado los datos mensuales de consumo de energía eléctrica y de temperatura máxima y mínima para el análisis estadístico de correlación en un periodo del 2002 hasta 2017, también se ha buscado la tendencia anual y la regresión lineal en un periodo de 1990 hasta 2019, en consecuencia, los resultados obtenidos tienen un procesamiento de datos utilizando el software matemático de MATLAB y los mapas son realizados en ArcGIS, en la Fig. 4 se muestra un diagrama del procedimiento y manejo de los datos.



Fig. 4. Diagrama del procesamiento de los datos

Para el cálculo estadístico de correlación lineal se utilizó la Ecuación 1 y para el cálculo de la regresión lineal se manejó la ecuación 2, las ecuaciones matemáticas a continuación se muestran:

$$r = \frac{\sum xy}{\sqrt{(\sum x^2)(\sum y^2)}} \tag{Ec. (1)}$$

$$y = \alpha + \beta x \tag{Ec. (2)}$$

Se utilizaron los coeficientes de correlación de Karl Pearson para la interpretación y el análisis estadístico de correlación, (Véase la Tabla 1), es decir que con ello nos permite estimar el grado de relación existentes entre las variables o bien la situación relativa de los sucesos respecto a las variables de estudio.

Tabla 1. Coeficientes de correlación

± 0.00	± 0.09	Correlación nula
± 0.10	± 0.19	Correlación muy débil
± 0.20	± 0.49	Correlación débil
± 0.50	± 0.69	Correlación moderada
± 0.70	± 0.84	Correlación significativa
± 0.85	± 0.95	Correlación fuerte
± 0.96	± 1.00	Correlación perfecta

También se utilizó la prueba de bondad de ajuste ji-cuadrada el cual determina si una muestra de datos procede de una distribución de probabilidad especificada, con parámetros estimados a partir de los datos. La prueba agrupa los datos en ubicaciones, calculando los recuentos observados ( $O_i$ ) y esperados ( $E_i$ ) en la distribución hipotética para esas ubicaciones, y calculando la estadística de prueba ji-cuadrada (véase la ecuación 3). Sin embargo, la estadística de prueba tiene una distribución aproximada cuando los recuentos son los suficientemente grandes.

$$\chi^2 = \sum_{i=0}^n (O_i - E_i)^2 / E_i \tag{Ec. (3)}$$

La ecuación mencionada es utilizada con una instrucción en el software MATLAB en donde devuelve una decisión de prueba para la hipótesis nula de que los datos en vector proceden de una distribución normal con una media y varianza estimada, además, la hipótesis alternativa donde los datos no provienen de dicha distribución. No obstante, los resultados que se obtienen es  $h = 0$  y  $h = 1$ , donde si es 1 indica el rechazo de la hipótesis nula en el nivel de

significancia predeterminada del 5% y donde si es 0 indica el rechazo de la hipótesis nula en un nivel de significancia predeterminado del 5%, asimismo, se obtiene el valor de prueba (p) con valor escalar en intervalo de 0 a 1, es decir, que es la probabilidad de observar una estadística de prueba más extrema de acuerdo al valor observado bajo la hipótesis nula y pequeños valores, donde se pone en duda la validez de la hipótesis nula, por otra parte, si no hay suficientes grados de libertad para realizar las pruebas de hipótesis, el software devuelve un valor no es número (NaN) y esto quiere decir que sale del rango de un umbral del 5%.

## RESULTADOS

### Prueba de Bondad de Ajuste Chi Cuadrada para las Variables Estudiadas.

Para la mayoría de las variables de temperatura máxima de las regiones estudiadas existe un rechazo de la hipótesis nula, las diferencias observadas son estadísticamente significativa a nivel de  $\alpha=0.05$  y a nivel  $\alpha=0.01$ , además existen evidencias a favor de la hipótesis alternativa y el efecto es mayor que a la variabilidad aleatoria esperada (error). Sin embargo, en las variables de temperatura de las zonas de Cancún, Puerto Morelos, Victoria y Coba no existe el rechazo de la hipótesis nula y en las diferencias observadas no son estadísticamente significativas a nivel de  $\alpha=0.05$  y a nivel  $\alpha=0.01$ , por lo tanto, no existen evidencias a favor de la hipótesis alternativa y el efecto es similar a la variabilidad aleatoria esperada, a estos resultados se le justifica al no tener más datos históricos.

De igual forma en las variables de temperaturas mínimas de las regiones estudiadas existe un rechazo en la hipótesis nula, las diferencias observadas son estadísticamente significativa a nivel de  $\alpha=0.05$  y a nivel  $\alpha=0.01$ , además existen evidencias a favor de la hipótesis alternativa y el efecto es mayor que a la variabilidad aleatoria esperada. Asimismo, en la las variables recolectadas de la estación meteorológica de Tulum no hay rechazo en la hipótesis nula y en las diferencias observadas no son estadísticamente significativas a nivel de  $\alpha=0.05$  y a nivel  $\alpha=0.01$ , de tal manera no existen evidencias a favor de la hipótesis alternativa y el efecto es similar al error, estos resultados se justifican al no tener más datos históricos, véase en la Tabla 2.

Tabla 2. Pruebas de bondad de ajuste para las variables de temperatura máximas y mínimas

<b>Variables</b>	<b>h</b>	<b>Valor-p</b>	<b>Variables</b>	<b>h</b>	<b>Valor-p</b>
<b>Tmin Cancún</b>	1	3.375e <sup>-12</sup>	<b>Tmax Cancún</b>	0	0.33509
<b>Tmin Playa del Carmen</b>	1	6.374e <sup>-12</sup>	<b>Tmax Playa del Carmen</b>	1	7.546e <sup>-15</sup>
<b>Tmin Puerto Morelos</b>	1	2.755e <sup>-12</sup>	<b>Tmax Puerto Morelos</b>	0	0.25878
<b>Tmin Chetumal</b>	1	1.140e <sup>-13</sup>	<b>Tmax Chetumal</b>	1	0.001385
<b>Tmin Cozumel</b>	1	3.794e <sup>-10</sup>	<b>Tmax Cozumel</b>	1	2.659e <sup>-11</sup>
<b>Tmin Felipe Carrillo</b>	1	1.070e <sup>-19</sup>	<b>Tmax Felipe Carrillo</b>	1	0.000387
<b>Tmin Tulum</b>	0	>0.05	<b>Tmax Tulum</b>	1	3.317e <sup>-9</sup>
<b>Tmin Señor</b>	1	6.275e <sup>-15</sup>	<b>Tmax Señor</b>	1	0.00315
<b>Tmin Victoria</b>	1	4.554e <sup>-10</sup>	<b>Tmax Victoria</b>	0	0.11046
<b>Tmin Coba</b>	1	0.00503	<b>Tmax Coba</b>	0	>0.05

### Correlación entre las Variables de Temperatura y el Consumo de Energía Eléctrica.

De acuerdo a los datos de consumo de energía eléctrica obtenidos en el estado de Quintana Roo y las variables de temperatura máxima, se observa que en la región de Victoria se tiene un grado de correlación moderada positiva con el 50%, esto quiere decir que si hay relación con el consumo de energía eléctrica, por el contrario, en las demás regiones estudiadas existen grado de correlación negativa, de modo que en Cancún y Señor existe una correlación débil del 25.4% y 39.8% con el consumo de energía eléctrica, asimismo, Puerto Morelos, Playa del Carmen, Felipe carrillo y Chetumal tienen una correlación muy débil, es decir, existe el 14.9%, 15.3%, 15.2% y el 17.7% de relación con el consumo de energía eléctrica, excepto Cozumel, Coba y Tulum que tienen una correlación nula del 1%, 8.5% y menos del 1%, por tanto no existe una relación con el consumo de energía eléctrica, en la Tabla 3 se muestra los resultados obtenidos.

No obstante, se observa que en las variables de temperatura mínimas, las regiones de Coba, Puerto Morelos, Cancún, Victoria, Tulum, Chetumal, Felipe Carrillo y Señor existe un grado de correlación positiva, de manera que hay un grado de correlación débil con el 34.1%, 37.32%, 37.37%, 38.3%, 41.2%, 43.6%, 47.6% y 49.1%, respectivamente, de modo que se tiene una relación con el consumo de energía eléctrica. Por el contrario, Playa del Carmen y Cozumel tienen una correlación nula, esto quiere decir que existe el 1.3% y 3.1% de relación con el consumo de energía eléctrica, en la Tabla 3 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 3. Correlación entre el consumo de energía eléctrica y las temperaturas máximas y mínimas

Variables	Consumo de energía eléctrica	Variables	Consumo de energía eléctrica
Tmax Cancún	-0.2542	Tmin Cancún	0.3737
Tmax Playa del Carmen	-0.1534	Tmin Playa del Carmen	-0.0134
Tmax Puerto Morelos	-0.1495	Tmin Puerto Morelos	0.3732
Tmax Chetumal	-0.1774	Tmin Chetumal	0.4363
Tmax Cozumel	-0.0100	Tmin Cozumel	-0.0310
Tmax Felipe Carrillo	-0.1520	Tmin Felipe Carrillo	0.4761
Tmax Tulum	-0.0094	Tmin Tulum	0.4125
Tmax Señor	-0.3987	Tmin Señor	0.4918
Tmax Victoria	0.5086	Tmin Victoria	0.3832
Tmax Coba	-0.0858	Tmin Coba	0.3416

#### Tendencias de la Temperatura Maxima y Mínima de la Diez Regiones Estudiadas.

De los datos obtenidos de las diez estaciones meteorológicas, se obtiene un listado de las tendencias en temperaturas máximas y mínimas de un periodo de 28 años, en el caso de las temperaturas máximas se observa un grado de tendencia negativa, esto quiere decir que la ecuación de regresión lineal es decreciente por lo cual se concluye que van disminuyendo las temperaturas en estas zonas estudiadas, por el contrario las regiones Victoria y Coba son de grado de tendencia positiva, es decir que la línea de ajuste es creciente y se concluye que hay incremento en las temperaturas, de esta manera, en las temperaturas mínimas de las zonas Chetumal, Tulum y Señor tienen también un grado de tendencia positiva por lo cual es creciente la línea de ajuste y en efecto las temperaturas en estas regiones van aumentando, por el contrario en los demás territorios existe una disminución en las temperaturas y su línea de ajuste es descendente, (véase en Tabla 4).

Tabla 4. Tendencias de las temperaturas máximas y mínimas

Estación	Latitud (Norte)	Longitud (Oeste)	Altitud (m)	Tendencia Tmax (°C/Años)	Tendencia Tmin (°C/Años)
Cancún	21.2	-86.8	9.0	-0.0619	-0.0113
Playa de Carmen	20.6	-87.1	9.0	-0.0839	-0.1173
Puerto Morelos	20.9	-86.9	6.0	-0.0692	-0.0026
Chetumal	18.5	-88.3	11.0	-0.0095	0.0387
Cozumel	20.5	-86.9	6.0	-0.0086	-0.0889
Felipe Carrillo	19.6	-88.1	10.0	-0.0811	-0.0036
Tulum	20.2	-87.5	10.0	-0.1005	0.1854
Señor	19.8	-88.1	21.0	-0.0870	0.0598
Victoria	20.8	-87.3	15.0	0.1411	-0.1056
Coba	20.5	-87.7	5.0	0.1226	-0.0421

En la Figura 5 se muestran los mapas de los territorios estudiados que se encuentran cercanos a las costas del estado de Quintana Roo, se inicia observando el inciso a, donde las regiones de Cancún, Puerto Morelos y Felipe Carrillo, existe una disminución en la temperatura del -0.0113, -0.0026 y -0.0036 con un grado de tendencia decreciente, en cambio en las zonas de Playa del Carmen, Victoria, Cozumel y Coba existe una mayor disminución en la temperatura con un grado de tendencia decreciente del -0.1173, -0.1056, -0.0889 y -0.0421. Por otra parte, en las regiones de Tulum, Señor y Chetumal hay un aumento en las temperaturas con grado de tendencia creciente del 0.1854, 0.0598 y 0.0387. También, en estas zonas con aumento en la temperatura, se obtuvo una correlación débil, por lo que hay una asociación con la variable de consumo de energía eléctrica del 41.2%, 49.1% y 43.6%, por tanto, en estas zonas el consumo de energía eléctrica es causado por el incremento de temperatura.

Sin embargo, en el inciso b, se muestra que la mayoría de las zonas estudiadas tienen una gran disminución en la temperatura con grado de tendencia descendente, excepto las dos regiones de Chetumal y Cozumel que tienen una menor disminución en las temperaturas con grado de tendencia decreciente del -0.0095 y -0.0086, por el contrario en las zonas de Victoria y Coba existe un aumento en las temperaturas con grado de tendencia ascendente del 0.1411 y



0.1226. No obstante, en la zona de Victoria de acuerdo al estudio existe una correlación moderada positiva del 50.8%, es decir, que existe una correspondencia entre la variable de temperatura y la variable del consumo de energía eléctrica, por lo que se concluye que el incremento en la temperatura es afectada por el consumo de energía eléctrica. En la segunda región mencionada aunque haya tenido un grado de tendencia creciente, se deduce que no hay afectación en el consumo de energía eléctrica, debido a que se tiene una correlación nula del 8.5%, entonces posiblemente sería otra variable la que pudiera causar el incremento del consumo de energía eléctrica.

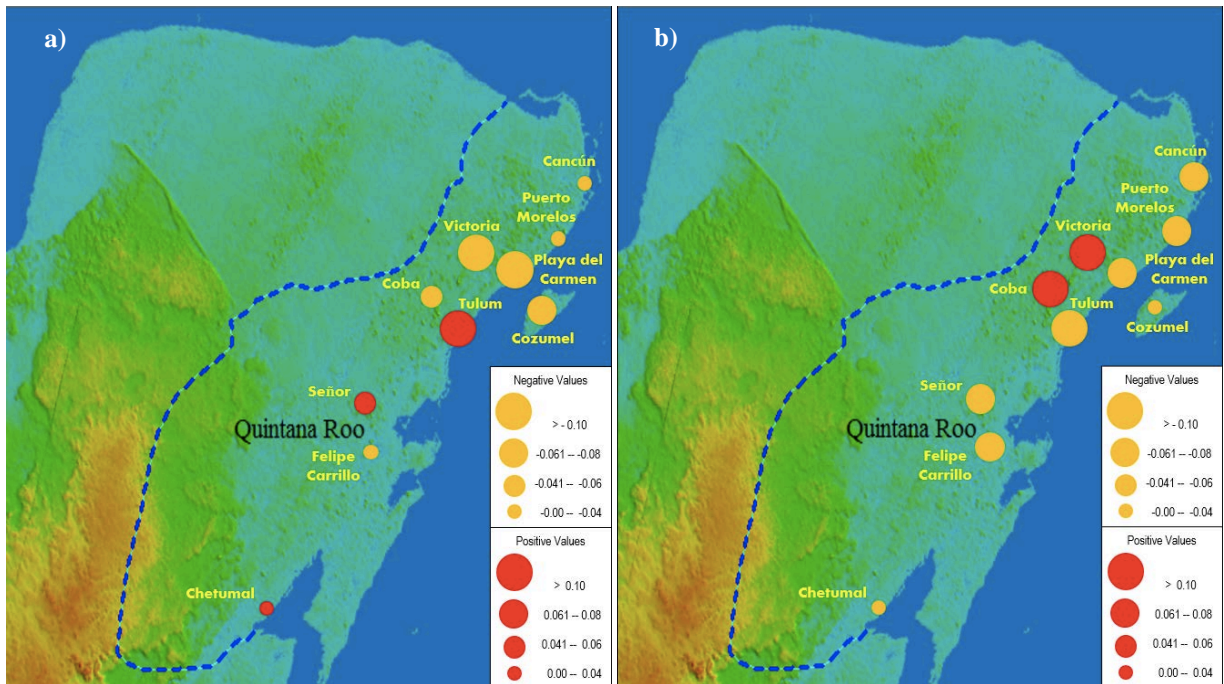


Fig. 5. a) Tendencias de temperatura mínima en un periodo 1990 hasta el 2018. b) Tendencias de temperatura máximas en un periodo de 1990 hasta el 2018.

## CONCLUSIONES

Los mapas muestran que los territorios estudiados se ubican cercanos a las costas del Caribe, de los cuales se ha observado que en las temperaturas existe una mayor tendencia decreciente. En el mapa de tendencia de temperaturas mínimas existen siete zonas en donde hay una disminución en las temperaturas y tres regiones donde tienen un aumento en la temperatura, también en estas zonas: Tulum, Chetumal y Señor existe una correlación débil entre el consumo de energía eléctrica del 0.4125, 0.4363 y 0.4918, respectivamente.

En el mapa de tendencia de temperaturas máximas le consta a ocho regiones con un descenso en las temperaturas y dos regiones con aumento en las temperaturas. También se concluye que en la región de Victoria existe una correlación moderada entre el consumo de energía eléctrica y la variable de temperatura de 0.5086. Sin embargo, en la zona de Coba existe una correlación nula de 0.0858, esto quiere decir que no hay asociación entre la variable de temperatura y el consumo de energía eléctrica, posiblemente sea otra variable que está afectando al consumo de energía eléctrica.

Ahora bien, si hay comparación entre los dos mapas presentados, en la zona de Cozumel existe un grado de tendencia decreciente máxima de -0.0889, además en esta región no existe una relación entre el consumo de energía eléctrica y la variable de temperatura, es decir, la correlación es nula y tienen valores de 0.0310 y 0.0100, es posible que haya otro factor que cause el consumo de energía eléctrica.

No obstante, observando el mapa de las temperaturas mínimas, la isla mexicana del Caribe tiene una disminución en la temperatura al igual que algunas regiones estudiadas que se encuentran cerca de las costas del Caribe. Por el contrario, en el mapa de las temperaturas máximas, la región de Cozumel tiene una disminución menor en las temperaturas que en las zonas estudiadas de la península de Yucatán.

## AGRADECIMIENTO

En estas líneas quiero expresar mi más sincero agradecimiento por el apoyo brindado a través del proyecto de investigación No. 263488 “Diseño e Instalación de un laboratorio de pruebas y certificación para colectores solares destinados al calentamiento de agua” del fondo sectorial CONACYT-SENER.

## REFERENCIAS

Glenn, E., D. Comarazamy, J. E. González, and T. Smith, 2015, Detection of recent regional sea surface temperature warming in the Caribbean and surrounding region, *Geophys. Res. Lett.*, 42, doi: 10.1002/2015GL065002.

Andrades Rodríguez, M., & Múñez León, C. (2012). *Fundamentos de Climatología*. Universidad de La Rioja: iberus, servicio de publicaciones.

Ángel, H. J. (2010). *Probabilidad y Estadística con MATLAB® para investigadores*. Colombia: Universidad de Cundinamarca Seccional Ubaté.

E. Freund, J., Miller, I., & Miller, M. (2000). *Estadística matemática con aplicaciones. Sexta edición*. México: Pearson educación.

E. Walpole, R., H. Myers, R., L. Myers, S., & Ye, K. (2007). *Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. Octava edición*. México: Pearson educación.

Johnson, R., & Kubly, P. (2008). *Estadística elemental: Lo esencial. Décima edición*. México: CENGAGE Learning.

M. Levine, D., C. Krehbiel, T., & L. Berenson, M. (2012). *Estadística descriptiva. Primera edición*. México: pearson educación.

Rodríguez Jiménez, R. M., Benito Capa, Á., & Portela Lozano, A. (2004). *Meteorología y Climatología*. España: FECYT.

Triola, M. F. (2009). *Estadística. Décima edición*. México: Pearson educación.

INEGI. (2020). *México en cifras*. Obtenido de Instituto Nacional de Estadística y Geografía: <https://www.inegi.org.mx/app/areasgeograficas/?ag=23#tabMCCollapse-Indicadores>

SENER. (2010). *SIE*. Obtenido de Sistema de Información Energética: <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

SE. (2017-2018). *Información económica y estatal Quintana Roo*. México: Secretaría de economía.

CONAGUA. (2019). *Información Estadística Climatológica*. Obtenido de CONAGUA: <https://smn.conagua.gob.mx/es/climatologia/informacion-climatologica/informacion-estadistica-climatologica>

METEORED. (2020). *Históricos del clima en Cancún*. Obtenido de METEORED: <https://www.meteored.mx/cancun/historico>

CONACYT. (2013). *CICESE*. Obtenido de BASE DE DATOS CLIMATOLÓGICA NACIONAL (SISTEMA CLICOM): <http://clicom-mex.cicese.mx/>

## **2. As Energias Renováveis no Desenvolvimento Sustentável das Comunidades**

2.1 Comunidades e cidades inteligentes e sustentáveis (eficiência e flexibilidade energética, integração das energias renováveis, mobilidade elétrica, o papel do cidadão, internet das coisas, ferramentas, big data), PED (Positive Energy Districts)



## ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE AHORRO MEDIANTE LA APLICACIÓN DE MEDIDAS DE REHABILITACIÓN ENERGÉTICA

Sánchez E.M.N. \*, Soutullo C.S. \*, Ferrer T.J.A. \*, Diaz A.J.A. \*, Giancola E.\*

\* Departamento de Energía, Unidad de Eficiencia energética en la Edificación, CIEMAT, Avda. Complutense, 40, Madrid, 28040, (Madrid) España, [silvia.soutullo@ciemat.es](mailto:silvia.soutullo@ciemat.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.1114>

### RESUMEN

En este artículo se presentan dos nuevas herramientas web que permiten cuantificar el potencial de rehabilitación en edificios residenciales del Principado de Asturias. La mejora energética se ha calculado mediante una metodología de simulación que identifica los casos más representativos, analiza su comportamiento energético través del acoplamiento entre TRNSYS y GenOpt, y realiza un post-procesado para calcular los potenciales finales. Se han identificados dos categorías de viviendas: unifamiliares y bloques de cuatro, siete y diez plantas; dos configuraciones para las condiciones de contorno: aisladas y adosadas; cuatro normativas edificatorias y varios porcentajes de sombra en las ventanas. Los mayores potenciales de rehabilitación se obtienen para las viviendas unifamiliares más antiguas, disminuyendo a medida que aumentan los requisitos normativos. Los bloques de viviendas presentan similares patrones pero con porcentajes inferiores. Finalmente, las configuraciones aisladas alcanzan mayores potenciales frente a las adosadas.

**PALABRAS CLAVE:** Simulación energética, Medidas de rehabilitación, Herramientas web, Ahorro energético

### ABSTRACT

This article presents two new web tools that allow quantifying the refurbishment potential in residential buildings in the Principado de Asturias. The energy savings have been calculated using a simulation methodology that identifies the most representative cases, analyzes their energy performance through the coupling between TRNSYS and GenOpt, and performs post-processing analyses to calculate the final potentials. Two categories of buildings have been identified: single-family and blocks of four, seven and ten floors; two configurations for boundary conditions: isolated and semi-detached or linear; four building regulations and various percentages of shade in windows. The greatest refurbishment potentials are obtained for older single-family dwellings, decreasing as regulatory requirements increase. Similar patterns are reached by blocks but with lower percentages. Finally, isolated configurations achieve higher potentials compared to semi-detached or linear configurations.

**KEYWORDS:** Energy simulation, Refurbishment strategies, Web tools, Energy saving,

## INTRODUCCIÓN

Según la Agencia Internacional de Energía (AIE) los sectores de la edificación y de la construcción juntos consumen alrededor del 36% de la energía final global y son responsables de casi el 40% de las emisiones de CO<sub>2</sub> (IEA, 2020)[1]. En España, en el sector de la edificación el consumo de energía final es el 18,5% del total, según el Plan Nacional de Acción de eficiencia energética 2017-2020 (Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital, 2017). De todo ese consumo, aproximadamente un 60% se destina principalmente a usos en calefacción. En consecuencia, muchas de las políticas actuales del sector de la edificación se centran en reducir la demanda global de energía de los edificios mediante la promoción de la rehabilitación de los edificios existentes y el aumento de su eficiencia energética.

La ruta para lograr alcanzar las metas del Horizonte 2020 (European Commission, s. f.) y conseguir un ahorro de un 20% de consumo de energía primaria, se engloba en los objetivos marcados por la Directiva 2012/27UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre del 2012, relativa a la eficiencia energética (Parlamento Europeo y del Consejo, 2012).

En España actualmente existen alrededor de 10 millones de edificios destinados a vivienda (Instituto Nacional de Estadística -INE-, 2012), de los cuales unos ochocientos mil tienen más de cincuenta años y están construidos antes de la entrada en vigor de la Norma Básica de Edificación, NBE-CT-79 (Gobierno de España, 1979). Estos edificios hoy en día presentan carencias en cuanto a confort y habitabilidad (Varela, 2018), motivo por el cual la implementación de medidas eficientes tiene un gran potencial (López Rodríguez, 2011).

Las actuaciones de rehabilitación tratan de adecuar el edificio a los requisitos que establecen las nuevas normativas, empleando técnicas tanto pasivas como activas, ayudando a mejorar su calidad y su vida útil. (Munarim, 2016). Estudios actuales determinan que existe un menor impacto económico y ambiental al rehabilitar edificios frente a su demolición y nueva construcción (Rodríguez, 2017).

En la literatura científica hay una amplia disponibilidad de ejemplos de proyectos diseñados para ayudar, tanto a los usuarios como a los gobiernos locales, en la toma de decisiones destinadas a mejorar la eficiencia energética, reducir la demanda de energía en el sector de la edificación y desarrollar entornos de simulación para evaluar el rendimiento energético de las zonas urbanas (Li, 2017; Soutullo, 2017).

El proyecto RETOS-COLABORACIÓN RehabilitaGeoSol ‘Eficiencia Energética a través de la Rehabilitación, el Sol y la Geotermia en Asturias’ (RehabilitaGeoSol, 2020), tiene como objetivo el desarrollo de nuevas herramientas que posibiliten la implantación de medidas de ahorro energético en edificios, el uso de energía solar térmica y las tecnologías de geotermia. La creación de estas herramientas se basa en los recursos geomorfológicos, climáticos y constructivos de las diferentes regiones del Principado de Asturias, permitiendo el diseño de instalaciones con estas tres medidas por separado y de manera acoplada.

Este artículo describe la metodología de simulación empleada para calcular el potencial de rehabilitación de edificios residenciales a través de la plataforma web RehabilitaGeoSol. Este estudio combina la necesidad de analizar un gran patrimonio edificado manteniendo un alto nivel de calidad. Para ello, se desarrollan dos herramientas web que cuantifican los potenciales de rehabilitación en función de diferentes variables de entrada.

## OBJETIVO

El objetivo principal del trabajo que se presenta es cuantificar el potencial de rehabilitación de edificios de uso residencial en el Principado de Asturias mediante la plataforma web RehabilitaGeoSol. Esta plataforma proporciona dos herramientas para estimar el potencial de rehabilitación de los edificios residenciales existentes. La herramienta 1 obtiene los potenciales máximos para un edificio ubicado en cualquier localización del Principado de Asturias. La herramienta 2 permite calcular el potencial personalizado, afinando más el comportamiento energético del edificio mediante la introducción de valores más específicos.

Estas dos herramientas web se han desarrollado a través de una metodología de simulación que combina información de entrada representativa que alimenta a un análisis multi-paramétrico, realizado mediante acoplamiento entre un programa de simulación dinámica y un programa de parametrización, y el posterior post-procesado de los resultados. El diseño de estas herramientas pretende servir de ayuda a los administradores locales y a los usuarios finales a la hora de resolver el problema en la toma de decisiones de la rehabilitación energética de edificios.

## METODOLOGIA

El uso de herramientas dinámicas de simulación para resolver los balances de energía emplea métodos numéricos de discretización con periodos de paso cortos. Este método de resolución requiere una exhaustiva definición de los parámetros del sistema, las variables de entrada y las condiciones de contorno, demandando gran capacidad de computación.

En este documento se presenta la metodología de simulación desarrollada para cuantificar el potencial de rehabilitación de edificios de tipo residencial del Principado de Asturias. Estos potenciales son accesibles desde la plataforma web del proyecto Rehabilitageosol. Tal y como se muestra en la Figura 1, esta metodología se divide en tres fases:

(1) *Definición de los casos de estudio.* En esta fase se identifican los edificios residenciales representativos, las condiciones de contorno y sus características constructivas y operacionales. Para ello se emplea información procedente del Código Técnico de la Edificación, el IDAE, el catastro, la Universidad de Oviedo o el Sistema de Información Ambiental del Principado de Asturias. Como salida de esta fase se definen los casos base de los edificios que serán evaluados.

(2) *Entorno de análisis.* En esta fase se define el entorno de simulación que permite analizar diferentes configuraciones de edificios bajo diferentes condiciones. Para ello se acopla un programa de simulación dinámica (TRNSYS) y un programa de parametrización (GenOpt), dando lugar a diferentes baterías de simulación que posibilitan la realización de un análisis multi-paramétrico. El entorno de análisis se completa con el post-procesado de los datos obtenidos. Como salida de esta fase se obtienen las demandas térmicas de las configuraciones de edificios propuestas.

(3) *Definición de las salidas.* En esta fase se crean las bases de datos que alimentan las herramientas de la plataforma web del proyecto Rehabilitageosol. Estas herramientas indican el potencial máximo de rehabilitación así como un potencial de rehabilitación personalizado por el usuario.

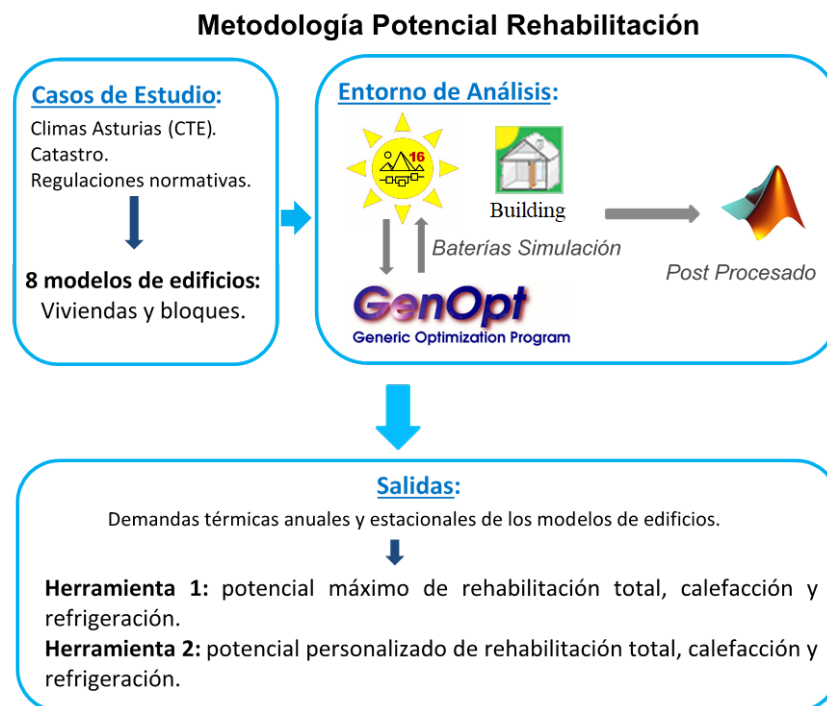


Fig. 1. Metodología de cálculo del potencial de rehabilitación desarrollada en la plataforma Rehabilitageosol

### Casos de estudio

Los casos de estudio se han seleccionado teniendo en cuenta las características climáticas, las tipologías edificatorias y las normativas constructivas y operacionales del principado de Asturias. En esta región se identifican tres zonas climáticas según el Código Técnico de la Edificación Española (Ministerio de Fomento, 2020): zona C1, zona D1 y zona E1. Esta clasificación se obtiene en base a la severidad climática de invierno (identificada por una letra) y a la severidad climática de verano (identificada por un número). La Figura 2 muestra los valores estacionales de temperatura (parte superior izquierda), humedad relativa (parte superior derecha), radiación solar global (parte inferior izquierda) y velocidad del viento (parte inferior derecha), para las tres zonas climáticas estudiadas. La principal diferencia entre las tres zonas radica en los valores de temperatura y radiación. Las mayores desviaciones en la temperatura media del aire se registran en invierno, siendo prácticamente nulas en verano. Las zonas climáticas con mayores dispersiones de temperatura son las zonas C1 y E1. Con respecto a los valores de radiación solar global las mayores desviaciones estacionales se producen en primavera y otoño, siendo mínimas en invierno. La zona E1 presenta las mayores dispersiones frente a las zonas C1 y D1, cuyos valores son más similares. Los valores estacionales de humedad relativa y velocidad del viento de las tres zonas son bastante parecidos.

Se han empleado los ficheros climáticos de estas tres zonas como variables de entrada en los modelos de simulación de los edificios.

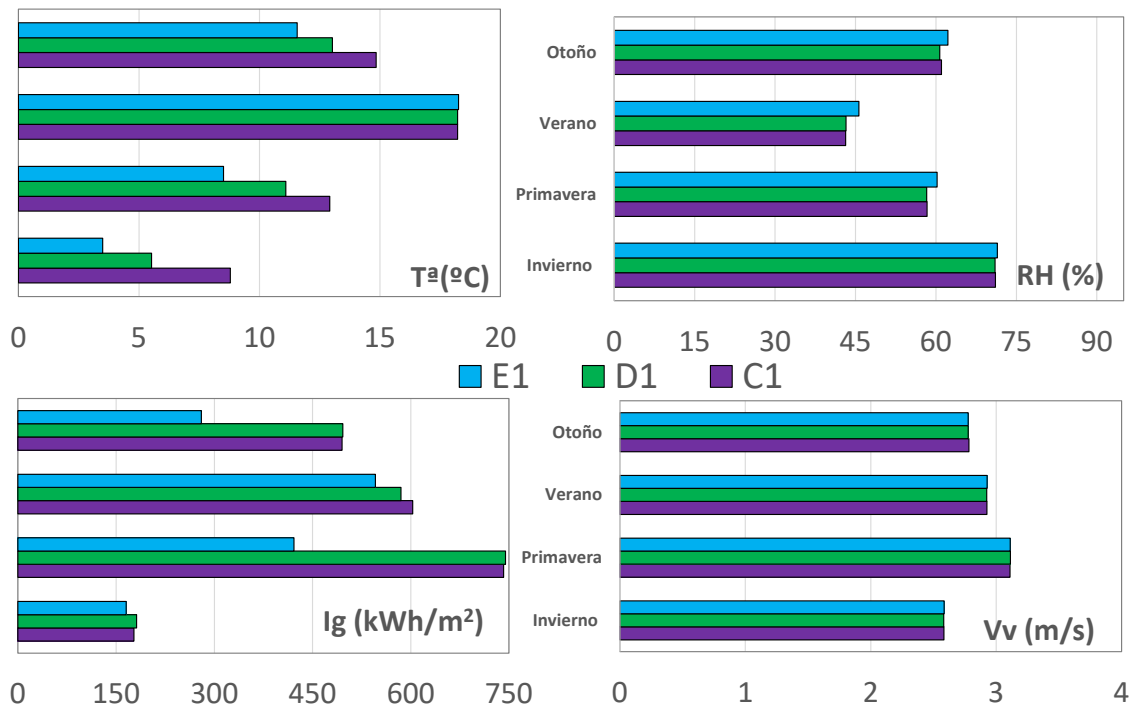


Fig. 2. Valores estacionales de temperatura, humedad relativa, radiación solar global y velocidad del viento obtenidos en las zonas climáticas C1 (morado), D1 (verde) y E1 (azul)

Basados en los datos del catastro, el IDAE y la Universidad de Oviedo, se identifican ocho modelos de viviendas de tipo residencial representativos del Principado de Asturias. Estos modelos se diferencian entre viviendas unifamiliares y bloques de viviendas con cuatro, siete y diez plantas. Se han definido dos configuraciones para considerar las condiciones de contorno: viviendas aisladas, cuyas fachadas están en contacto con el exterior; y viviendas adosadas, que sólo tienen dos fachadas en contacto con el exterior.

Para definir las características constructivas y operacionales de los edificios representativos, se recurre a las siguientes normativas españolas: antes 1979, 1979-2005, 2006-2013 y después 2013 (Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, 2020) La Tabla 1 proporciona los valores límites de los coeficientes globales de transferencia de calor de los cerramientos, los vidrios y los marcos definidos en los edificios, para todas las normativas y zonas climáticas disponibles. Estos valores se han empleado como parámetros en los modelos de simulación de los edificios.

Tabla 1. Valores límite del coeficiente global de transferencia de calor de los cerramientos del edificio

		$U_{limite} (W/m^2K)$			
Clima	Elemento Constructivo	Antes 1979	1979 – 2005	2006-2012	Después 2013
C1	Tejado	2.17	1.20	0.41	0.23
	Fachada Exterior	2.38	1.60	0.73	0.29
	Suelo	1.00	1.00	0.73	0.29
	Muro Interior	2.25	1.62	0.73	0.73
	Vidrio (g)	5.73 (0.82)	3.25 (0.76)	1.54 (0.65)	0.97 (0.61)
	Marco	5.7	4.0	2.2	2.2
D1	Tejado	2.17	1.20	0.38	0.22
	Fachada Exterior	2.38	1.60	0.66	0.27
	Suelo	1.00	1.00	0.66	0.27
	Muro Interior	2.25	1.62	0.66	0.27
	Vidrio (g)	5.73 (0.82)	3.25 (0.76)	1.54 (0.65)	0.97 (0.61)
	Marco	5.7	4.0	2.2	2.2
E1	Tejado	2.17	1.20	0.35	0.19
	Fachada Exterior	2.38	1.60	0.57	0.25
	Suelo	1.00	1.00	0.57	0.25
	Muro Interior	2.25	1.62	0.57	0.25
	Vidrio (g)	5.73 (0.82)	3.25 (0.76)	1.54 (0.65)	0.97 (0.61)
	Marco	5.7	4.0	2.2	2.2



Para completar la información de entrada es necesario disponer de las ganancias internas de las viviendas. Estos valores se definen en función de la ocupación, iluminación, equipos y renovaciones de aire, y se pueden obtener de las herramientas para la certificación energética de edificios (Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, 2020). Se establecen dos periodos de acondicionamiento térmico: verano e invierno, en cada uno de los cuales se fijan unas temperaturas de consigna. Se modelan dos tipos de renovaciones de aire anuales: infiltración y ventilación. Los valores de infiltración se definen de manera constante, dependiendo de la tipología de vivienda y el año de construcción (0.8 ren/h para todas las viviendas anteriores a las normativas de 2006, 0.3 ren/h para unifamiliares con normativas posteriores a 2006 y 0.24 ren/h para bloques con normativas posteriores a 2006). Los valores de ventilación dependen de la ocupación (1.2 ren/h con ocupación y 0.2 ren/h sin ocupación).

### Metodología de simulación

Se ha desarrollado una metodología de simulación que permite cuantificar el potencial de rehabilitación de los edificios residenciales seleccionados como representativos. Para ello se acopla el programa de simulación dinámica TRNSYS con el programa de parametrización GenOpt, dando como resultado las matrices de datos que alimentan las herramientas 1 y 2 de la plataforma web. Inicialmente se modelan con TRNSYS los ocho casos base definidos como representativos. Posteriormente se modifican algunas variables de entrada en función de las salidas que se quieren obtener (herramienta 1 o 2). Para la creación de la herramienta 1 se modifican las zonas climáticas, el año de construcción del edificio, la superficie en planta de los bloques (200, 400 y 800 m<sup>2</sup>) y el tipo de ventana. Para la creación de la herramienta 2 se modifican las zonas climáticas, el año de construcción del edificio, la superficie en planta de los bloques, el tipo de ventana y el porcentaje en sombra estival sobre las ventanas con orientaciones principales (norte, sur, este y oeste). A continuación se realiza un análisis multi-paramétrico empleando TRNSYS como motor de cálculo y GenOpt para automatizar la ejecución de las baterías de simulación. Finalmente se realiza un post-procesado de los resultados obtenidos empleando el software Matlab. Este proceso permite calcular las demandas térmicas de cada edificio estudiado, dando lugar a las dos bases de datos que alimentan las herramientas de rehabilitación 1 y 2.

### Salidas

Las salidas obtenidas tras la ejecución de las baterías de simulación son las demandas térmicas de calefacción, refrigeración y total para cada caso evaluado. Estas demandas van a dar lugar a las dos bases de datos que alimentan las dos herramientas web del potencial de rehabilitación. La primera base de datos alimenta la herramienta 1 y proporciona el potencial máximo de rehabilitación en el Principado de Asturias. La segunda base de datos alimenta la herramienta 2 y proporciona un potencial de rehabilitación personalizado para cada modelo de edificio evaluado. Los potenciales de rehabilitación obtenidos se calculan con respecto al valor mínimo de la demanda térmica anual, que corresponde a los valores normativos del CTE 2013.

Una vez creadas las dos bases de datos, se representan en el visor de la aplicación web de base GIS a través de las pestañas del Potencial de Rehabilitación.

## RESULTADOS

Dada las características climáticas del Principado de Asturias, la demanda térmica mayoritaria a lo largo del año corresponde a la calefacción. Este aporte energético oscila, tanto para viviendas unifamiliares como para bloques, entre un 71-93% para configuraciones aisladas, y entre un 83-95% para configuraciones adosadas. El rango de variabilidad es debido a la climatología y al año de construcción del edificio.

### Herramienta 1

La herramienta 1 muestra una estimación de los potenciales máximos de rehabilitación de la edificación en cualquier localización del Principado de Asturias. Estos valores proceden de la base de datos creada con la metodología de simulación descrita en los apartados anteriores. Los potenciales máximos van a depender de la climatología y del año de construcción del edificio. Se alcanzan mayores porcentajes de potencial en las viviendas unifamiliares frente a los bloques, y en las configuraciones aisladas frente a las adosadas. Las normativas más antiguas (antes de 2006) son las que obtienen mayores potenciales de rehabilitación. Para configuraciones aisladas, el mayor potencial de ahorro se obtiene con el clima C1 mientras que los potenciales más bajos se obtienen con el clima E1. Para configuraciones adosadas y normativas anteriores a 2006, las tres climatologías estudiadas alcanzan potenciales de ahorro similares. Para configuraciones adosadas y normativas posteriores a 2006, el clima C1 obtiene los potenciales más altos y el clima E1 los potenciales más bajos.

La Figura 3 representa el potencial máximo de rehabilitación obtenido en todas las regiones del Principado de Asturias mostrado en la aplicación web del proyecto RehabilitaGeoSol. Se puede observar como los mayores porcentajes se alcanzan en la zona oeste de Asturias, donde se tiene una elevada proporción de viviendas unifamiliares con características constructivas anteriores a 2006.

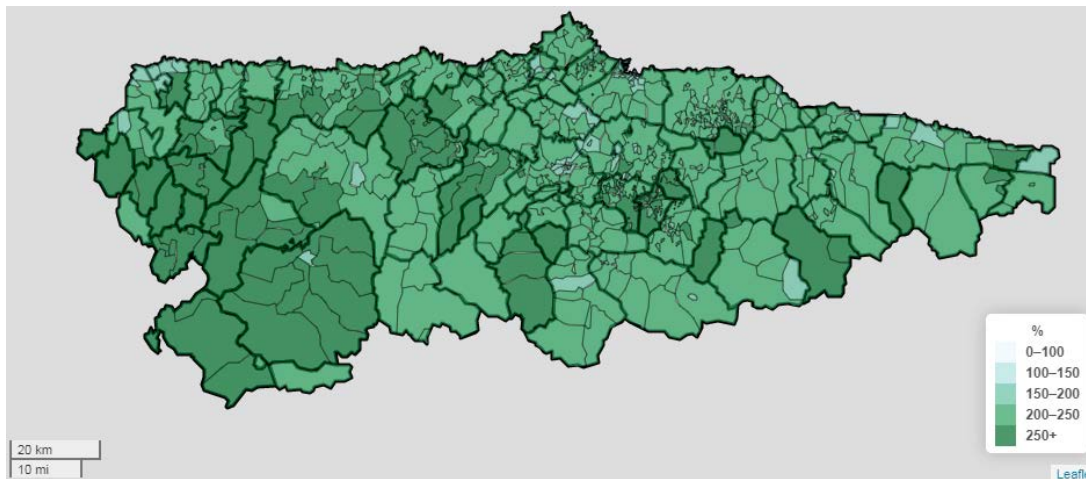


Fig. 3. Potencial de Rehabilitación de edificios en el Principado de Asturias.

### Herramienta 2

El objetivo principal de la herramienta 2 es proporcionar al usuario un simulador que le permita calcular el Potencial de Rehabilitación de forma personalizada. Con esta herramienta el usuario podrá modificar las condiciones de entrada, ajustándolas a sus características particulares. El usuario puede introducir de forma personalizada las siguientes variables de entrada: zona climática local, tipo de edificación, año de construcción, número de plantas, superficie en planta, tipo de ventanas y porcentaje de sombra estival sobre las ventanas norte, sur, este y oeste de manera individualizada. La introducción de los porcentajes de sombras en cada una de las orientaciones permite afinar más el comportamiento energético del edificio evaluado.

A modo de ejemplo, se analizan varios casos obtenidos con la herramienta 2 en las principales ciudades del Principado de Asturias: Gijón y Oviedo. La Tabla 2 indica las principales características de los 48 casos analizados: configuración de la vivienda, condiciones de contorno, normativa edificatoria aplicable, porcentaje de sombra de verano sobre todas las ventanas en conjunto. Estos casos se han seleccionado al representar un elevado porcentaje de viviendas con estas tipologías.

Tabla 2. Casos estudiados con la herramienta 2 en Gijón y en Oviedo.

<i>Ciudades: Gijón (zona C1) y Oviedo (zona D1)</i>					
<i>Configuración</i>	<i>Contorno</i>	<i>Normativas</i>	<i>100% Sombra</i>	<i>50% Sombra</i>	<i>0% Sombra</i>
Unifamiliar	Aislada	<i>Antes 1979</i>	Cs1	Cs2	Cs3
		<i>1979 – 2005</i>	Cs4	Cs5	Cs6
		<i>2006-2012</i>	Cs7	Cs8	Cs9
		<i>Después 2013</i>	Cs10	Cs11	Cs12
Unifamiliar	Adosada	<i>Antes 1979</i>	Cs13	Cs14	Cs15
		<i>1979 – 2005</i>	Cs16	Cs17	Cs18
		<i>2006-2012</i>	Cs19	Cs20	Cs21
		<i>Después 2013</i>	Cs22	Cs23	Cs24
Bloque 4 plantas (400 m <sup>2</sup> )	Aislada	<i>Antes 1979</i>	Cs25	Cs26	Cs27
		<i>1979 – 2005</i>	Cs28	Cs29	Cs30
		<i>2006-2012</i>	Cs31	Cs32	Cs33
		<i>Después 2013</i>	Cs34	Cs35	Cs36
Bloque 4 plantas (400 m <sup>2</sup> )	Adosada	<i>Antes 1979</i>	Cs37	Cs38	Cs39
		<i>1979 – 2005</i>	Cs40	Cs41	Cs42
		<i>2006-2012</i>	Cs43	Cs44	Cs45
		<i>Después 2013</i>	Cs46	Cs47	Cs48

Las Figuras 4 y 5 muestran los valores de potencial de rehabilitación anual obtenido para los 48 casos analizados en Gijón y Oviedo, respectivamente. La parte superior de ambas figuras representa las viviendas unifamiliares, mientras

que la parte inferior representa los bloques de 4 plantas y 400 m<sup>2</sup> de área en superficie. Los potenciales de rehabilitación obtenidos en las dos zonas térmicas, en función de las normativas y de las configuraciones edificatorias, son muy similares.

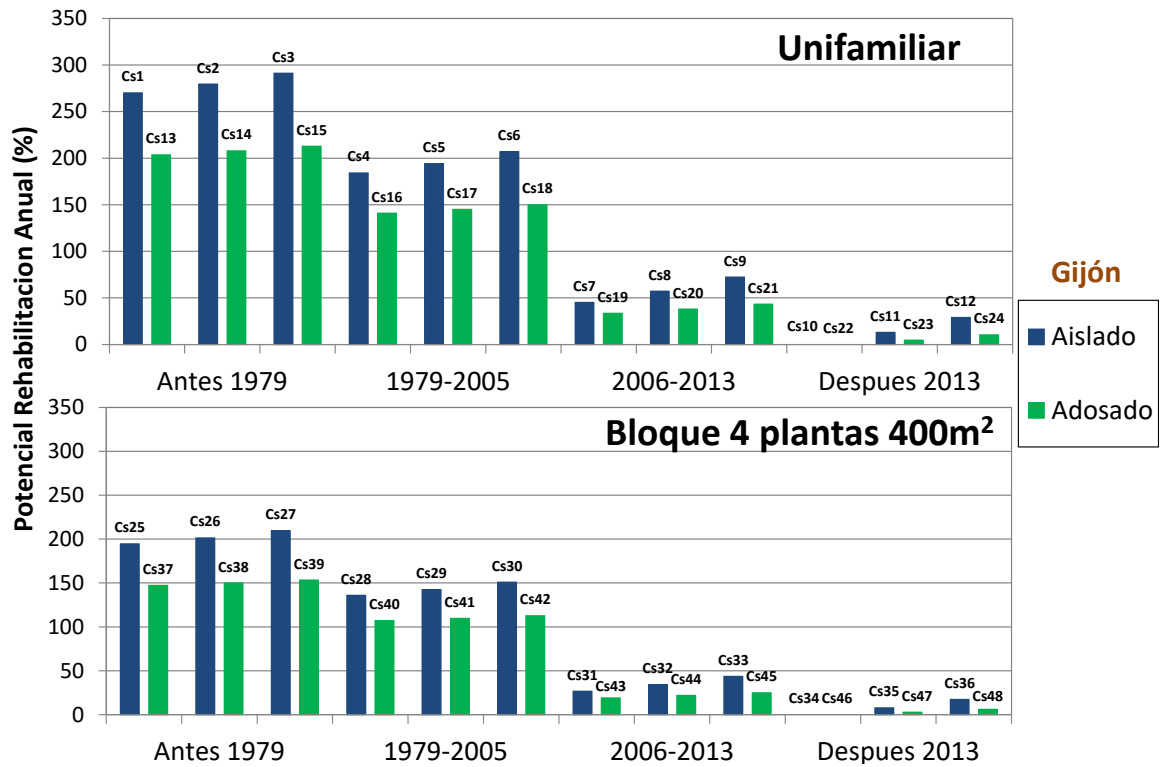


Fig. 4. Potencial de Rehabilitación anual obtenido para 48 casos de estudio en Gijón.

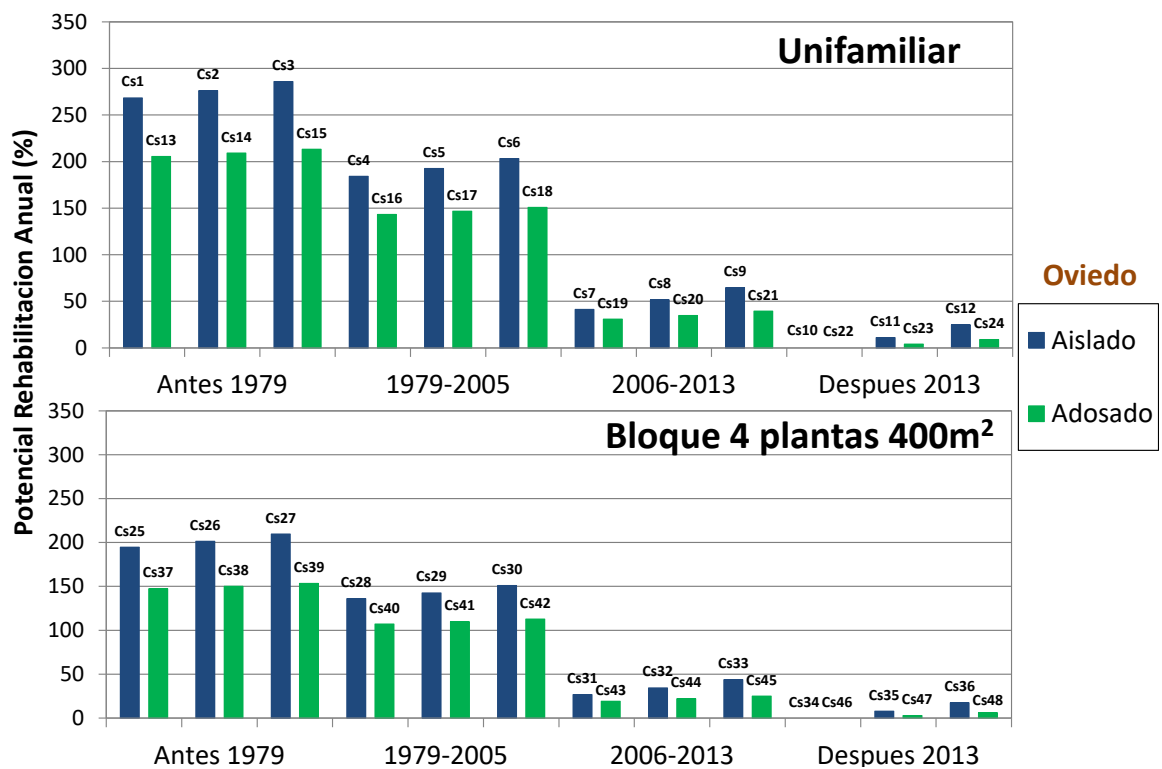


Fig. 5. Potencial de Rehabilitación anual obtenido para 48 casos de estudio en Oviedo.

Los mayores potenciales se alcanzan en las configuraciones aisladas (barras azules) frente a las adosadas (barras verdes). Para normativas anteriores a 2006 las configuraciones adosadas alcanzan potenciales entorno a un 25% menos que las aisladas, aumentando estas diferencias entre configuraciones a un 33% para la normativa 2006-2013 y a un 64% para la normativa posterior a 2013. Los porcentajes de rehabilitación son más relevantes en viviendas

unifamiliares, donde los valores oscilan entre 280% y 190% para normativas anteriores a 1979 y 1979-2005 respectivamente. Mientras que en los bloques los porcentajes oscilan entre 195% para la normativa anterior a 1979 y 140% para la normativa 1979-2005. Las características constructivas requeridas por las normativas posteriores a 2006 disminuyen las demandas térmicas anuales de las viviendas, reduciendo así el potencial de rehabilitación a valores entorno al 60-20% para la normativa 2006-2013 y entorno al 13-2% con la normativa posterior a 2013.

## CONCLUSIONES

Uno de los resultados obtenidos en el proyecto RehabilitaGeoSol es la creación de dos herramientas web para cuantificar el potencial de rehabilitación en el Principado de Asturias. Se han evaluado ocho modelos de viviendas residenciales tipo en tres zonas climáticas, cuatro normativas edificatorias y diferentes porcentajes de sombra estival sobre las ventanas. La herramienta 1 calcula, para cada distrito del Principado de Asturias, el potencial máximo de rehabilitación. Mientras que la herramienta 2 permite obtener un potencial personalizado en función de las características de entrada a la herramienta.

Analizando los resultados obtenidos en 48 casos en Gijón y Oviedo, se obtienen mayores potenciales de rehabilitación en viviendas unifamiliares frente a bloques de viviendas, disminuyendo sensiblemente a medida que aumentan las restricciones de las normativas edificatorias. Las configuraciones aisladas alcanzan mayores potenciales de rehabilitación frente a las configuraciones adosadas. Los valores personalizados obtenidos muestran porcentajes muy similares en Gijón (zona climática C1) y en Oviedo (zona climática D1).

## AGRADECIMIENTOS

El trabajo se desarrolla dentro del proyecto REHABILITAGEOSOL (RTC-2016-5004-3)- Plan RETO 2016, cofinanciado con Fondos FEDER y subvencionado por el MINECO de España. El trabajo de computación se ha llevado a cabo utilizando las instalaciones informáticas del Centro Extremeño de Tecnologías Avanzadas (CETA-CIEMAT) subvencionado con Fondos FEDER.

## REFERENCIAS

- International Energy Agency. (2020). <https://www.iea.org/topics/energyefficiency/buildings/>
- Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital. (2017). Plan Nacional De Acción De Eficiencia Energética 2017-2020, 224. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es\\_neeap\\_2017\\_es.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_neeap_2017_es.pdf)
- European Commission. (s. f.). HORIZON 2020 – WORK PROGRAMME 2018-2020. [http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2018-2020/main/h2020-wp1820-intro\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2018-2020/main/h2020-wp1820-intro_en.pdf)
- Parlamento Europeo y del Consejo. (2012). Directiva 2012/27/UE del parlamento Europeo y del Consejo relativa a la eficiencia energética. Diario Oficial de la Unión Europea. <https://www.boe.es/doue/2012/315/L00001-00056.pdf>
- Instituto Nacional de Estadística (INE). (2012). Censos de Población y Viviendas 2011. [https://doi.org/http://www.ine.es/censos2011\\_datos/cen11\\_datos\\_resultados.htm](https://doi.org/http://www.ine.es/censos2011_datos/cen11_datos_resultados.htm)
- Gobierno de España. Real Decreto 2429/1979, del 9 de julio, por el que le aprueba la norma básica de edificación NBE-CT-79, sobre condiciones térmicas en los edificios, Boletín Oficial del Estado (1979). <https://www.boe.es/boe/dias/1979/10/22/pdfs/A24524-24550.pdf>
- Varela S., Viñas C., Rodríguez A., Aguilera P. (2018). Análisis del comportamiento térmico del Sistema SATE: Edificio rehabilitado en Madrid. *Anales de Edificación* 4(4), 35-41.
- López Rodríguez F., Cuadros F., et al. (2011). PETER Building: An example of bioclimatic building and integration of renewable energies into the edification. *Dyna Ingeniería Industrial* 86, 212-221.
- Munarim U., & Ghisi E. (2016). Environmental feasibility of heritage buildings rehabilitation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 58, 235-249.
- Rodríguez A., Martínez M. D., González A., Ferreira P., & Marrero M. (2017). Building rehabilitation versus demolition and new construction: *Economic and environmental assessment. Environmental Impact Assessment Review* 66, 115-126.
- Li W., Zhou Y., Cetin K., Eom J., Wang Y., Chen G., et al., (2017). Modeling urban building energy use: a review of modeling approaches and procedures. *Energy* 141, 2445-57.

Soutullo S., Giancola E., Franco J.M., Boton M., Ferrer J.A., Heras M.R., (2017). New simulation platform for the rehabilitation of residential building in Madrid. *Energy Procedia* 122, 817-22.

RehabilitaGeoSol. (2020). <http://projects.ciemat.es/es/web/rehabilitageosol/>

Ministerio de Fomento. Documento básico HE: Ahorro de Energía (CTE), Gobierno de España. (2020). <https://www.codigotecnico.org/> [15 March 2020].

Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico. Documentos reconocidos de Energía y Desarrollo Sostenible, Gobierno de España. (2020). <https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/Paginas/certificacion.aspx>



**COOPERAÇÃO ENTRE O CONSUMIDOR FINAL E O AGREGADOR  
NA GESTÃO DO CONSUMO****Osório J.\*, Assis M.\*\*\*, Estanqueiro A.\***

\* Unidade de Energias Renováveis e Integração de Sistemas de Energia, LNEG, Estrada do Paço do Lumiar, 22,  
Lisboa, Portugal, [jose.osorio@lneg.pt](mailto:jose.osorio@lneg.pt)

\*\* FCUL, Campo Grande, C8.3.34, Lisboa, Portugal

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.1115>

**RESUMEN/RESUMO**

Esta interação agregador/consumidor final, baseada em escolhas racionais vantajosas para ambos, leva o consumidor a valorizar (e ver valorizada) a flexibilidade que é capaz de oferecer. O consumidor agenda o consumo como prefere, bem como alternativas que aceita, e se quiser, o ganho diferencial mínimo que exige, na sua fatura de eletricidade, para alguma(s) dessas colocações alternativas. Deve também definir a prioridade que atribui a cada consumo sob a forma do preço máximo que está disposto a por ele pagar. Com estes dados pode-se otimizar a fatura, sendo importante visar-se o ganho líquido, i.e., deduzido dos ganhos diferenciais que o consumidor possa ter exigido. A agenda de consumos é então ajustada à produção renovável local e ao preço horário do mercado. A complexidade da procura exige heurísticas e as simulações em MATLAB encorajam um apuramento das metodologias usadas e até alguma sofisticação adicional em termos das alternativas de escolha disponibilizáveis ao consumidor e ao agregador. Esta ferramenta pode ajudar o agregador a conciliar interesses em pequenos mercados e em comunidades de energia.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** Gestão de Consumos, Agregador de Consumos, Mercados de Flexibilidade, Comunidades de Energia

**ABSTRACT**

This aggregator/end-consumer interface based on rational win-win choices helps the consumer evaluate his available flexibility and get due acknowledgement for it. He schedules his consumption and alternatives he deems acceptable; he may also define electricity bill offsets he requires for some of these alternative schedules. He should also prioritize his power needs by pointing the maximum price he will pay for each consumption segment. These data allow for net electricity bill optimization, i.e. after the abovementioned offsets. Demand is then re-scheduled according to local renewable generation and hourly market price forecasts and the consumer must define his preferred schedule as well as alternatives he may accept. Search space complexity and dimensionality require heuristic drive. MATLAB based simulations encourage methodology refinements and a more sophisticated options panel to be offered to the consumer as well as to the aggregator. Further, this tool may help the aggregator construe compromise between different interests emerging in smaller markets and energy communities.

**KEYWORDS:** Demand Management, Demand Aggregator, Flexibility Markets, Energy Communities

## INTRODUÇÃO

O aumento da penetração de renováveis variáveis, não controláveis e não despacháveis dificulta a adequação da produção de eletricidade ao consumo. Sendo imperativo acelerar esta transição, serão necessárias metodologias que permitam um planeamento eficaz da descarbonização do sistema elétrico, em colaboração com agentes intermediários que promovam ferramentas capazes de aumentar a flexibilidade do consumo contribuindo para o equilíbrio mencionado. Logo, a descarbonização exigirá agregadores capazes de reunir as flexibilidades de pequena escala de instalações de consumo final individuais em volumes capazes de contribuir para uma gestão eficaz do sistema global.

Neste trabalho concebeu-se uma interface de apoio à interação entre o agregador e cada consumidor final, que promove escolhas racionais vantajosas para ambos. Pretende-se que o consumidor final passe a valorizar (e a ver valorizada) a flexibilidade que é capaz de oferecer ao sistema elétrico. Para tal, partirá de uma agenda de consumos para o dia seguinte que é (re)ajustada dinamicamente à produção renovável local e ao preço horário previstos (em função do mercado) (Pepermans 2019). O algoritmo desenvolvido ajuda o consumidor a fixar o agendamento inicial dos consumos da instalação para o dia seguinte, devendo o consumidor definir a prioridade que atribui a cada consumo sob a forma do preço máximo que está disposto a por ele pagar. No agendamento horário o consumidor deve indicar o horário preferencial bem como as alternativas que, pela sua flexibilidade, lhe são aceitáveis, podendo ser indicado o ganho diferencial mínimo que exige, na sua fatura de eletricidade, para alguma(s) dessas colocações alternativas.

Em consequência da planificação descrita no parágrafo anterior, o agendamento inicialmente escolhido pelo consumidor final pode ser melhorado com vista à obtenção de uma fatura elétrica inferior à inicial sendo importante visar-se o ganho líquido, i.e., deduzido dos ganhos diferenciais que o consumidor possa ter solicitado. A otimização resultará da progressiva recolocação das cargas (restantes após as eventuais colocações e recolocações anteriores) mediante o aproveitamento da flexibilidade horária definida pelo consumidor final (assessorado pelo seu agregador independente dos interesses da comercialização). A solução ótima terá de ser pesquisada, num espaço de tal complexidade que se torna útil o uso de heurísticas que guiam a recolocação de cada uma das restantes cargas, numa sequência aleatoriamente escolhida. O programa desenvolvido em MATLAB permitiu obter resultados com simulações, sobre um conjunto de aparelhos elétricos de utilização doméstica muito difundida: mostraram-se muito encorajadores, constituindo motivação para um futuro apuramento das metodologias empregues e até para a introdução de alguma sofisticação adicional em termos das alternativas de escolha disponibilizáveis ao consumidor final (e/ou ao agregador). Por exemplo, como gerir os diferentes níveis de prioridade que o consumidor final atribui a diferentes parcelas do seu consumo através da diferenciação dos preços máximos a que cada consumo se pode fazer?

Importa referir que o agregador tem por missão caracterizar finamente cada instalação, com atenção aos seus pormenores, em busca de particularidades capazes de flexibilizar os serviços de energia aí necessários. É, por excelência, um trabalho construído à medida de cada instalação e a readaptar-se, com frequência, à evolução da mesma. Cria valor laboriosamente por reduzir a fatura do consumidor final, melhorando até o seu conforto, e por ajudar com a flexibilidade disponibilizada o desempenho dos operadores do sistema elétrico e os objetivos da descarbonização. Já o foco da comercialização centrado no volume monetário das vendas de energia permite facilmente extrair valor por aumentar essas vendas, e tanto mais quanto mais elevada a fatura ao consumidor final: é, por isso, conflituante com esta missão do agregador, que deve por isso ser independente dos comercializadores (Entso-e 2015); Crampes e Waddams (2017) sugerem a alternativa de obrigações de deslastre para a comercialização. Um dos quadros referidos em (Mazzucato 2020) para evidenciar a importância de se distinguir criação de valor de extração de valor, é o da integração de energias renováveis no sistema energético<sup>3</sup>. Arias *et al.* (2018) apresentam uma análise das tendências emergentes nesta área, concluindo que a participação do consumidor tenderá a adquirir um papel cada vez mais relevante no futuro dos Sistemas Elétricos e autores como (Nan *et al.* 2018) consideram adequado um quadro mais alargado para proporcionar sinergias entre diversos programas de gestão da procura.

Assis, M. (2019), uma dissertação de Mestrado, foi o ponto de partida deste artigo ao desenvolver e implementar uma metodologia de gestão de consumo, devendo-se, contudo, salientar que o trabalho subsequente tem um leque de opções alternativas na literatura dedicada à gestão de consumo. Para além da área de gestão de consumo, a ferramenta desenvolvida permite apoiar o papel do agregador (de geração distribuída e consumo) na conciliação de interesses em pequenos mercados e comunidades de energia, pois permite uma base objetiva para se dirimirem interesses concorrentes, na partilha de recursos escassos.

Nas próximas secções apresenta-se a metodologia empregue, e depois uma secção sobre a aplicação do algoritmo implementado, a um conjunto de casos ilustrativos do seu funcionamento. Segue-se a secção de comentários finais.

<sup>3</sup> In “Mission Oriented Research & Innovation in EU”, recomendação referente ao favorecimento da criação de valor em detrimento da extração de valor, como modo de se limitar tendências parasíticas (Mazzucato, 2020).



## METODOLOGIA

A função do algoritmo desenvolvido (Assis, M., 2019) é estabelecer e alterar, quando necessário, a agenda de alocação de cargas do consumidor de modo a criar uma planificação que represente benefícios para o consumidor e um serviço para os agentes do mercado de eletricidade e operadores das redes elétricas. No entanto, o objetivo principal do algoritmo é a maximização dos alvos definidos na perspetiva do consumidor e não necessariamente de todos os agentes e operadores envolvidos. A agenda é criada no dia anterior através da consideração dos vários parâmetros descritos nesta secção. A colocação de cargas terá de ser reanalisada no próprio dia de operação se surgirem modificações significativas de algumas das previsões.

Optou-se pela utilização do MATLAB pelo seu fácil manuseamento nas operações matriciais e funções binárias, bem como no escopo, em geral, que estaria em questão, neste trabalho, e ainda pela capacidade de integração com outros softwares.

Começa-se por preencher os dados da instalação, como a sua potência de alimentação máxima, e dos seus equipamentos de consumo de energia, particularmente a descrição da sua flexibilidade quanto à duração dos seus ciclos de operação e respetiva potência e as eventuais interrupções sem dano, que admite.

A agenda do consumo para o dia seguinte deve partir da planificação horária originalmente pretendida pelo consumidor final, para a utilização dos diversos equipamentos. Este deve ainda indicar alternativas de horário de utilização que lhe são aceitáveis. Sempre que queira pode, para algumas delas, fixar um ganho diferencial na forma de um desconto na sua fatura de energia, requerido como compensação pelas respetivas alterações à planificação horária original. Um exemplo disso seria o caso dum trabalho a completar, pelo consumidor final, até um instante T1, mediante a utilização dum equipamento elétrico, mas que poderia ser aceite até um momento posterior T2, mediante um desconto  $\Delta$  no seu preço; se a recolocação da utilização desse equipamento levasse a que o trabalho só se completasse entre T1 e T2,  $\Delta$  constituiria a base para o consumidor exigir um ganho diferencial mínimo  $\geq \Delta$ , para aceitar esta recolocação. Em regra geral,  $\Delta$  é uma avaliação monetária da perda ou desconforto resultante da recolocação.

Note-se que a otimização depende dos objetivos exigidos pelo consumidor. Estes podem ser a minimização do custo da fatura, a maximização da utilização dos seus recursos locais renováveis, ou uma mistura entre os dois. É importante realçar que a minimização do primeiro nem sempre origina maximizações do segundo. O equilíbrio entre os objetivos pretendidos é um processo que pode requerer uma análise cuidadosa. Nesta metodologia, apresenta-se a minimização da fatura elétrica como o objetivo principal, pois admite-se que o preço da energia importada da rede é o melhor indicador da redução de emissões do conjunto do sistema elétrico e energético. Obviamente isso exige, que no preço da energia adquirida à rede, esteja devidamente internalizado o custo real das emissões de Gases de Efeito de Estufa, que é o que forçosamente se tornará cada vez mais a norma.

É essencial trabalhar com previsões tão atualizadas quanto possível do preço de importação da energia da rede e da produção renovável local, na gestão de consumo, de modo a criar uma agenda otimizada baseada em dados com grande aproximação aos eventos reais. Se houver modificações significativas nas previsões de preço e da produção local renovável, é realizada uma atualização da agenda no próprio dia para as horas restantes do horizonte. A atualização é realizada seguindo a mesma metodologia da agenda para o dia seguinte. A instalação é considerada “price-taker”, ou seja, a sua potência instalada é tão diminuta que o seu agendamento de consumos não influencia o preço.

Toma-se como consumo base o agrupamento de todas as cargas prioritárias caracterizadas como não deslocáveis e não flexíveis. No procedimento de otimização, colocado o consumo base, como exigido pelo consumidor, é necessário proceder à melhor (re)colocação das  $k$  cargas (ou ciclos de operação dos diversos equipamentos) restantes da agenda, para um horizonte de duração de  $T$  intervalos elementares, respeitando os seus limites e parâmetros. Isto constitui, desde logo, o início da complexidade a enfrentar, quer pela limitação à potência importada da rede, que a potência instalada constitui, quer sobretudo pelas restrições de sequenciamento entre alguns dos subconjuntos do conjunto dos ciclos de operação da agenda para o horizonte em consideração.

Estando apenas colocado o consumo base, para qualquer desses *ciclos de operação de equipamento de consumo elétrico* (de futuro designados “*copecels*”) restantes há uma colocação ótima no horizonte de agendamento. Se  $c1$  for o primeiro a ser colocado, o segundo *copecel* a ser colocado,  $c2$ , tem a sua colocação ótima obviamente condicionada pela colocação prévia de  $c1$ : outra teria sido, pelo menos conceitualmente, a colocação ótima encontrada para  $c2$  se tivesse sido escolhida num cenário em que a única colocação prévia era a do consumo base; e muito provavelmente outra seria a colocação ótima encontrada para  $c1$  depois de definida a de  $c2$ . Significa isto que à dimensão do espaço de soluções acresce a dimensão do espaço das trajetórias do processo de otimização até qualquer das soluções: no

caso de se ir otimizando sucessivamente a (re) colocação de cada um dos *copecels* este espaço de trajetórias será constituído por  $k!$  trajetórias. Ou seja, para além da busca da melhor solução no espaço de soluções, pretende-se a trajetória mais eficiente.

Mas a dimensão do espaço de trajetórias será de dimensão bem superior se se optar, por exemplo, sempre em busca do caminho mais eficiente para a melhor solução, por iterativamente procurar melhorar a colocação do conjunto de ciclos de operação já (re)colocados procurando recolocar cada um dos previamente já (re)colocados em face das colocações obtidas para o(s) seguinte(s). Por exemplo, no exemplo do parágrafo anterior, tendo  $c1$  sido o primeiro (re)colocado e  $c2$ , o segundo, seguindo o tal processo iterativo (em busca de maior eficiência), haveria agora que averiguar se se conseguia melhorar a colocação de  $c1$ , em face da recém-obtida para  $c2$ . Um processo iterativo entre as duas colocações poderia seguir-se até que a melhoria se pudesse considerar já insignificante. Passava-se então a um novo processo iterativo entre este conjunto de dois ciclos de operação (fora do consumo base) e um  $c3$ , escolhido para terceiro a (re)colocar.

Para uma orientação eficaz nesta complexidade toda recorre-se a uma orientação heurística baseada num peso, calculado para cada intervalo elementar do horizonte do agendamento, que indica a melhor colocação para cada *copecel* a (re)colocar: corresponderia ao valor mais elevado do peso heurístico.

Primeiro desenrola-se uma fase dita de pré-otimização com recurso ao peso heurístico  $\gamma$  dado por

$$\gamma(t) = \delta(t)/\beta(t) \quad (1)$$

onde  $t$  representa um intervalo de tempo elementar, do horizonte de duração  $T$ ,  $\beta$  o preço unitário da eletricidade adquirida da rede e  $\delta$  o eventual remanescente de energia renovável local, após as  $m$  (re)colocações já efetuadas pelo algoritmo:

$$\delta(t) = \begin{cases} |\Phi(t)| & \text{se } \Phi(t) < 0 \\ 1 & \text{se } \Phi(t) \geq 0 \end{cases} \quad (2)$$

e  $\Phi$  é a energia importada da rede:

$$\Phi(t) = -\zeta(t) + \sum_{n=1}^{n=m(t)} C_n \quad (3)$$

sendo  $\zeta$ , a produção renovável prevista e  $C_n$ , o consumo do *copecel*  $n$ , no intervalo elementar  $t$ , em tratamento, incluindo até os do consumo base.

Mas, como  $\gamma$  depende dos *copecels* já previamente (re)colocados, não dá mais que uma orientação aproximada. Ilustra-se, com o exemplo das Fig. 1 e Fig. 2, a modificação significativa que este peso heurístico pode sofrer, quando se anula o remanescente de produção renovável local, mesmo que antes de se anular o remanescente seja já diminuto.

Note-se que o peso, enquanto subsiste o remanescente de renovável local, acompanha a forma e máximos locais desse remanescente de renovável. No entanto, quando essa produção se anula, no gráfico da Fig. 2, à direita, atingem-se valores consideravelmente inferiores em relação aos do lado esquerdo e dá-se uma reversão de máximos para mínimos locais. Estas duas curvas nem sequer poderiam ser reunidas num gráfico comum, pela impossibilidade prática de uma escala vertical comum que permita visualizar os máximos e mínimos relativos das duas em simultâneo.

A colocação de cada *copecel* influencia a colocação temporal do subsequente, reduzindo a produção renovável local remanescente após cada alocação (quando aplicável). Ou seja, a ordem de colocação tem um impacto direto e substancial no cálculo dos pesos, a cada passo da criação da nova agenda. No entanto, encontrar a ordem de alocação que produz os melhores resultados é uma tarefa extremamente complexa, como já dito, que é traduzida em tempos computacionais mais elevados.

Assim, escolhido aleatoriamente o próximo *copecel* a (re)colocar, na pré-otimização, seleciona-se um conjunto alargado de boas colocações, deixando de fora apenas as piores. O objetivo é criar um conjunto de agendas de consumo alternativas que mais tarde (na otimização propriamente dita) se submeterá a um refinamento: o que importa é que neste conjunto de agendas se retenha a(s) que poderá(ão) (após o dito refinamento) conduzir à ótima. E é esse caminho para o ótimo que uma seleção eventualmente muito apertada, com foco apenas no valor mais alto de  $\gamma$ , se arrisca a perder.

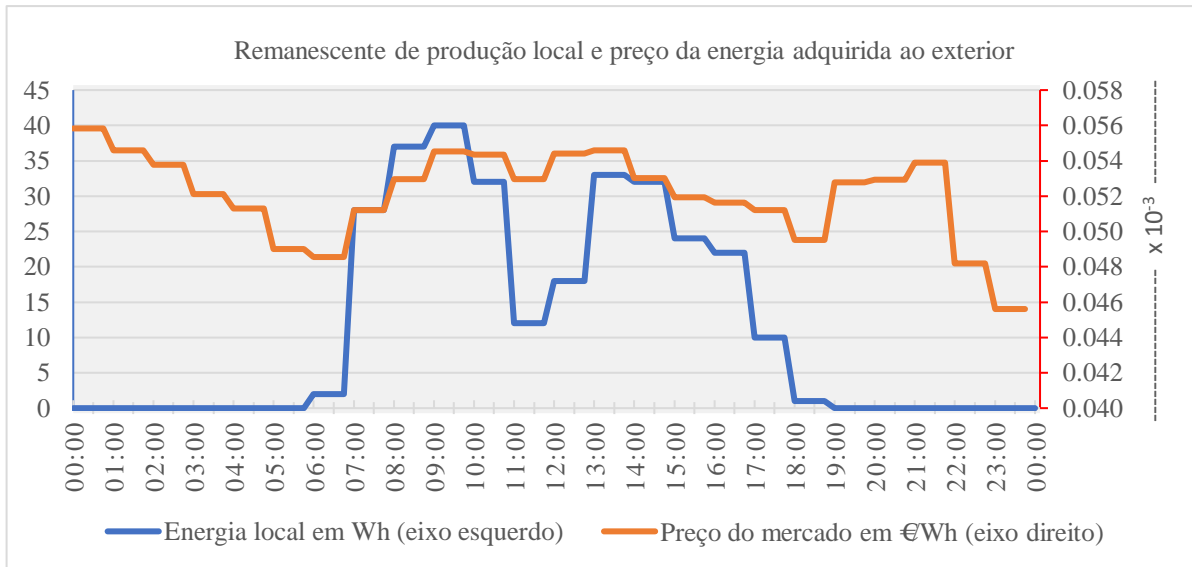


Fig. 1. Preço do mercado diário português de 21 de setembro de 2017 e remanescente de renovável local

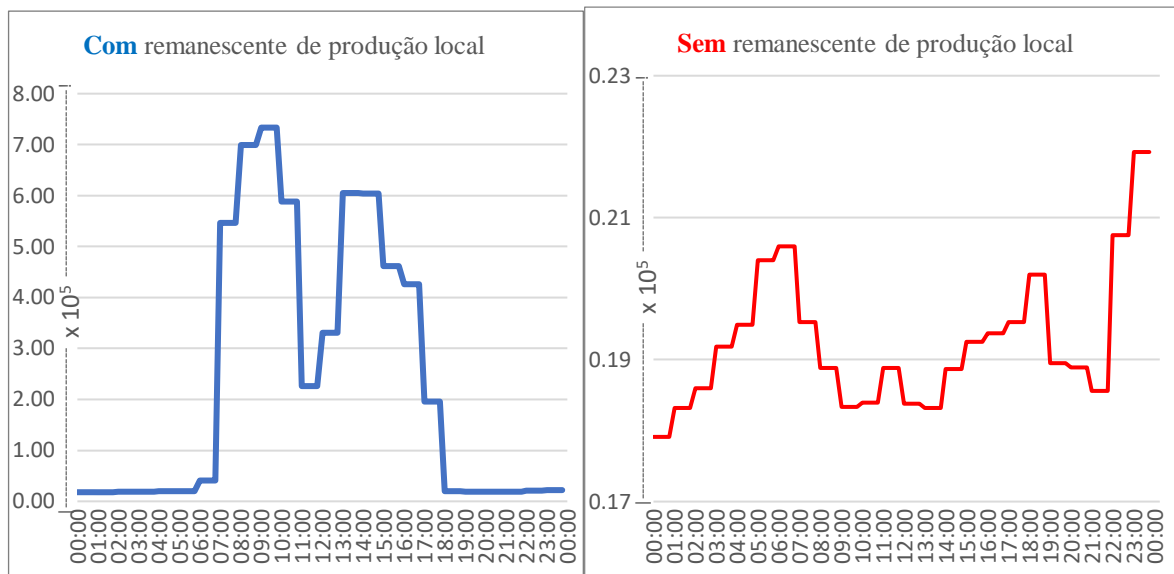


Fig. 2. Peso em Wh<sup>2</sup>/€ correspondente a cada intervalo de tempo elementar

Por fim determina-se a fatura energética de cada uma das agendas pré-otimizadas. As de faturas mais baixas passam à fase da otimização (propriamente dita). O custo total de cada agenda é obtido somando os ganhos diferenciais mínimos (GDM) correspondentes às recolocações em cada uma delas com o valor da fatura: só este total é comparável com o custo da agenda original para se conhecer o ganho efetivo.

A fase desta otimização, acabada de referir, destina-se a refinar cada uma das poucas agendas pré-otimizadas selecionadas para ser refinadas. Escolhe-se aleatoriamente um *copecel*, a recolocar desde que se descubra uma colocação alternativa exequível para ele, que tenha maior peso heurístico  $\gamma'$ :

$$\gamma'(t) = 1/(\delta'(t) \times \beta(t)) \quad (4)$$

com

$$\delta'(t) = \begin{cases} C(t) + \Phi(t) & \text{se } C(t) + \Phi(t) \geq 1 \\ 1 & \text{se } 0 \leq |C(t) + \Phi(t)| < 1 \\ 1/|C(t) + \Phi(t)| & \text{se } C(t) + \Phi(t) \leq -1 \end{cases} \quad (5)$$

Este peso heurístico aqui utilizado é mais refinado: é o recíproco do custo da energia importada quando esta é superior a 1 (Wh) e é igual a  $\gamma$  quando o *copecel* que se procura recolocar pode ainda ser alimentado por produção renovável

local. Note-se que o cálculo de  $\Phi$  não inclui o consumo  $C$  deste *copecel* em recolocação, ou seja a comparação dos valores de  $\gamma'$  para a colocação de partida e para a alternativa, em exame, é feita sem que o seu consumo esteja incluído no  $\Phi$  calculado para qualquer das duas.

Quanto à exequibilidade dum recolocação há que aferir do cumprimento da restrição do custo do consumo de um *copecel* que a respetiva prioridade representa. Para uma carga prioritária não existe um limite de preço preestabelecido pelo consumidor, acima do qual o *copecel* não pode ser executado. Ou seja, no caso dos consumos não prioritários, existe um limiar de preço da energia (preço limite de operação) que o consumidor aceita pagar pela sua colocação. É essencial no agendamento a prioridade dos consumos para o dia seguinte, bem como nos ajustes no próprio dia, quando necessário decidir a sua colocação num certo intervalo de tempo. Para verificar se o custo de operação  $O_c$  de cada carga  $c$  não ultrapassa o estipulado, é preciso calcular este custo de operação: seguindo o princípio em uso nos mercados de energia, para o encontro entre a oferta e a procura, atribui-se às cargas com prioridades superiores, a produção local disponível, por ordem decrescente de prioridade, em cada intervalo elementar. Se  $m_x$  for o número de cargas com prioridade superior à da carga  $c$  e  $m_p$  o número de cargas com prioridade igual à da carga  $c$ , pode-se ter:

$$C_x(t) = \sum_{n=1}^{n=m_x(t)} C_n(t) \tag{6}$$

$$C_p(t) = \sum_{n=1}^{n=m_p(t)} C_n(t) \tag{7}$$

$$\Phi_c(t) = -\zeta(t) + C_x(t) \tag{8}$$

e por fim, admitindo um custo marginal nulo, para a produção renovável local:

$$O_c(t) = \begin{cases} 0 & \text{se } \Phi_c(t) < 0 \text{ e } C_p(t) \leq |\Phi_c(t)| \\ \beta(t) (C_p(t) + \Phi_c(t)) / C_p(t) & \text{se } \Phi_c(t) < 0 \text{ e } C_p(t) > |\Phi_c(t)| \\ \beta(t) & \text{se } \Phi_c(t) \geq 0 \end{cases} \tag{9}$$

Seguem-se ilustrações que clarificam, especialmente na situação dum *copecel* que se prolonga por mais de um intervalo elementar. Na Fig. 3, as cargas 1, 2 e 3 estão indicadas pelo seu nível de prioridade, enquanto as cargas A e B são prioritárias e a carga C tem a mesma prioridade que a 2. Logo, o custo de operação da carga 1 será nulo visto que a produção local cobre o consumo desta carga. Já o custo unitário de operação da carga 3 será igual ao preço de importação nesse intervalo de tempo. No caso da carga 2, vê-se que em 50% do seu tempo de operação terá custo nulo, enquanto que os outros 50% têm um custo unitário dado pela equação

$$O_2' = \beta(t)(C_c + C_2/2 - \zeta(t)) / (C_c + C_2/2) \tag{10}$$

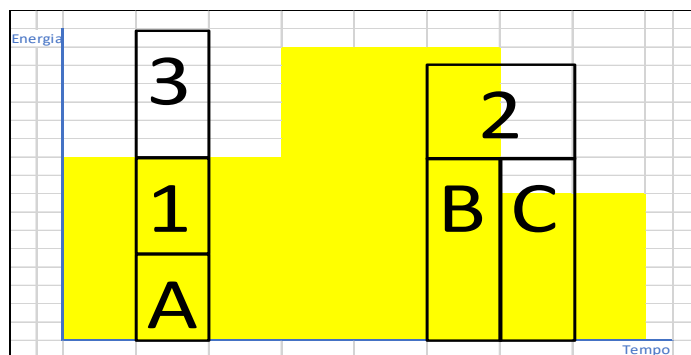


Fig. 3 Três níveis de produção renovável local a amarelo

## SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Aplicou-se a metodologia descrita a uma instalação apenas com equipamentos de grande flexibilidade na gestão do seu consumo. Deixou-se de fora o que poderia constituir o consumo base. O objetivo agora é examinar o comportamento do algoritmo implementado, em função de vários perfis de produção, de preços, da rigidez da gestão de consumo (os GDM e as prioridades) e, por fim, analisar as poupanças líquidas resultantes. Na Tabela 1 apresenta-se os dados relativos aos equipamentos considerados de potência ativa apenas e de valor constante em cada intervalo elementar cuja duração se fixa em 15 min. Podem consultar-se mais detalhes em Assis, M. (2019).

Tabela 1. Equipamentos do conjunto submetido a este algoritmo

Equipamento	Potência (W)	Copecel não interrompíveis	Horário			
			Preferido (original)	Alternativas aceites (AA)		
				1	2	3
1 Máq secar roupa	2000	3 x 1/2H	9-10h30	Qualquer	0-12h	12-24h
2 Máq lavar roupa	1000	2 x 1/2H	8-9h	Qualquer	0-12h	12-24h
3 Forno elétrico	2500	-----	20-21h	21-22h	21-22h	21-22h
4 Máq lavar loiça	500	2 x 1/2H	17h30-18h30	Qualquer	0-12h	12-24h
5 Ferro (p/ roupa)	2300	-----	18-19h	Qualquer	0-12h	12-24h

Para cada situação simulada criaram-se 200 agendas pré-otimizadas, passando à otimização propriamente dita as três melhores, de que resultam por fim 90 simulações cujas poupanças são estatisticamente resumidas nas tabelas, mais abaixo. Este elevado número de resultados oferece a vantagem de se poder apresentar um tratamento estatístico (pois os cuidados descritos nas fases designadas de otimização e pré-otimização permitem considerar que se chega a amostra representativa) que supera graus de incerteza gerados pela elevada aleatoriedade inerente ao problema tratado. Os perfis de produção foram obtidos da plataforma EnergyPlus com base nos dados fornecidos por (INETI, 2005) para a cidade de Lisboa (“Weather Data Sources” em <https://energyplus.net/weather/sources#INETI>). Utilizou-se um sistema fotovoltaico de 1200W de potência de pico com um ângulo de inclinação de 40°. Os perfis de preço foram fornecidos pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia, (OMIE, 2019-2020), e representam valores do mercado diário de eletricidade grossista português em determinados dias de 2017. Não incluem o preço dos serviços de operação, transporte, distribuição e comercialização. Para comparar o impacto do perfil de produção renovável local usou-se dados de produção fotovoltaica correspondentes aos dias 20/3, 21/6, 23/9 e 21/12 de 2017, considerados representar a sua sazonalidade bem como com diferenças relevantes entre eles e ao comparar o dos preços os de 21/3, 1/8, 21/9 e 21/12, pelas mesmas razões. Para esbater o efeito do preço na primeira comparação fixa-se o de 21/9 que é o que exhibe a mais estreita gama de variação e na segunda para esbater o efeito da produção local, pela mesma razão fixa-se o perfil de produção de 20/3. Ver Tabela 2.

Tabela 2. Comparação do efeito da produção local à esquerda e do efeito do preço à direita

Alternativa aceite 1 (AA1)											AA2	AA3	
Poupança (%)	Mediana	Méd	Máx	Mín	Desv padr	Poupança (%)	Mediana	Méd	Máx	Mín	Desv padr	Mediana	
20/mar	3,3	3,3	3,3	3,0	0,08	21/mar	15,6	15,6	15,7	15,5	0,04	15,6	7,8
21/jun	26,0	25,9	26,4	24,9	0,36	01/ago	9,4	9,3	9,5	8,8	0,15	9,4	1,5
23/set	29,1	29,0	29,3	27,8	0,34	21/set	3,3	3,2	3,3	3,0	0,09	2,3	2,6
21/dez	25,2	25,1	25,8	23,1	0,55	21/dez	21,7	21,7	22,3	20,9	0,31	21,7	4,1

Note-se que em qualquer das duas comparações acima a poupança claramente menos significativa surge da curva (da variável em exame) com a menor amplitude de variação: o procedimento seguido acusa aqui a falta de intervalos que possam orientar recolocações muito vantajosas. Por outro lado, vê-se aqui como dois conjuntos diferentes de 90 resultados (20/3 à esquerda e 21/set à direita, com AA1), que diferem nas sequências aleatórias feitas, têm leituras estatísticas concordantes, revelando o benefício que atrás se disse esperar desta opção. Ainda no lado direito da Tabela 2, nas duas colunas mais à direita, a rigidez de gestão ao restringir as recolocações possíveis, dos 4 equipamentos com maior flexibilidade horária, à primeira metade do dia (AA2) mostra-se bem menos gravosa do que se elas se limitarem à segunda metade (AA3), conservando-se os respetivos desvios padrão dentro da mesma gama já observada. Isto é concordante com as recolocações que se vê o modelo privilegiar no caso dos referidos 4 equipamentos e em face dos cenários de produção local e preços de mercado selecionados: geralmente para a primeira metade do dia. Por fim, vê-se o impacto dos GDM exigidos, aplicando o mesmo GDM (1, 2 ou 3 c€/kWh) a qualquer copecel recolocado, em três cenários: A com perfis de preço e produção do dia 21 de dezembro, B com preço e produção dos dias 21 e 20 de março, respetivamente, e o C com preços e produção dos dias 21 de setembro e 20 de março, respetivamente, esperando-se poupanças decrescentes de A para B e de B para C. (Resultados na Tabela 3)

Naturalmente os GDM reduzem o ganho líquido tanto mais quanto maior o valor exigido. Ganhos líquidos negativos, obviamente inviabilizam as respetivas agendas por ser insuficiente o ganho líquido atingido.

Tabela 3. Comparação do efeito dos GDM no ganho líquido

Ganho Líquido (%)	Cenário A				Cenário B				Cenário C			
	Mediana	Méd	Máx	Mín	Mediana	Méd	Máx	Mín	Mediana	Méd	Máx	Mín
0 c€/kWh	29,1	29,0	29,3	27,8	15,6	15,6	15,7	15,5	3,3	3,2	3,3	3,0
1 c€/kWh	24,7	24,6	24,9	23,4	11,4	11,4	11,8	9,7	0,2	0,0	0,2	-0,7
2 c€/kWh	20,4	20,2	20,8	19,0	7,2	7,3	8,0	3,8	-2,9	-3,2	-2,9	-4,3
3 c€/kWh	16,0	15,9	17,1	14,6	3,0	3,1	4,1	-2,1	-6,0	-6,4	-6,0	-7,9

## COMENTÁRIOS FINAIS

Com este trabalho, o consumidor final ganha uma base de partida para fundamentar a avaliação da flexibilidade que pode disponibilizar, vista do seu próprio sistema de preferências: os custos que para ele próprio podem resultar. Constitui por isso um importante contributo para a sua capacitação para a participação nos mercados energéticos. Por outro lado, este sistema de racionalização de prioridades e flexibilidades possíveis pode evoluir para um sistema comumente aceite entre diversos clientes do mesmo agregador e, nessa medida, ajudar a gerir os consumos a nível duma comunidade de energia. Apesar de não ilustrado nas simulações aqui retratadas, os ganhos diferenciais mínimos (GDMs) são passíveis de serem utilizados de forma mais sofisticada: valores de GDM diferentes para equipamentos diversos e para diferentes horários alternativos, visto nada obrigar a definir alternativas de horários comuns à generalidade da população de equipamentos considerados. Por outro lado, havendo GDMs diferentes para as alternativas de horário de utilização de dado equipamento, isso define níveis de preferência diversificados entre essas alternativas, permitindo gradualmente aumentar a sofisticação da gestão dessas preferências. Um outro aspeto a investigar consiste nas configurações do problema para as quais se poderá revelar interessante integrar na função objetivo da pré-otimização os ganhos diferenciais, sem com isso se prejudicar o compromisso visado entre o tempo de cálculo e o grau de otimização conseguido. Note-se que o exame estatístico dos resultados de um elevado número de agendas otimizadas de consumo para o dia seguinte permite concluir, de forma mais robusta, quanto ao funcionamento adequado do algoritmo desenvolvido, permitindo um elevado grau de confiança, que assim motiva a continuação do desenvolvimento destes procedimentos.

Alguns pontos que futuramente importa abordar com maior detalhe por forma a identificar a resposta mais adequada, consistem em:

- se um *copecel* não prioritário exibir flexibilidade na colocação temporal mediante a exigência de um GDM, este deve ser incluído na avaliação da satisfação da restrição do seu preço limite, se essa opção de flexibilidade for exercida;
- na secção da “Metodologia” foi mencionada a necessidade de se incluir, na descrição da flexibilidade, a interruptibilidade da operação dum equipamento, sem dano; contudo, este poderá ser equacionado pelo algoritmo desde que esteja quantificado, sob a forma, por exemplo, de um desgaste adicional: poderá ser incluído no GDM a exigir, se a interrupção resultar de uma decisão solicitada por este algoritmo.

## AGRADECIMENTOS

Cabe aqui um reconhecido agradecimento ao LNEG pelo apoio da sua estrutura técnico-científica e pelo acolhimento logístico e institucional que tornaram possível este trabalho e a preparação deste artigo. Agradece-se também à FCUL e ao Coordenador do MIEEA, onde se integrou a referenciada dissertação de Mestrado.

## REFERÊNCIAS

1. International Energy Agency. (2020). <https://www.iea.org/topics/energyefficiency/buildings/>
2. Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital. (2017). Plan Nacional De Acción De Eficiencia Energética 2017-2020, 224. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es\\_neap\\_2017\\_es.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_neap_2017_es.pdf)
3. European Commission. (s. f.). HORIZON 2020 – WORK PROGRAMME 2018-2020. [http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2018-2020/main/h2020-wp1820-intro\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2018-2020/main/h2020-wp1820-intro_en.pdf)
4. Parlamento Europeo y del Consejo. (2012). Directiva 2012/27/UE del parlamento Europeo y del Consejo relativa a la eficiencia energética. Diario Oficial de la Unión Europea. <https://www.boe.es/doue/2012/315/L00001-00056.pdf>
5. Instituto Nacional de Estadística (INE). (2012). Censos de Población y Viviendas 2011. [https://doi.org/http://www.ine.es/censos2011\\_datos/cen11\\_datos\\_resultados.htm](https://doi.org/http://www.ine.es/censos2011_datos/cen11_datos_resultados.htm)
6. Gobierno de España. Real Decreto 2429/1979, del 9 de julio, por el que le aprueba la norma básica de edificación NBE-CT-79, sobre condiciones térmicas en los edificios, Boletín Oficial del Estado (1979). <https://www.boe.es/boe/dias/1979/10/22/pdfs/A24524-24550.pdf>

7. Varela S., Viñas C., Rodríguez A., Aguilera P. (2018). Análisis del comportamiento térmico del Sistema SATE: Edificio rehabilitado en Madrid. *Anales de Edificación* 4(4), 35-41.
8. López Rodríguez F., Cuadros F., et al. (2011). PETER Building: An example of bioclimatic building and integration of renewable energies into the edification. *Dyna Ingeniería Industrial* 86, 212-221.
9. Munarim U., & Ghisi E. (2016). Environmental feasibility of heritage buildings rehabilitation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 58, 235-249.
10. Rodríguez A., Martínez M. D., González A., Ferreira P., & Marrero M. (2017). Building rehabilitation versus demolition and new construction: *Economic and environmental assessment*. *Environmental Impact Assessment Review* 66, 115-126.
11. Li W., Zhou Y., Cetin K., Eom J., Wang Y., Chen G., et al., (2017). Modeling urban building energy use: a review of modeling approaches and procedures. *Energy* 141, 2445-57.
12. Soutullo S., Giancola E., Franco J.M., Boton M., Ferrer J.A., Heras M.R., (2017). New simulation platform for the rehabilitation of residential building in Madrid. *Energy Procedia* 122, 817-22.
13. RehabilitaGeoSol. (2020). <http://projects.ciemat.es/es/web/rehabilitageosol/>
14. Ministerio de Fomento. Documento básico HE: Ahorro de Energía (CTE), Gobierno de España. (2020). <https://www.codigotecnico.org/> [15 March 2020].
15. Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico. Documentos reconocidos de Energía y Desarrollo Sostenible, Gobierno de España. (2020). <https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/Paginas/certificacion.aspx>





**EL ROL DEL CIUDADANO EN EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO, PARA CONSOLIDAR PROCESOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE.****Peña L.\*, Herrera L.\*\***

\* Departamento de Arquitectura de la Universidad Autónoma de Ciudad Juárez, Av Plutarco Elías Calles 1210, Ciudad Juárez, Chihuahua, C.P. 32310, México, e-mail: [lpena@uacj.mx](mailto:lpena@uacj.mx)

\*\* Departamento de Arquitectura de la Universidad Autónoma de Ciudad Juárez, Av Plutarco Elías Calles 1210, Ciudad Juárez, Chihuahua, C.P. 32310, México, e-mail: [luisht115@hotmail.com](mailto:luisht115@hotmail.com)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.1116>

**RESUMEN/RESUMO**

Los procesos de aplicación de energías renovables en el sector habitacional en México aún muestran limitado crecimiento, debido a que se carece de los conocimientos y del involucramiento de los usuarios, que aprovechen el uso de estos sistemas mediante una adecuada habilitación, lo que impactaría su situación económica. Es decir, ya que únicamente se ha favorecido la venta de productos que terminan siendo desechados cuando dejan de funcionar.

El interés de la aplicación de renovables en los hogares es una estrategia que tendría mayor impacto en el ahorro de energía para familias de escasos recursos y que actualmente padecen pobreza energética. Tan solo en México se considera que 36.7% de los hogares están en esta condición. La metodología que se plantea es de tipo mixto ya que considera el método cuantitativo que hace referencia al uso de encuestas, gráficos, imágenes y/o mapeos. Los resultados reflejan un incipiente uso de alternativas para el ahorro energético y un incremento en el negocio de venta de aditamentos para las viviendas.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** gestión social, ahorro y pobreza energética

**ABSTRACT**

The processes of application of renewable energies in the housing sector in Mexico still show limited growth, due to the lack of knowledge in the non-involvement of users, using this systems in adequate matter, good impact their economic situation in a positive way. In other words since the sale of products that end up being discarded when they stop working has only been favored.

Debt interest in applying the use of renewable energy in homes is a strategy that would have a greater impact on saving energy for families with limited resources and who currently suffer from energy poverty. Only in Mexico is it considered that 36.7% of households are in this condition. The methodology that is proposed is of a mixed type since it considers the quantitative method that refers to the use of surveys, graphs, images and / or maps. The results reflect an incipient use of alternatives for energy saving and an increase in the business of sale of accessories for homes.

**KEYWORDS:** social management, environmental habitability, energy saving and poverty

## INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

En la aplicación de sistemas renovables en los hogares es una estrategia que tendría mayor impacto en la economía familiar y nacional si el interés se centrara en el ahorro de energía para los hogares de escasos recursos y que actualmente padecen pobreza energética. Esto significa que la estrategia se convierta en una política social que a largo plazo modifique las conductas de disminución de emisiones en todo el país, evitando que solo sea un programa de venta a sectores pudientes.

En México se considera que 36.7% de los hogares está en pobreza energética (García y Graizbord, 2016). Aspecto que se comprueba con el incremento de uso de energía térmica (leña, carbón vegetal o petrolíferos del 14.5% al 27% entre 1995 y 2015. Es decir, muchos hogares han vuelto a emplear energéticos que tiene un elevado efecto en la contaminación ambiental (CEPAL, 2018).

En los estudios sobre eficiencia energética en el país se tiene una reducción en el consumo de uso residencial en un 45.9%, mencionan que debido a que las políticas públicas en materia de eficiencia a partir de 1990 han tenido efecto y la aplicación de la Norma Mexicana de Eficiencia Energética (NOM-ENER), ya sea con mejores soluciones o por la sustitución de equipos y luminarias más eficientes. En 1995 el sector residencial consumía el 14% de la electricidad del país, en 2015 se incrementó al 27%. Los hogares se incrementaron de 20.3 millones en 1995 a 32.3 millones en 2015. La electricidad se suministraba en 1995 al 94.7% de estos hogares y en 2015 al 98.5%. (CEPAL, 2018).

El interés de esta investigación es identificar los principales problemas que enfrentan las familias para utilizar las energías renovables, teniendo en cuenta que la habilitación y capacitación de los usuarios puede incrementar de manera efectiva el uso eficiente de sistemas alternativos de ahorro de energía, evitando el consumo tradicional y propiciando en los hogares mayor solvencia y prácticas sostenibles.

Los resultados presentados corresponden a una investigación más amplia sobre habitabilidad ambiental realizada con recursos de la Comisión Nacional de Vivienda y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONAVI-CONACYT). Los conjuntos habitacionales que se estudiaron se ubican en las zonas periurbanas de tres ciudades en Mérida, Yucatán; Ciudad Juárez, Chihuahua y Mexicali, Baja California Norte, de México. En este caso se enfoca a la información de mediciones y la percepción que se tiene sobre el uso de energía, por iluminación en el espacio múltiple de la casa.

### Pobreza energética y vivienda.

La vivienda es el espacio donde las personas satisfacen necesidades físicas y psicológicas fundamentales, así como la función de habitar, que debe proveer seguridad, habitabilidad, salubridad, así como infraestructura básica, para poder desarrollar las actividades diarias que se vinculan con el estilo de vida de las personas que la habitan. (Organista, 2015). Teniendo en cuenta esto, se identifican distintas formas de habitar, las familias se organizan para beneficiarse

En las prácticas observadas en los hogares que fueron encuestados, se busca evitar elevados pagos de energía, evitando consumirla, mediante el control de apagadores o al eliminar focos en las áreas de uso, al desconectar aparatos; esto expresa la situación de carencias que tienen y que la casa que se habita resulta onerosa para sus ocupantes.

“En México existen 12.4 millones de hogares (43.4% del total) en situación de pobreza energética” menciona el investigador Rigoberto García del Colegio de la Frontera Norte en Nogales, Sonora, México; registrando una mayor concentración en las zonas urbanas, el 27.5% y en el ámbito rural, 16%. (2014:1).

La pobreza energética se establece cuando una familia no puede pagar los servicios de energía que requiere para resolver las necesidades domésticas, y/ o cuando “se ve obligado a destinar una parte excesiva de sus ingresos” para sufragarlos. También, se vincula a la incapacidad de mantener una vivienda a la temperatura que provea confort en verano o en invierno, debido al alto costo que esto significa para las familias (ACA, 2012:1).

Según la Asociación de Ciencias Ambientales (ACA), la pobreza energética se deriva de una “combinación de ingresos bajos, precios de la energía doméstica en aumento y deficientes niveles de eficiencia energética en viviendas”. Se observa que los habitantes resuelven de manera individual su condición de pobreza energética, al ocupar viviendas que han incrementado los costos en transporte, seguridad, educación, etc., así como en el mayor pago de energía porque los espacios están mal diseñados y la iluminación es insuficiente.

El comportamiento de los habitantes en cuanto al uso de aditamentos ahorradores aún requiere de una base cultural que arraigue como costumbre el ahorro en el consumo, que si atendiera los usos y costumbres, la capacidad de involucramiento y organizativa en el ámbito colectivo, así como la accesibilidad a equipos y aditamentos eficientes, a partir de una política de interés social, se podrían revertir prácticas que empobrecen por aquellas que facilitan el acceso con principios de equidad y sostenibles.

Se observó que una medida para economizar en los hogares encuestados es no contar con lámparas en los espacios y desconectar equipos indispensables como el refrigerador. Sin embargo, es necesario impulsar otras alternativas que aseguren la disminución del consumo, ya sea la limpieza, el mantenimiento y la “actualización perdurable”; e incluso el uso de equipo más eficiente mediante programas de “renovación asistida”.

En México, los propietarios de la vivienda económica son el sector más pobre de los trabajadores asalariados que puede acceder al financiamiento del INFONAVIT, este crédito implica entre el 20% a 30% del ingreso salarial, lo

que tiene impacto en las posibilidades de resolver todas sus necesidades con sólo el 70% de ese ingreso, para una familia de 4 integrantes, aproximadamente.



Figura 1. Vivienda en Ciudad Juárez, Chihuahua México. Figura 2. Vivienda en Mérida, Yucatán, México. Figura 3. Vivienda en Mexicali, Baja California Norte, México. Fuente: Peña, 2018.

### Obsolescencia y sustitución

En las ciudades de la frontera con Estados Unidos de Norteamérica, es común contar con negocios que introducen al mercado equipo y materiales que han sido descontinuados en el mercado norteamericano, teniendo que en la mayoría de las viviendas se encuentran lavadoras, refrigeradores, cafeteras, estufas, licuadoras, etc... de los equipos y enceres del hogar, siendo productos de modelos viejos. Estos generalmente, aunque funcionan bien ni cuentan con los avances de ahorro energético que ofrecen las nuevas mercancías. Por ello, identificar aquellos equipos o aditamentos que presentan obsolescencia, contribuye a la disminución del consumo. Menciona el Instituto de Renovetec de Ingeniería del Mantenimiento (IRIM, 2016: video serie) que existen las siguientes razones para sustituir el equipo en una empresa:

- 1) Cuando desde el inicio el producto no funciona adecuadamente debido a que no se ha seleccionado bien o está mal diseñado para su uso adecuado.
- 2) El estado de daño o degradación que presenta e equipo ya sea por no tener mantenimiento o porque ha estado operando mal.
- 3) El equipo puede ser sustituido por un nuevo equipo más eficiente y con tecnología más avanzada.
- 4) La falta de suministros de repuesto ya sea porque ya no existe el proveedor o esta descontinuado.

Estas razones pueden ejemplificarse en la situación de los hogares en sectores populares que ha adquirido mercancía barata o en oferta siendo en muchos casos productos que están por salir del mercado. A veces esos precios cuentan con poca ventaja ya que es más cara su operación o reparación a largo plazo.

En iluminación se observan prácticas de sustitución de luminarias eficientes por las más económicas (incandescentes) debido a que las personas desconocen los beneficios de ahorro a largo plazo, y sus ventajas en la salud al influir en el “rendimiento visual, estado de ánimo y motivación de las personas” (Raitelli, 8:2).

El diseño del alumbrado depende del espacio y actividades que en este se realizan, es general y se caracteriza por “proveer una iluminación uniforme en todo el espacio ya que las luminarias se distribuyen en planta de forma regular” (Raitelli, cap 8: 5). En estos casos se incrementa el consumo, ya que se requiere adicionar lámparas para las diferentes tareas. Es decir, se considera únicamente el costo inicial y no el costo de mantenimiento a largo plazo por falta de adecuación.

En invierno también se encuentran deficiencias en el funcionamiento de calefacciones, calentadores de gas y eléctricos, así como calentadores de leña que son muy comunes en las zonas de la periferia de la ciudad, aumentando las emisiones de GEI en tiempo de frío, y los ocupantes están en riesgo por contaminación del aire interior.

### METODOLOGÍA

La metodología que se plantea es de tipo mixto ya que utiliza el método cuantitativo para la elaboración de matrices, mapeos y gráficas que aporten a la identificación de la localización de la pobreza energética en la ciudad. El método cualitativo para conocer la percepción que las personas realizan para disminuir o mitigar la falta de ingresos para pagar la energía

El método de trabajo se dividió en tres apartados: 1) Trabajo de Campo, a partir de la determinación de las áreas de estudio, los criterios de selección de casos, diseño de muestra, se visitaron los sitios para la aplicación de la encuesta. 2) Variables e instrumentos, se definen para medir la habitabilidad lumínica, con equipo (luxómetro) y recolección de información; el equipo se define conforme la Norma. 3) Análisis de resultados: se establecieron los parámetros y métodos de análisis y comparación de los mismos, para su explicación.

La muestra por ciudad se estimó con un nivel de confianza de 95 %, margen de error del 5%, y probabilidad de ocurrencia del 30%. En Ciudad Juárez se consideró una población de 5,454 viviendas, la muestra calculada fue de 216 casos, después de eliminar el porcentaje de casas abandonadas. En el caso de Mérida, fueron 5,961 viviendas, la muestra estimada de 330 casos. En Mexicali, la muestra estimada fue de 225 encuestas, de las cuales sólo fueron válidas 214. Tomando en cuenta a Triola (2004) una deficiencia del 5% es aceptable. Se puso especial atención en la

aplicación de encuestas y que los instrumentos de medición (luxómetro) funcionaran adecuadamente durante el monitoreo.

Se hace un registro de los resultados de la iluminación que se tienen de la investigación CONAVI-CONACYT que mediante el análisis comparativo sirven para entender las condiciones de pobreza energética de cada ciudad.

En el análisis de resultados se utiliza un método comparativo entre sectores y ciudades que aporte acciones emprendidas o por emprender mediante la comprensión y elaboración de estrategias que puedan disminuir la pobreza derivada por el alto consumo de energía (eléctrica, gas, térmica, entre algunas).

Finalmente se procede al análisis de la percepción de los habitantes a partir de los resultados de opinión que por triangulación de datos cuantitativos y de percepción aporten a la reflexión del éxito o fracaso en estos hogares de la aplicación de sistemas alternativos de energía renovable. Se parte del supuesto de que la apropiación social del conocimiento en la aplicación de sistemas renovables de fuentes de energía es posible si se desarrolla un programa de habilitación en el conocimiento y habilitación del uso y conservación de estos, lo que podrá incrementar el impacto con la disminución de GEI, al contar con un programa de obsolescencia programada, un modelo de renovación asistida y un plan de actualización de la vivienda.

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados que se identifican sobre la percepción de los ocupantes respecto a las condiciones de iluminación se analizan comparativamente con la opinión y la medición (luxes) obtenida en el espacio múltiple que tienen estas casas. Es decir que la “habitabilidad lumínica tiene como objetivo asegurar los niveles óptimos de iluminación en los espacios habitables” (Bojórquez, 2017).

En cuanto a la percepción de los ocupantes, se tuvieron resultados favorables respecto a la eficiencia de la luz natural que reciben sus casas, siendo como buena en Ciudad Juárez y Mérida, entre el 60% y 79%; en el caso de Mexicali, como regular y buena el 21% y 50%, respectivamente. En cuanto a la percepción de la iluminación artificial es evaluada entre el 60% y 79% como buena, según lo muestra la Tabla 1.

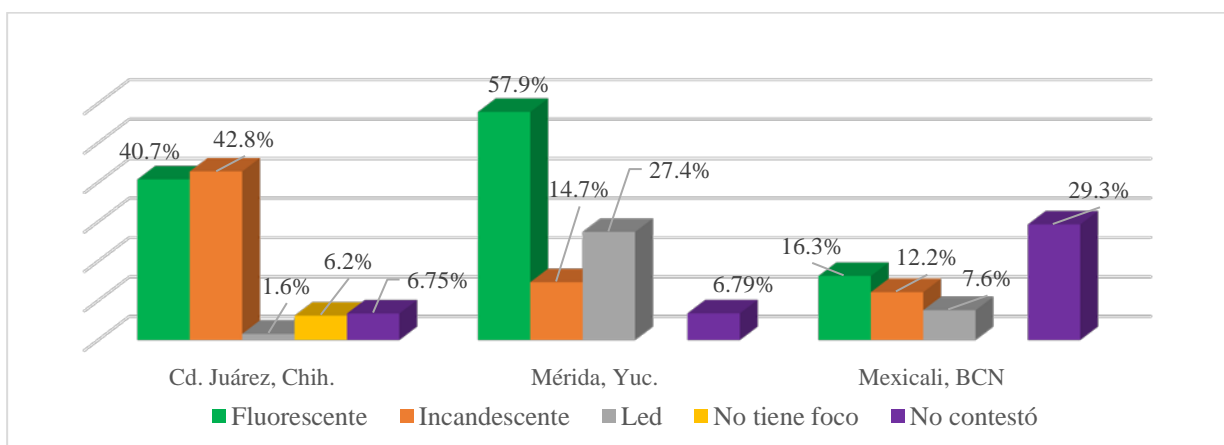
Tabla 1. Percepción de los ocupantes sobre la calidad de la iluminación en el interior de la vivienda.

Percepción de los ocupantes	Pésima	Mala	Regular	Buena	Excelente	Ciudad del estudio
Percepción de la luz natural en ese momento	0.9	4.2	17.6	<b>63.9</b>	11.6	Ciudad Juárez, Chihuahua
	0.3	0.9	18	<b>75</b>	5.8	Mérida, Yucatán
	3.7	8.4	<b>39.7</b>	<b>49</b>	7	Mexicali, Baja California Norte
Percepción de la luz natural en general	1.4	6.6	13.4	<b>65.7</b>	12	Ciudad Juárez, Chihuahua
	0.3	0.6	16.2	<b>76.8</b>	6.1	Mérida, Yucatán
	3.7	7	<b>33.6</b>	<b>50.9</b>	4.6	Mexicali, Baja California Norte
Percepción de la luz artificial en general	0.9	3.2	<b>21.3</b>	<b>60.6</b>	12	Ciudad Juárez, Chihuahua
	0.3	1.5	11.6	<b>79.3</b>	7.3	Mérida, Yucatán
	0.9	6	<b>27.1</b>	<b>62.1</b>	3.7	Mexicali, Baja California Norte

Fuente: Elaboración propia con información de 760 encuestas aplicadas en las tres ciudades.

Fuente: Elaboración propia.

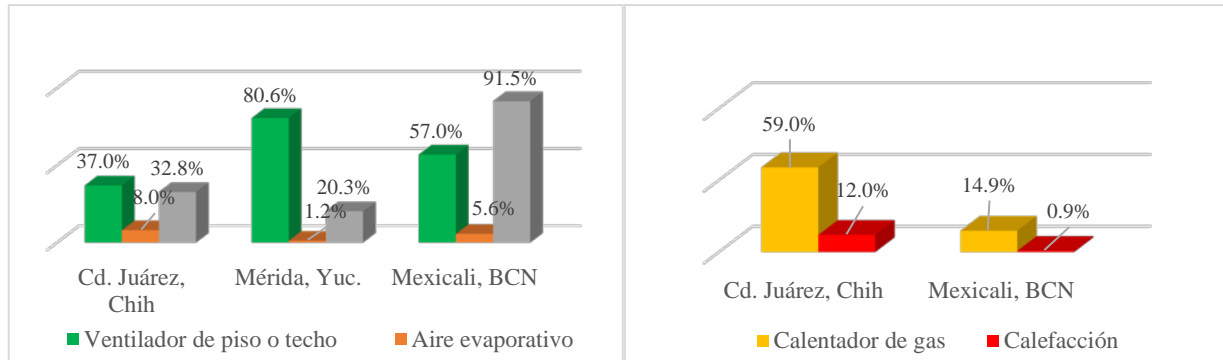
En los resultados se tienen en cuenta aspectos de satisfacción y necesidades de los usuarios que aporten a la habilitación y capacitación en el uso de recursos renovables, teniendo en cuenta ecotecnologías y no únicamente aditamentos, que permitan a estos tomar decisiones en favor de un consumo moderado y ahorrador.



Gráfica 1. Tipo de luminarias en el espacio múltiple de las Viviendas de Ciudad Juárez, Chih.; Mérida, Yuc., y Mexicali, BCN. Fuente: Elaboración propia.

En los esfuerzos de proveer aditamentos que logren el ahorro energético se otorgan las viviendas con lámparas tipo Led, misma que en los registros realizados en la visita a viviendas se obtuvo un porcentaje entre el 2% y el 27%, considerando iluminación ahorradora (Led, fluorescente o halógena) fue del 39.4% en Cd Juárez, Chih.; 85.3% en Mérida, Yuc. y el 23.9% en Mexicali, BCN (ver gráfica 1).

Otro factor de pobreza energética es no poder acondicionar el ambiente de la vivienda en situaciones de calor o frío extremo, por ello se registró que, en las tres ciudades con clima cálido, se utiliza el ventilador en Mérida y Mexicali, con el 80.6% y 57.0% de los encuestados respectivamente. En el caso de ciudad Juárez, menos del 40% de las casas adaptan en verano con ventilador o aire acondicionado, a pesar de que el mini Split (aire acondicionado seco) se ha introducido en la hipoteca verde del financiamiento INFONAVIT. En Mexicali se registra el uso de este equipo en el 91.5% de las casas (ver gráfica 2).



Gráfica 2. Equipo utilizado en periodo cálido

Gráfica 3. Equipo utilizado en periodo frío en el norte del país.

Fuente: Elaboración propia.

En el periodo de invierno el 59% y el 12% tenía calentador y calefacción en Juárez, lugar con temperaturas de hasta menos 15°C, es decir más del 31% padece frío. En Mexicali, reportaron el 14.9% y 0.9%, el uso de calentador y/o calefacción respectivamente, lugar menos frío (ver gráfica 3).

En los estudios sobre eficiencia energética en el país se tiene una reducción en el consumo de uso residencial en un 45.9%, mencionan que debido a que las políticas públicas en materia de eficiencia a partir de 1990 han tenido efecto en la aplicación de la Norma Mexicana de Eficiencia Energética (NOM-ENER), ya sea con mejores soluciones o por la sustitución de equipos y luminarias más eficientes.

Según la CEPAL (2018), existe una disminución en el consumo de electricidad de 85.5% a 73% en el periodo de 1995 al 2015, en el sector residencial; así como un incremento de la energía térmica (leña, carbón vegetal o petrolíferos) que pasó del 14.5% al 27% en el mismo periodo. Esto hace inferir que hay cambios en el comportamiento de consumo en los hogares. Lo que supone que las familias consumen menos energía, porque han dejado de utilizarla, debido a que se ven imposibilitados en pagarla, es decir porque existe pobreza energética.

### Enfoques participativos para mitigar la pobreza energética

Los enfoques que se busca desarrollar en los habitantes son: de capacitación; de exclusión o ignorancia y de colaboración.

- Enfoque de capacitación: las familias desconocen las ventajas y beneficios de tipo económico, social y ambiental en el uso de recursos renovables, por ello la trascendencia de contar con material didáctico y talleres que los familiaricen con estas tecnologías.
- Enfoque de exclusión: en este caso las personas no tienen interés en conocer la información facilitada y por ello se excluyen de los beneficios del uso de energía limpia, aspecto lamentable que no les exime de padecer pobreza energética.
- Enfoque de colaboración: las personas aceptan beneficiarse con sistemas renovables después de recibir la capacitación en su uso, y se vuelven multiplicadores y dispersores del conocimiento adquirido.

En los enfoques se incorporan indicadores de tipo económico, social y ambiental que contribuyan a la habilitación y capacitación de los usuarios, que les permitan tomar decisiones asertivas y con mayor satisfacción a las necesidades básicas respecto al consumo y ahorro de energía.

Se toma conciencia y se hace énfasis en la importancia de proponer un sistema de confinamiento final de los desechos mediante programas y alternativas para estudios subsecuentes.

### CONCLUSIONES

Los programas de disminución del consumo energético en los hogares se establecen a partir de la adquisición de aditamentos que generalmente pueden ser eliminados para su reposición por menos efectivos. Por ello, el factor

educativo mediante la difusión del impacto y beneficios en el consumo, contando con opciones de asesoría para la toma de decisiones difícilmente se podrá arraigar una cultura del uso de otras alternativas.

En algunos casos han sido utilizados y distribuidos dípticos entre los residentes que apoyen la formación en el uso de mejores tecnologías, aditamentos de ahorro y reposición de equipo obsoleto; sin embargo, aún se tienen prácticas de uso y conexiones de alto consumo que no se puede equiparar el beneficio en corto plazo.

Se observa que una medida de economizar es no contar con lámparas en los espacios y desconectar equipos indispensables como el refrigerador; sin embargo, es necesario impulsar otras alternativas que aseguren la disminución del consumo, ya sea la limpieza, el mantenimiento y la actualización permanente.

Es importante contar con el diagnóstico de la obsolescencia energética, porque permitirá evaluar el grado de pobreza en que habitan las familias las viviendas adquiridas en los últimos 20 años y que corresponde a una investigación posterior, valorando la emergencia de programas que combatan el alto consumo por instalaciones inadecuadas, equipos obsoletos y falta de opciones nuevas en el mercado.

La participación e involucramiento de los habitantes permite promover una cultura de la información mediante el conocimiento y reflexión de alternativas de ahorro que sean de bajo costo y con ello promover la importancia de contar con el derecho a la energía.

En la forma de apropiación social del conocimiento se considera que un modelo comunitario que promueva opciones que disminuyan la obsolescencia, propicien la renovación asistida y la actualización perdurable, puede introducir alternativas participativas con miras a el arraigo de prácticas que disminuyan la pobreza energética.

#### REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

ACA, (2012) Que es la pobreza energética. En Asociación de Ciencias Ambientales. Consulta 18/07/2018. Página: <https://www.cienciasambientales.org.es/docpublico/pobrezaenergetica/Ficha1.pdf>

Bojórquez-Morales, Gonzalo (2017) Reporte sobre habitabilidad ambiental. En Reporte final de la Investigación CONAVI-CONACYT, noviembre, Inédito. México: Universidad Autónoma de Yucatán.

CEPAL (2018) Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de México, 2018. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. México: Publicación de las Naciones Unidas. Consulta 9/07/2018, en página:

[https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/43612/1/S1800496\\_es.pdf](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/43612/1/S1800496_es.pdf)

García, R. y Graizbord, B. (2016) Caracterización espacial de la pobreza energética en México. Un análisis a escala subnacional. *Economía, Sociedad y Territorio*, vol. XVI, núm. 51, pp. 289-337.

García, Rigoberto (2014) Comprendiendo la pobreza energética. En Jornadas de Planificación CEPAL. Publicado por Colef Press viernes 20 de junio. México: Colegio de la Frontera Norte. Consulta 12/07/2020, en página: <https://www.colef.mx/saladeprensa/?p=19749>

IRIM (2016) Mantenimiento 3.0, Capítulo 13. Gestión de la obsolescencia de los equipos. En Guía de medidas preventivas. España: Instituto de Renovetec de Ingeniería del Mantenimiento. Consulta 23/09/2020 en página: <http://www.renovetec.com/irim/2-uncategorised/154-las-medidas-preventivas>

Organista, M. (2015). Habitabilidad en la vivienda de Interés Social de Ensenada. Baja California. Propuesta de Instrumento de diseño. Tesis de Maestría no publicada, Facultad de Arquitectura y Diseño, Instituto de Ingeniería, Universidad Autónoma de Baja California.

Raitelli, M. (s/a) Capítulo 8. Diseño de Iluminación de Interiores. En Manual de diseño de iluminación de interiores. Pp.1-35 Consulta 16/07/2020. Página: <http://www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion/cap08.pdf>

Triola, M. (2004) Probabilidad y estadística. España: Pearson Educación

**CONVERSÃO DE EDIFÍCIOS EXISTENTES EM NZEB ATRAVÉS DA INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, DE MICRO-REDES E DE SOLUÇÕES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**

**Estanqueiro A.\*, Joyce A.\*, Aelenei L.\*, Facão J.\*,  
Rodrigues C.\*, Loureiro D.\*, Teixeira J.\*, Correia J.\*, Ramalho A.\*, Camelo S.\*  
Santos Silva C.\*\* e Costa Neto R.\*\***

\* LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia Estrada do Paço do Lumiar, 1649 - 038 Lisboa,  
PORTUGAL, Edifício C, [ana.estanqueiro@lneg.pt](mailto:ana.estanqueiro@lneg.pt)

\*\* IST – Instituto Superior Técnico, Departamento de Engenharia Mecânica, Avenida Rovisco Pais 1049 - 001,  
Lisboa, Portugal, [carlos.santos.silva@tecnico.ulisboa.pt](mailto:carlos.santos.silva@tecnico.ulisboa.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies.2020.2.1117>

**RESUMO**

O Projeto IMPROVEMENT “Integration of combined cooling, heating and power microgrids in zero-energy public buildings under high power quality and continuity of service requirements” é um projeto financiado pelo Programa INTERREG SUDOE, de cariz marcadamente multidisciplinar e que reúne competências da área de integração e modelação de sistemas energéticos, da gestão de energia em edifícios, de energias renováveis, micro-redes inteligentes e sistemas de monitorização e gestão de consumo. Tem ainda como objetivo geral renovar edifícios públicos existentes, convertendo-os em edifícios com necessidades de energia quase nulas (NZEB), e para tal integra micro-redes com fontes renováveis e geração combinada de calor, frio, eletricidade, equipadas com sistemas de armazenamento.

**PALAVRAS-CHAVE:** Gestão de Energia em Edifícios, Micro-redes, Integração Energética, trigerção, NZEB

**ABSTRACT**

IMPROVEMENT Project “Integration of combined cooling, heating and power microgrids in zero-energy public buildings under high power quality and continuity of service requirements” is a project financed by the INTERREG SUDOE Program, with a strong multidisciplinary character combining skills in integration and modeling of energy systems, energy management in buildings, renewable energy, smart micro-grids and energy consumption monitoring and management systems. It also has as a general objective to renovate existing public buildings, converting them into buildings with almost zero energy needs (NZEB), and for this purpose it integrates micro-grids with renewable sources and combined cold, heat and power generation (CCHP), equipped with storage systems.

**KEYWORDS:** Energy Management in Buildings, Smart micro-grids, Energy systems integration; trigeneration, NZEB

## INTRODUÇÃO

Contribuir decididamente para a promoção da eficiência energética, da integração das energias renováveis e da mitigação dos efeitos das alterações climáticas, são as metas prioritárias estabelecidas pela União Europeia para o programa Horizonte (EU 2018/1999) 2030 e instituídos no Pacto Ecológico Europeu 2050 (EU 2019/640), para se alcançar as metas de 32% para as energias renováveis e de 32,5% para a eficiência energética. Dos Planos Europeus de Energia e Clima fazem parte as medidas de cada Estado-Membro (em Portugal, através do PNEC 2030) especificamente dirigidas para a reabilitação urbana, para a promoção da eficiência energética nos edifícios e para a integração das energias renováveis como estratégia de redução da dependência de combustíveis fósseis o alinhamento da economia nacional com uma trajetória de neutralidade carbónica.

O projeto IMPROVEMENT está perfeitamente alinhado com os objetivos Europeus definidos pelos planos nacionais de Energia e Clima, ao aplicar e validar novas abordagens para a renovação de edifícios públicos na região abrangida pelo programa Interreg SUDOE. As atividades deste projeto estão centradas na investigação e desenvolvimento de soluções tecnológicas que sejam económica, energética e ambientalmente sustentáveis para a conversão de edifícios (de serviços) existentes em edifícios de elevada eficiência energética, tendencialmente nZEB recorrendo a microredes e sistemas activos de gestão energética (consumo, produção local e armazenamento).

O edifício público selecionado pelo LNEG e pelo IST para constituir a unidade piloto e o estudo de caso português situa-se em Lisboa e foi construído na década de 1980 no "Campus do Lumiar", sendo identificado internamente como "Edifício C".

O Projeto IMPROVEMENT tem como principais objetivos;

- Melhorar a eficiência energética nos edifícios públicos, através de um sistema de geração de aquecimento e arrefecimento solar, e integração de técnicas ativas/passivas em edifícios com necessidades de energia quase nulas (NZEB);
- Assegurar um controlo de potência para micro-redes/sistemas isolados resistentes a falhas, segundo critérios de design de alta qualidade;
- Projetar um sistema de gestão de energia para micro-redes a partir de fontes renováveis (micro-eólica e PV) com um sistema híbrido de armazenamento de energia segundo critérios de degradação mínima, máxima eficiência e prioridade no uso de energias renováveis.

O piloto nacional está a ser desenvolvido e operacionalizado pelas equipas dos parceiros portugueses deste projeto, do IST e do LNEG, será alojado em instalações do LNEG no sentido de testar, validar e demonstrar um sistema de gestão para micro-redes de energia renovável com geração combinada de calor, frio, eletricidade e sistemas de armazenamento.

## PROJECTO IMPROVEMENT: CARACTERIZAÇÃO DO CASO DE ESTUDO PORTUGUÊS

O edifício público selecionado foi construído na década de 1980 no "Campus do Lumiar" e identificado internamente como "Edifício C", (Figura1).

Assim, numa primeira fase, preconiza-se reduzir as necessidades energéticas, avaliando se a integração de soluções passivas e a implementação de medidas de eficiência energética que conduzam a uma redução no uso de energia, aumento no conforto térmico por suavização flutuações da temperatura externa ao longo do dia e uma redução e /ou alteração no pico de carga.

Entre as medidas analisadas destacam-se ao nível da envolvente opaca, vãos envidraçados, estratégias de ventilação e sombreamento solar e ainda a utilização de Materiais de Mudança de Fase (PCM) aplicados em dois escritórios (Figura 3 a 5), por forma a armazenar ganhos passivos de energia solar e outros ganhos como calor latente, dentro de uma faixa de temperatura específica.

Ao nível dos sistemas ativos pretende-se instalar um sistema de trigeração com fontes renováveis: micro-eólica, solar térmica, e solar fotovoltaica (sistemas PV e PV-T)) assistido por uma bomba de calor, com armazenamento de energia sob a forma de calor e em baterias eletroquímicas. A substituição do sistema de iluminação artificial existente (que data da concepção/construção dos edifícios, i.e. início dos anos oitenta do século passado) por um de elevada eficiência também se encontra prevista.



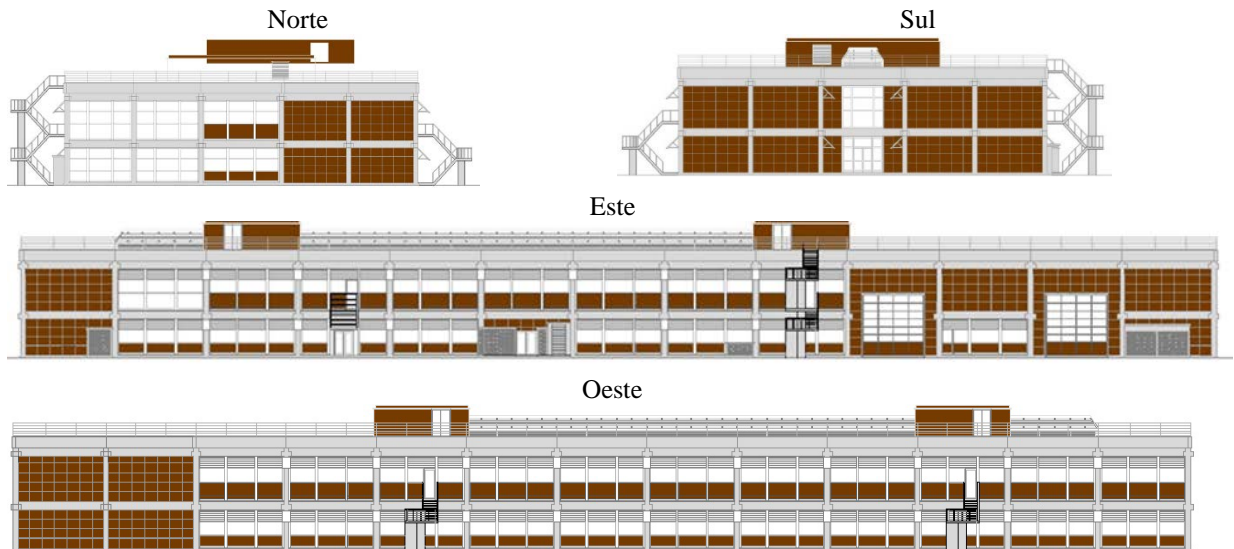


Fig. 1. “Edifício C”- fachadas.

As atividades de investigação passam pelo estudo e adoção de soluções que possam transformar a área piloto do edifício de serviços assinalada na Figura 2, num espaço com necessidades de energia quase nulas (NZEB).

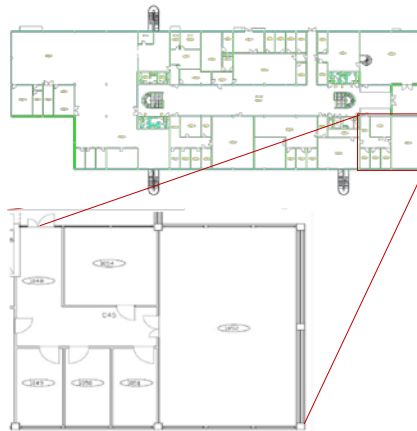


Fig. 2. Planta do piso 0 do “Edifício C”, com identificação da área a converter em NZEB, no âmbito do caso de estudo português.

### Caracterização da Envolvente do Edifício

A caracterização térmica da envolvente do edifício, Tabela 1 e Tabela 2, baseou-se na legislação nacional referente aos edifícios e no documento técnico (Pina dos Santos e Matias, 2006).

Tabela 1. Envolvente opaca exterior- coeficientes transmissão térmica ( $W/m^2 \text{ } ^\circ C$ )

Parede leve constituída por painéis exteriores e interiores em contraplacado de 8 mm, isolada com 50mm lã mineral	0,65
Parede dupla de tijolo, pano exterior de 0,11 m e pano interior de 0,07 m e 50 mm de lã mineral	0,53
Cobertura com laje de betão maciça (0,15 m), isolada exteriormente com XPS de 40 mm de espessura e revestida externamente com lajetas de betão de 35 mm, teto falso com uma espessura de 100 mm e	0,70

Tabela 2. Vãos envidraçados - propriedades

Vidro duplo incolor 4 mm + 4 mm	3,3 $W/m^2 K$
Fator solar do vidro	0,78
Fator solar com dispositivos de sombreamento	0,073



Fig. 3. Dispositivos de sombreamento existentes



Fig.4. Parede para aplicar Materiais de Mudança de Fase (PCM).



Fig. 5. Iluminação fluorescentes de primeira geração a ser substituída por LEDs.

No estudo do caso piloto, será utilizado o Programa de simulação dinâmica Energy Plus para validar as opções que vierem a ser preconizadas. Para tal, será construído um modelo representativo da situação de base, Edifício de Referência, com base na arquitetura e soluções construtivas do edifício, padrões de utilização e ocupação, potência instalada em sistemas de iluminação bem como características dos equipamentos existentes.

O Edifício de Referência será calibrado em termos do consumo anual de energia, após o que será possível proceder a uma avaliação do impacto e análise de sensibilidade das alterações de cada componente no desempenho energético do caso de estudo.

## A INTEGRAÇÃO DOS SISTEMAS ENERGÉTICOS

### Principais Componentes do Sistema Energético Integrado

O sistema de trigeriação renovável a implementar é composto em termos de produção de eletricidade por módulos fotovoltaicos (4,6 kW), coletores híbridos PV-T (0,7 kW) e uma pequena turbina eólica urbana (TURBan 2,5 kW). Cada um dos sistemas de energia será instalado na cobertura do edifício e ligado à rede de c.a. através de um inversor comutado pela rede adaptado à fonte de energia respetiva. A gestão do balanço de energia elétrica entre a geração variável (eólica e fotovoltaica), o armazenamento no banco de baterias com a tensão nominal de 48 V e uma capacidade de armazenamento C100 de 660 Ah e as necessidades de consumo, será implementada através de um inversor bidirecional de 4,2 kW. O sistema de produção de energia do piloto PT é mostrado na Figura 6.

O sistema de trigeriação renovável também inclui dois coletores híbridos PV-T (3 m<sup>2</sup>), armazenamento térmico de água quente sanitária (depósito 200 L), dois coletores solares térmicos planos (4 m<sup>2</sup>), acoplados a armazenamento térmico de água quente (depósito 300 L) e uma bomba de calor ar / água de 2,4 kW acoplada a um depósito de inércia de água 1000 L que permitem fazer o aquecimento ou arrefecimento do ambiente através de ventiloconvectores, nas zonas do edifício a climatizar. No período de inverno a energia solar captada, permite fazer o pré-aquecimento do fluido do depósito de inercia complementado na zona superior pela bomba de calor. O sistema térmico do piloto da PT é mostrado na Figura 7.

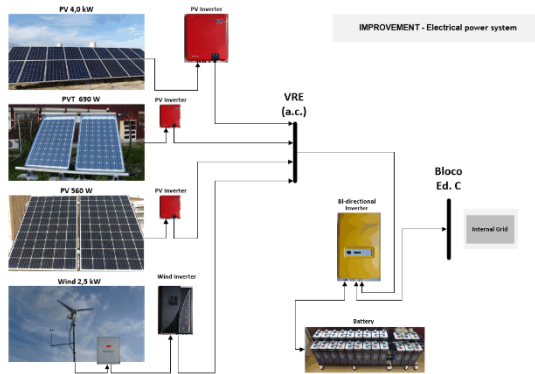


Fig. 6. Piloto PT - Sistema elétrico.

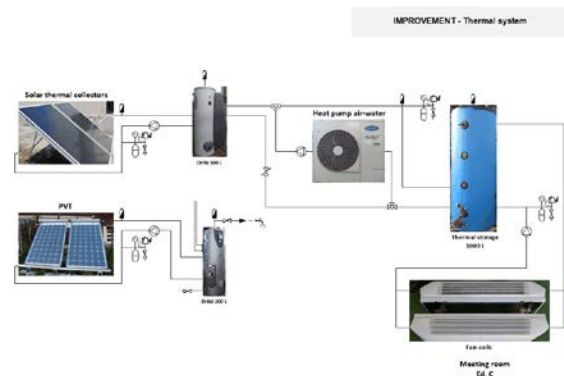


Fig.7. Piloto PT -Sistema térmico.

### Funcionamento dos sistemas térmico e elétrico

O sistema térmico deve estar bem interconectado e harmonizado com o sistema elétrico. Como o sistema térmico consiste numa bomba de calor, coletores solares térmicos e armazenamento térmico, os períodos de operação da bomba de calor são uma função da produção de eletricidade renovável disponível (PV e eólica), da carga térmica do edifício e do volume do armazenamento.

O sistema térmico em estudo é mostrado na Figura 7. Consiste numa bomba de calor, uma unidade de armazenamento térmico, sistema solar térmico de AQS com coletores planos e coletores híbridos de PVT e ventiloconvectores para fornecer aquecimento e arrefecimento ambiente. O sistema fotovoltaico e a turbina eólica geram eletricidade que pode ser consumida pela bomba de calor e por outros equipamentos elétricos do edifício ou armazenada nas baterias.

A implementação de bombas de calor com armazenamento de energia térmica parece ser uma solução promissora para atender ao aumento da procura de aquecimento e arrefecimento ambiente, além de promover uma rede de energia eficiente e de baixo carbono. Além disso, as tecnologias inteligentes oferecem a possibilidade de otimizar a programação das bombas de calor juntamente com o armazenamento de energia térmica.

### Sistemas de gestão integrada dos sistemas térmico e elétrico

Atualmente, existem muitas abordagens diferentes na literatura relacionadas com a gestão otimizada da energia em sistemas residenciais e de pequenos escritórios. Entre elas, as estratégias de controlo heurístico oferecem o método mais simples de gerir sistemas de energia. Os algoritmos baseados em heurística baseiam-se em regras simples que resultam do conhecimento empírico e que permitem resolver problemas discretos ou contínuos detalhados usando baixos recursos computacionais. Eles não podem garantir a otimização, mas podem gerar soluções razoavelmente próximas do ideal global. Sánchez et al. [4] desenvolveram um novo algoritmo de controle heurístico (HCA) para otimizar a gestão da bomba de calor com muito pouco esforço computacional, aprimorando o autoconsumo fotovoltaico e minimizando os custos operacionais de uma casa unifamiliar suíça típica equipada com uma variável de 1 kW AWHP de elevada velocidade, uma unidade de armazenamento DHW de 600 L e um sistema fotovoltaico de 3 kW. Os consumos para esse problema de otimização resultaram de previsões meteorológicas exatas, padrões de consumo das famílias, preços da eletricidade e um limite de alimentação.

No caso do piloto português, a estratégia de controlo da bomba de calor dependerá da geração de energia fotovoltaica e eólica, dentro da perspectiva da Gestão da Resposta à Procura. Diferentes pontos de ajuste no armazenamento térmico podem ser adotados dependendo da hora do dia e da disponibilidade de eletricidade proveniente de fontes renováveis. No inverno, a temperatura do ponto de ajuste de armazenamento térmico pode ser mais alta durante o dia, aumentando a inércia térmica disponível e forçando a bomba de calor a operar quando temos eletricidade renovável e durante a noite a bomba de calor é desligada. A estratégia de controle também deve depender da previsão do tempo, mas sempre garantindo um bom nível de conforto.

Para conceber e projetar o sistema de gestão de energia (térmico e elétrico) para este estudo de caso, o LNEG e o IST iniciaram a caracterização da situação real do edifício, a identificação dos sensores / transdutores a serem instalados, bem como a especificação das características do sistema de monitorização a ser adquirido para atingir os objetivos do projeto.

## MODELAÇÃO E SIMULAÇÃO

De forma a desenvolver os algoritmos de gestão de energia, estão a ser desenvolvidos dois tipos de modelos:

- Modelo térmico da zona correspondente ao caso de estudo em EnergyPlus
- Modelo dos sistemas elétricos e térmicos em Simulink/Matlab.

### Modelo térmico do caso piloto em EnergyPlus

O modelo térmico do caso de estudo desenvolvido em EnergyPlus servirá como modelo de referência e calibração para os modelos desenvolvidos em Simulink para gestão e controlo. Este modelo considera 6 zonas térmicas distintas, correspondentes à sala de reuniões, escritório maior, 3 escritórios mais pequenos e corredor, com diferentes requisitos de conforto, horários de funcionamento e equipamentos.

Está a decorrer uma campanha de monitorização dos parâmetros de conforto ambiente (temperatura, humidade relativa e concentração de CO<sub>2</sub>) que servirão para calibrar o modelo de EnergyPlus.

### Modelo dos sistemas térmico e elétrico do caso piloto em Simulink/Matlab

Em paralelo, está a ser desenvolvido um modelo em Simulink/Matlab, que inclui três-subsistemas: O sistema elétrico descrito na Figura 6, o sistema térmico descrito na Figura 7 e o modelo térmico do caso piloto. Este modelo, que implementa um modelo do tipo 5R1C do caso de estudo, será validado e calibrado utilizando como referência o sistema de EnergyPlus, e servirá para implementar estratégias de controlo baseadas em modelo numa fase inicial, podendo ser substituído pelo próprio modelo de EnergyPlus numa fase posterior.

A Figura 8 representa o modelo do sistema térmico integrado com o sistema térmico da zona piloto. Inclui um modelo de um sistema solar térmico convencional com sistema de armazenamento e sistema de apoio (convencional ou com bomba de calor) baseado no modelo apresentado em [6] e um modelo 5R1C (de acordo com a norma EN ISO 13790) da zona piloto baseado em [7]. O modelo incluiu ainda um modelo referente ao sistema de distribuição de climatização (tubagens de água, permutador e ventilo-convetor) e um elemento de controlo.

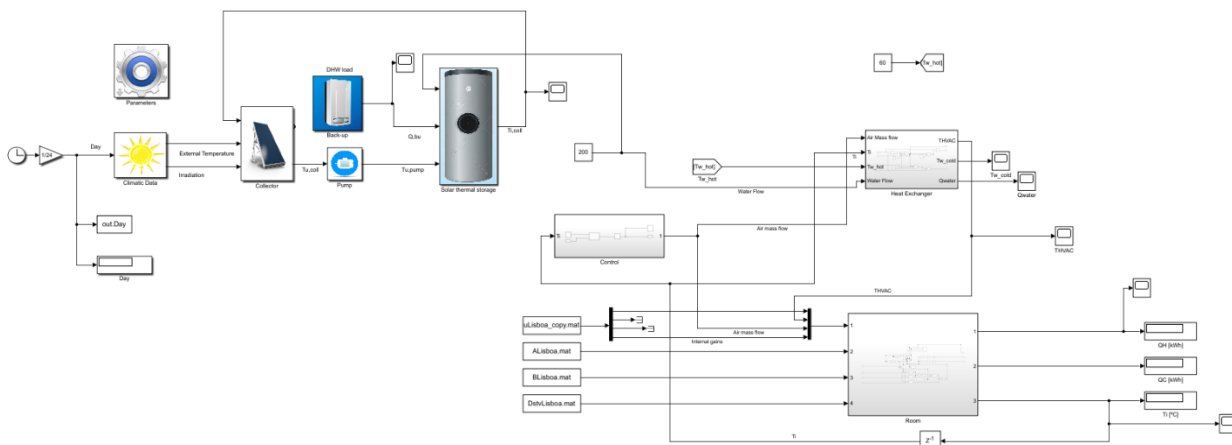


Fig. 8. Modelo de gestão do sistema térmico integrado com a zona piloto.

Este modelo em Simulink/Matlab, permite testar diferentes estratégias de controlo do sistema: controlo PID que representa o nível de controlo actual, algoritmos baseados em heurísticas, algoritmos baseados em modelos preditivos ou ainda estratégias de gestão mais avançadas.

## MONITORIZAÇÃO E GESTÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO

A equipa identificou as quantidades a serem monitoradas no espaço do edifício C (representado nas Figuras 1 a 5) e os sistemas térmicos e de energia elétrica associados durante a campanha experimental do projeto IMProvement. Uma lista exaustiva de quantidades a serem monitoradas já foi especificada e as descritas da Tabela 4 à Tabela 6.

Tabela 4. Grandezas a monitorizar (Edifício/conforto)

Numero de sensores	Grandeza medida	Unidade	Tipo de sensor	Sinal de saída	Localização
1	Temperatura do ar exterior	°C	PT100	Corrente/Tens	Edifício C
1	Humidade relativa	%	Higrómetro	Tensão	Edifício C
1	Velocidade do vento	m/s	Anemómetro	Tensão	Edifício C
1	Direção do vento	°	Catavento	Tensão	Edifício C
1	Irradiância solar global na horizontal	Wm <sup>-2</sup>	Piranómetro	Tensão	Edifício C
2	Irradiância solar global no plano vertical da fachada	Wm <sup>-2</sup>	Piranómetro	Tensão	Edifício C
3	Iluminância no plano vertical no interior	lx	Luxímetro	Tensão	Edifício C
8	Temperatura do ar interior (um em cada sala)	°C	PT100	Corrente/Tens	Edifício C
12	Temperatura de superfície das paredes exteriores	°C	PT100	Corrente/Tens	Edifício C
3	Humidade relativa interior	%	Higrómetro	Tensão	Edifício C
1	Fluxo de calor conductivo envidraçado	Wm <sup>-2</sup>	Fluxímetro	Tensão	Edifício C
1	Fluxo de calor conductivo parede exterior	Wm <sup>-2</sup>	Fluxímetro	Tensão	Edifício C

Tabela 5. Grandezas a monitorizar /número de sensores (sistema térmico)

Numero de sensores	Grandeza medida	Unidade	Tipo de sensor	Sinal de saída	Intervalo de amostragem	Intervalo de aquisição	Localização
1	Temperatura entrada PVT	°C	PT100	corrente/tensão	s	10	PVT
1	Temperatura de saída PVT	°C	PT100	corrente/tensão	10	10	PVT
1	Medidor caudal PVT	m <sup>3</sup> /h	caudalímetro	corrente/tensão	10	10	PVT
1	Temperatura entrada coletores	°C	PT100	corrente/tensão	10	10	Coletores solares
1	Temperatura de saída coletores	°C	PT100	corrente/tensão	10	10	Coletores solares
1	Medidor caudal coletores	m <sup>3</sup> /h	caudalímetro	corrente/tensão	10	10	Coletores solares
1	Temperatura entrada DHW 300L	°C	PT100	corrente/tensão	10	10	DHW 300L. Entrada rede
1	Temperatura de saída DHW 300L	°C	PT100	corrente/tensão	10	10	DHW 300L. topo
1	Temperatura entrada DHW 200L	°C	PT100	corrente/tensão	10	10	Entrada rede
1	Temperatura de saída DHW 200L	°C	PT100	corrente/tensão	10	10	Saída (Consumo)
1	Consumo energia DHW200L c.a.	Wh	Contador	digital		10	Alimentação c.a.
1	Medidor caudal consumo AQ25	m <sup>3</sup> /h	caudalímetro	corrente/tensão	10	10	Saída (Consumo AQ25)
1	Temperatura topa TS 1000L	°C	PT100	corrente/tensão	10	10	circuito aquec./arrefec.
1	Temperatura fundo TS 1000L	°C	PT100	corrente/tensão	10	10	circuito aquec./arrefec.
5	Medidor caudal circuito ventiloconectores	m <sup>3</sup> /h	caudalímetro	corrente/tensão	10	10	Saída (Consumo)
5	Temperatura ventiloconector entrada	°C	PT100	corrente/tensão	10	10	Ventiloconector entrada
5	Temperatura ventiloconector saída	°C	PT100	corrente/tensão	10	10	Ventiloconector saída
1	Temperatura entrada Bomba de calor	°C	PT100	corrente/tensão	10	10	Entrada rede
1	Temperatura de saída Bomba de calor	°C	PT100	corrente/tensão	10	10	Saída (Consumo)
1	Consumo energia c.a. Bomba de calor	Wh	Contador	digital		10	Alimentação c.a.
1	Irradiância incidente nos coletores solares	W/m <sup>2</sup>	Piranómetro	Tensão	10	10	Coletores solares

Tabela 6. Grandezas a monitorizar /número de sensores (sistema eléctrico)\*

Numero de sensores	Grandeza medida	Unidade	Tipo de sensor	Sinal de saída	Intervalo de amostragem	Intervalo de aplicação	Localização
1	PV1 Corrente	A	Shunt	mV	s	10	Circuito do PV
1	PV1 tensão	V	Voltagemetro	V	10	10	Circuito do PV
1	PV1 Potência	W	Wattímetro	mV	10	10	Circuito do PV
1	PV1 Produção energia c.a.	Wh	Contador	impulsos		10	Saída Inversor
1	PVT Corrente	A	Shunt	mV	10	10	Circuito PVT
1	PVT tensão	V	Voltagemetro	V	10	10	Circuito PVT
1	PV1 Potência	W	Wattímetro	mV	10	10	Circuito do PV
1	PVT Produção energia c.a.	Wh	Contador	impulsos		10	Saída Inversor
1	PVT Corrente	A	Shunt	mV			
1	WT tensão	V	Voltagemetro	V			
1	WT Potência	W	Wattímetro	mV			
1	WT Produção energia c.a.	Wh	Contador	impulsos		10	Saída Inversor
1	Velocidade do vento	m/s	Anemómetro	Tensão	1	10	Edifício C
1	Direção do vento	°	Catavento	Tensão	1	10	Edifício C
1	Irradiância solar plano dos módulos	Wm <sup>-2</sup>	Piranómetro	Tensão	10	10	Edifício C
1	Temperatura dos módulos PV	°C	PT100	Resistência	10	10	Módulos
1	Bateria Corrente in/out	A	Shunt	mV	10	10	Circuito Bat.
1	Bateria tensão	V	Voltagemetro	V	10	10	Circuito Bat.
1	Energia armazenamento para rede c.a.	Wh	Contador	impulsos		10	Inverter BD to grid
1	Energia da rede c.a. para armazenamento	Wh	Contador	impulsos		10	grid to Inverter BD

\*the power quality of the circuit serving the building sensitive loads (electronic microscope and cluster of computers) will be achieved using different equipment, e.g. a power analyzer.

Como contribuição para o grupo de tarefas 1 a 3 do projeto IMPROVEMENT, houve a necessidade de avaliar e caracterizar os diversos espaços contidos na área piloto, conhecer o seu comportamento térmico, e adaptar as melhores soluções possíveis, quer ao nível estrutural de conforto, quer ao nível da otimização de consumos de energia.

Houve uma especial preocupação em monitorizar distintos locais na sala de maior área, uma vez que esta é frequentemente utilizada em reuniões. Verifica-se que a área em análise é dependente das condições atmosféricas exteriores, devido às soluções construtivas e ao nível de isolamento térmico estrutural. Acresce que a instalação de iluminação é pouco eficiente, com luminárias de elevado consumo energético e, elevada dissipação de calor.

A Figura 9 mostra a localização dos sensores no caso de estudo Português.

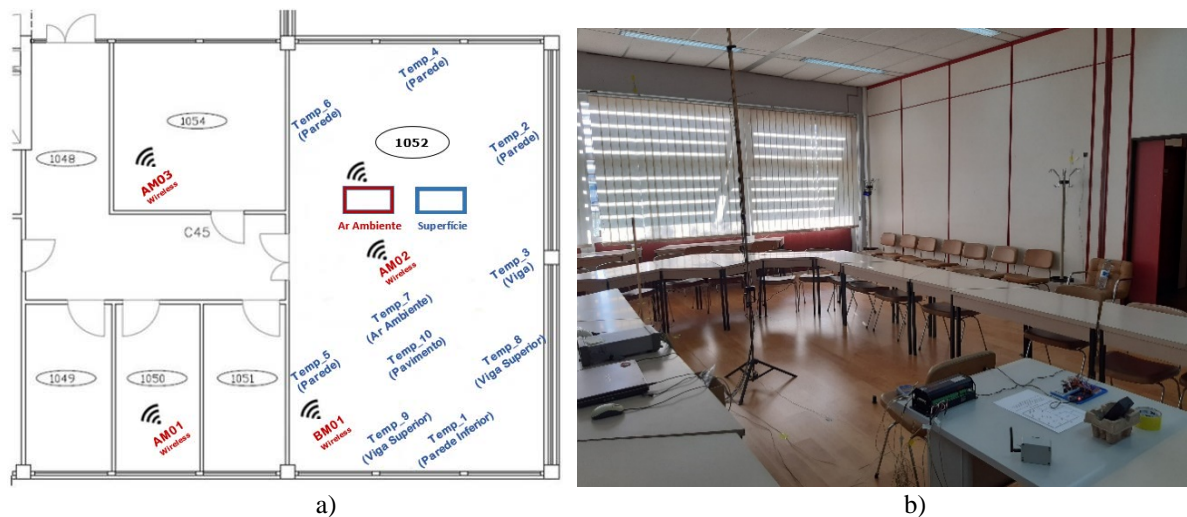


Fig. 9. – a) Localização dos pontos de medida pelas duas soluções descritas. b) Instrumentação na sala de reuniões da área piloto.

Foram desenvolvidas duas soluções de monitorização dedicadas, para medição de superfícies e ar ambiente. Na monitorização das diversas superfícies, a opção foi para um sistema multiponto baseado numa unidade *data logger*, para registo de temperaturas em dez pontos identificados como mais relevantes. Em relação ao ar ambiente, quer em termos de conforto, quer em termos da sua qualidade, a opção recaiu no desenvolvimento de uma rede de módulos *wireless*. Esta rede inclui um conjunto de módulos sensoriais de baixo custo, autoalimentados e de fácil instalação.

Esta topologia apresenta-se como “*Plug and Play*”, isto é, sempre que surge a necessidade de adição de novos módulos, estes são identificados de forma automática por uma unidade central, passando a fazer parte do conjunto, e desta forma teremos novas medidas em novos pontos sempre que necessário. Toda a comunicação é feita a 2,4 GHz, em modulação GFSK. A unidade central será quem recebe, guarda e mostra em display TFT, todos os dados enviados pelos diversos módulos sensores que se encontrem ativos.

Os dois gráficos da Fig. 10 descrevem um exemplo da monitorização na área piloto num dia típico de verão em que no primeiro gráfico é mostrada as temperaturas das paredes da envolvente na sala de reuniões em comparação com o ar exterior. No segundo gráfico apresenta-se a evolução da temperatura e humidade relativa do ar para todas as salas da área piloto.

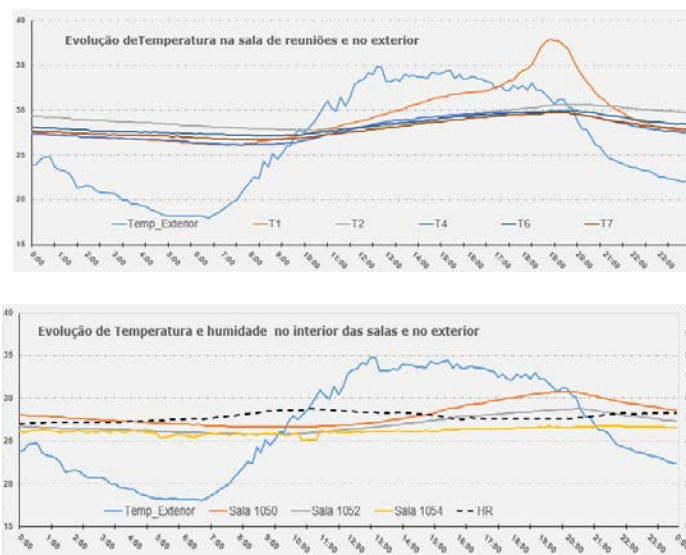


Fig.10. – Exemplo do registo (preliminar) de temperaturas nos espaços em monitorização.

Tal como referido o Edifício C dispõe de meios próprios para a produção de energia elétrica através de fontes renováveis, eólica, fotovoltaica e de armazenamento em banco de baterias, e toda a energia produzida é fornecida à rede elétrica do Campus do Lumiar.

Para a medição da produção de cada uma das fontes, foi desenvolvida uma segunda infraestrutura wireless semelhante á utilizada na área piloto. Existe igualmente um nó central, que recebe as medidas em modo monofásico de tensão, corrente e potência produzidas por cada uma das fontes. Foi adicionada uma unidade Wi-Fi para o envio dos dados para uma “*Cloud*” desenvolvida no LNEG. A figura 11 mostra o layout da solução usada para medida de potência produzida pelas diversas fontes em funcionamento.

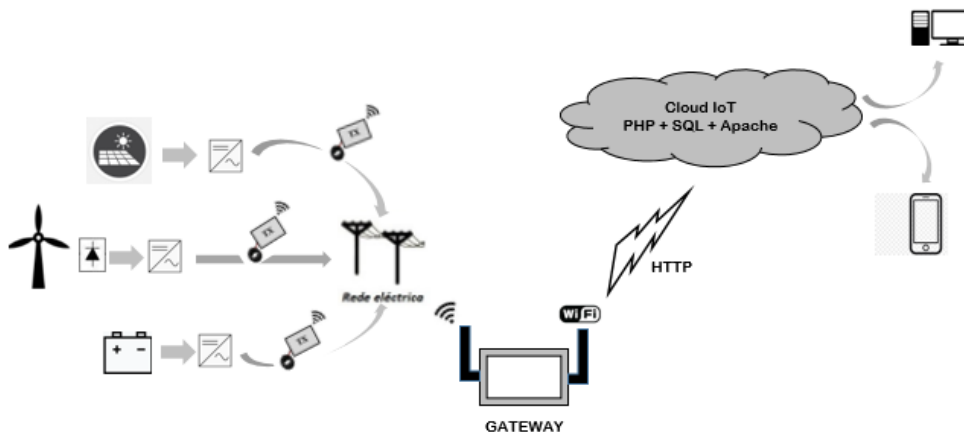


Fig.11. - Arquitetura da rede se sensores

Para monitorização e avaliação das condições atmosféricas exteriores está instalada na cobertura do edifício uma estação meteorológica do LNEG responsável por registar diversas grandezas físicas como temperatura, humidade relativa, velocidade e direção do vento, pluviosidade e radiação global no plano horizontal.

## SÍNTESE

Apresentaram-se neste artigo os objetivos do projeto IMProvement, um projeto financiado pelo programa Interreg SUDOE, numa linha de acção que visa o aumento da eficiência energética de edifícios ao serviço da administração pública e, quando possível, a sua conversão em nZEB recorrendo a metodologias do domínio da otimização do uso e energia em edifícios, do aproveitamento local de recursos renováveis, seu armazenamento e gestão interna. Estes objetivos, serão aplicados experimentalmente ao caso de estudo português - um projeto piloto partilhado pelos participantes nacionais neste projecto, o LNEG e o IST - que se localiza no Edifício C do LNEG no Campos do Lumiar.

Foram elencadas as intervenções a efectuar no edifício, bem como os equipamentos (térmicos, eléctricos e de monitorização) cuja instalação está prevista, bem como as grandezas a caracterizar e respectivos pontos de medida. As actividades futuras do projeto IMProvement - que se encontra na sua fase inicial e tem uma duração prevista de três anos - passam por levar a cabo estudos de modelação e simulação das trocas de energia nos espaços que constituem o “piloto português”, concretizar a instalação dos equipamentos térmicos e eléctricos apresentados, monitorizar os dados de consumo e produção energéticos e o melhoramento da eficiência do uso de energia no caso de estudo, bem como desenvolver recomendações de reconversão de edifícios existentes em edifícios nZEB.

## AGRADECIMENTOS

Agradece-se o financiamento do Programa INTERREG SUDOE através de fundos da política regional europeia: o Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) no âmbito do projeto IMProvement – *Integration of combined cooling, heating and power microgrids in zero-energy public buildings under high power quality and continuity of service requirements*.

## REFERÊNCIAS

Aelenei, L., Lollini, R., Gonçalves, H., Aelenei, D., Noguchi, M., Donn, M., Garde, F. (2011), Passive Cooling Approaches in Net Zero Energy Solar Buildings: Lessons Learned from Demonstration. Proceedings of CISBAT 2011, CISBAT 2011 Conference, Lausanne

Bonifácio, P., S. Viana, L. Rodrigues e A. Estanqueiro. Projecto REIVE - Relatório da Tarefa 3. Teste e Optimização de Ferramentas de Análise da Qualidade de Energia e Distorção Harmónica. Quantificação dos Impactos da Integração de Microgeração e Veículos Eléctricos num caso Concreto de Rede de Distribuição de BT. LNEG, Abril de 2012, pp43

Estanqueiro, A.I., J. O. Tande and J. A. P. Lopes, "Assessment of Power Quality Characteristics of Wind Farms," 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, FL, 2007, pp. 1-4. DOI: 10.1109/PES.2007.385990

Pina dos Santos C.A. e Matias L. (2006) Coeficientes de transmissão térmica de elementos da envolvente dos edifícios, Versão actualizada ITE 50, LNEC Portuguese

Thermal Building Legislation - Decree-Law n°118/2013 and amendments.

Sánchez, C.; Bloch, L.; Holweger, J.; Ballif, C.; Wyrsh, N. Optimised Heat Pump Management for Increasing Photovoltaic Penetration into the Electricity Grid. Energies 2019, 12, 1571.

(European Union) National energy and climate plans (NECPs), available from [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans\\_en#final-necps](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en#final-necps) (last assessed 11.09.2020)

Portugal National Energy and Climate Plan 2021-2030 (NECP 2030, *PNEC 2030 in Port.*). Available at [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pt\\_final\\_necp\\_main\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pt_final_necp_main_en.pdf) (last assessed 11.09.2020)





## FLEXIBILIDAD ENERGÉTICA EN BARRIO DE EDIFICIOS RESIDENCIALES MEDIANTE LA ACTIVACIÓN DE LA MASA TÉRMICA. RESULTADOS EXPERIMENTALES EN UN ENTORNO SEMIVIRTUAL

Salom J.\*, Taddeo P.\*, Casals Canals Ll.\*\*\*, Bellanco I.\*, Corchero C.\*\*

- \* Grupo de Energía Térmica y Edificación, IREC - Institut de Recerca en Energia de Catalunya, Jardins de les Dones de Negre, 1, Sant Adrià de Besòs, 08930, (Barcelona), España, [jsalom@irec.cat](mailto:jsalom@irec.cat)
- \*\* Grupo de Energy Systems Analytics, IREC - Institut de Recerca en Energia de Catalunya, Jardins de les Dones de Negre, 1, Sant Adrià de Besòs, 08930, (Barcelona), España, [ccorchero@irec.cat](mailto:ccorchero@irec.cat)
- \*\*\* Universidad Politécnica de Catalunya (UPC), Carrer Jordi Girona 1, 08034, Barcelona, España

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.118>

### RESUMEN

En los próximos años los edificios se convertirán en productores y consumidores de energía al mismo tiempo. Por esta razón, la gestión de la demanda a nivel de edificio y a nivel de barrio a través de un agregador independiente requerirá de sistemas de control inteligentes con el objetivo de optimizar y gestionar dos aspectos: maximizar el uso de energía renovable local y usar la energía de la red en el momento más oportuno. El presente estudio se enfoca en los resultados de un sistema de algoritmos de optimización multi-nivel testados en tiempo real. El experimento desarrollado reproduce, en dos laboratorios físicamente alejados 100 km, el comportamiento de dos edificios de un mismo barrio mediante un sistema semi-virtual donde unos modelos del edificio determinan su demanda energética emulandola en los laboratorios haciendo actuar al equipamiento físico en condiciones reales de trabajo. Los resultados muestran que la gestión inteligente de la masa térmica del edificio con los algoritmos de optimización puede aportar los mismos beneficios que instalar una batería eléctrica actuando con algoritmos inteligentes o de autoconsumo.

PALABRAS CLAVE: Flexibilidad Energética, Optimización, Masa Térmica, Sistema de gestión energética

### ABSTRACT

In the coming years, buildings will become energy producers and consumers at the same time. To optimize the system operation, smart control algorithms shall manage the energy demand of an individual building and of entire districts of buildings. The algorithms goals shall maximize the use of the renewable energy produced on-site and using the energy from the electric grid at the most appropriate time. The current study focus on the results of a multilevel optimization system tested in real-time. The experiment performed reproduces, in two laboratories 100 km away, the behavior of two buildings of similar characteristics hypothetically located in the same district. This is done with energy building models which allows emulating their energy demands connected to real laboratory equipment (heat pumps, PV, batteries and management and control systems). Results of the experiments show that the smart activation of the building's thermal mass can bring similar benefits than installing an electric battery that acts following smart or self-consumption management strategies.

KEYWORDS: Energy Flexibility, Optimization, Thermal Mass, Energy Management System

## INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico se enfrenta a un cambio significativo en la forma de generación y distribución de la energía. Aumentará la electricidad generada de forma distribuida mediante energías renovables, también en los edificios residenciales. Por este motivo, éstos edificios se convertirán al mismo tiempo en productores y consumidores de energía. La gestión del consumo de electricidad en los propios edificios deberá adaptarse a la disponibilidad de energía de fuente renovable generada en el mismo edificio o en la red a diferentes horas del día. Sistemas fotovoltaicos instalados en los edificios y la capacidad de introducir la energía generada in-situ en la red eléctrica representan ya una realidad en casi toda Europa (Comisión Europea, 2019). Sin embargo, el desarrollo e implementación de sistemas de gestión de la demanda inteligente que permitan la activación de la flexibilidad energética y la agregación de demanda de un número elevado de edificios, por ejemplo, un barrio entero, presenta aún muchos retos por resolver y es objeto de investigación a nivel internacional.

El presente estudio, realizado en el marco del proyecto europeo SABINA (SABINA, 2019), se enfoca en los resultados de un sistema de algoritmos de optimización multi-nivel testeados en tiempo real en los laboratorios de IREC y en un entorno semi-virtual. Los edificios en este entorno semi-virtual responden a los sistemas y algoritmos de gestión que forman parte de la solución SABINA. Como muestra la Figura 1, el sistema SABINA consiste en un agente central que obtiene y almacena la información de todos los elementos: los edificios que forman parte del distrito, el mercado eléctrico a través de una interfaz de comunicación y el sistema de predicción meteorológico. La solución de SABINA se comunica asimismo con los algoritmos de gestión a nivel de edificio (BA – Building Algorithms) y a nivel de distrito (MIDA – Market Integration District Algorithm), los cuales en función de su configuración definen consignas de actuación en los sistemas gestionables de los edificios con el objetivo de incrementar el autoconsumo de energía de origen renovable y minimizar el consumo de electricidad de la red. Los diferentes elementos mantienen una comunicación constante con el nodo central, recibiendo y enviando información cuando es necesario. La plataforma de testeo en IREC permite testear en tiempo real un sistema de gestión muy complejo y las interacciones entre los diferentes elementos de forma anticipada a su implementación en edificios reales. Por tanto, permite obtener información, no sólo de los beneficios y la viabilidad de los sistemas propuestos, sino también de su respuesta en tiempo real y sus limitaciones, que pueden irse resolviendo en este proceso experimental para la mejora de las soluciones previamente a su implementación en campo.

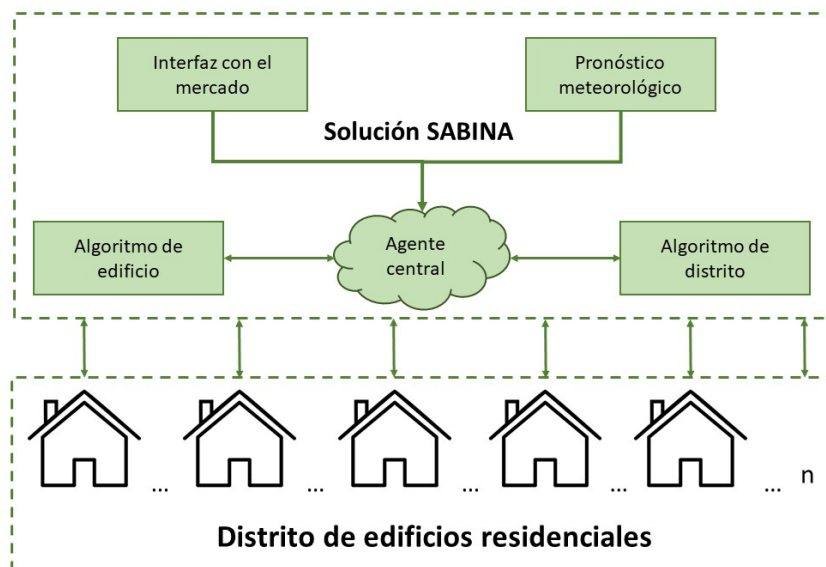


Figura 1: Esquema general del concepto de gestión de edificios en barrios y la solución SABINA.

El objetivo del presente estudio es mostrar los resultados de la actuación de los algoritmos y analizar, en un caso, la activación de la masa térmica del edificio y en el otro caso la flexibilidad energética proporcionada por una batería eléctrica comunitaria. Los escenarios considerados son explicados en el siguiente apartado.

## METODOLOGIA, ENTORNO SEMI-VIRTUAL Y ESCENARIOS

### Resumen del concepto

La solución SABINA consiste en un agente que actúa como el punto de comunicación central del conjunto de sistemas de la plataforma. Recoge la información del pronóstico del clima y del mercado de electricidad que necesitan los

algoritmos de edificio y de distrito, así como la información de los edificios en su estado actual. Con estos datos, los algoritmos realizan los cálculos de optimización de consumo del edificio, prediciendo la flexibilidad de los edificios, y envían los puntos de consigna para los próximos 15 minutos a los sistemas de gestión propios de cada uno de los edificios. Estos últimos finalmente comunican las consignas a los elementos controlables de los edificios involucrados.

Los algoritmos son independientes entre sí y llevan a cabo una optimización a múltiples niveles:

- BA (Algoritmo de edificio) consiste en la optimización del comportamiento energético del edificio y actúa, además, como un sistema de gestión del edificio. Su objetivo es minimizar la energía importada de la red, aumentando así el uso de energía generada in-situ (producción de energía fotovoltaica). Utiliza un modelo de optimización de control predictivo que necesita recuperar datos de pronóstico del agente central (Schubnel et al., 2020). Los equipos que pueden ser controlados por el BA y sus rangos de trabajo se enumeran en la Tabla 1.

Tabla 1: Elementos controlables y rangos de control

Sistema	Elementos controlables	Rango de control
Bomba de calor	Temperatura de suministro	40-55 °C
Depósitos de ACS	Temperatura inferior del depósito	35-50 °C
Batería	Carga / descarga	±4 kW
Estancias	Temperatura consigna termostato	19-25 °C

- MIDA (Algoritmo de distrito) considera la información recibida de varios edificios del mismo distrito y envía a los algoritmos de los diferentes edificios una petición de activación de flexibilidad a una hora determinada del día siguiente que puede ser de aumento o de disminución del consumo de energía (Casals et al., 2019). Estas solicitudes de activación se realizan con el objetivo de minimizar las emisiones de CO<sub>2</sub> del distrito y se realizan una vez al día por cada edificio. Los datos sobre el precio de la electricidad, los factores de emisión de CO<sub>2</sub> y el potencial de flexibilidad de los edificios (previamente calculado por el algoritmo del edificio) se recuperan del agente central.

#### Entorno de laboratorios semi-virtuales

El distrito de edificios se reproduce mediante la combinación de varios modelos de simulación de edificios creados en EnergyPlus. Dos edificios residenciales del distrito se emulan en los laboratorios de IREC. (Péan et al., 2019) realizan una descripción detallada de los laboratorios SEILAB y SMARTLAB. Cada edificio se emula en un laboratorio y se interconectan para intercambiar los datos climáticos y los datos de producción fotovoltaica de SEILAB (ubicado en Tarragona) a SMARTLAB (ubicado en Barcelona). Ambos edificios emulados tienen características similares, aunque hay algunas diferencias importantes. El laboratorio SEILAB incluye como componentes reales una bomba de calor agua-agua, una instalación fotovoltaica y una estación meteorológica. Los datos de SEILAB se transfieren a los modelos de edificios, mientras que el valor numérico de la temperatura de impulsión de la bomba de calor se transmite solo al modelo de SEILAB que, al evaluar la demanda térmica, devuelve la temperatura de retorno que ingresa a la bomba de calor. El laboratorio SMARTLAB incluye un edificio semi-virtual que utiliza los mismos datos meteorológicos que SEILAB. Está equipado con una batería real de iones de litio con una capacidad de 10 kWh que proporciona y recibe mediciones de potencia desde y hacia el modelo de EnergyPlus.

Los edificios simulados son representativos de un edificio plurifamiliar del período de 1991 a 2007 y siguen el código de construcción NRE-AT-87 (Tejero et al., 2018) Los dos edificios tienen la misma geometría y consisten en cuatro viviendas idénticas con dos zonas térmicas por vivienda, cada una con un nivel de ocupación diferente. Para simular la diversidad de los comportamientos de los ocupantes en edificios residenciales, los electrodomésticos y el consumo de iluminación siguen los perfiles estocásticos de los edificios mediterráneos (Ortiz et al., 2014). Entonces, los ocupantes de cada vivienda tienen un comportamiento diferente que resulta en diferentes demandas de energía. En cuanto al consumo de agua caliente sanitaria (ACS), los perfiles de extracción de ACS están basados en la normativa europea (EN16147, 2011). Esta normativa proporciona el consumo energético por diferentes usos y extracciones de agua. En este estudio, se seleccionó un perfil de extracción “medio” a una temperatura equivalente de ACS de 60°C. El perfil seleccionado ha sido adaptado a la ocupación estocástica de las personas en el edificio y al paso de simulación de los modelos.

Una parte del sistema de los edificios, se encuentra instalado físicamente en los laboratorios. La Figura 42 muestra de forma simplificada la interacción entre la parte virtual y la real en los entornos semi-virtuales. Los modelos de edificios simulan, tanto para SEILAB como para SMARTLAB, las cargas térmicas, las cargas eléctricas, el comportamiento de los ocupantes y el rendimiento del equipo térmico / eléctrico interactúan en tiempo real con los equipos reales físicamente instalados en siguiendo el concepto “hardware-in-the-loop”.

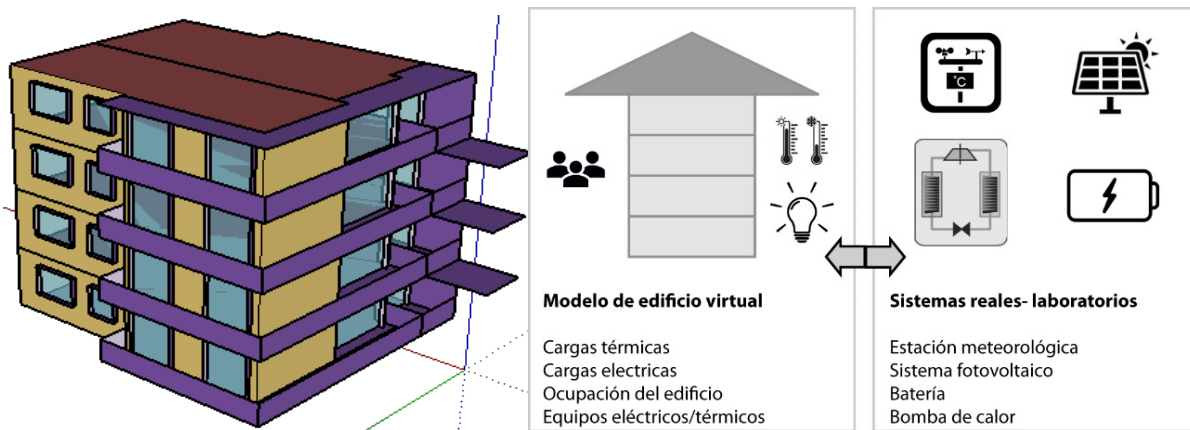


Figura 2: Configuración semi-virtual

### Escenarios

En este estudio se han considerado dos escenarios diferentes. El primer escenario simula las características de un edificio de obra siendo el resultado una construcción pesada capaz de almacenar bastante calor en sus paredes. Pero, no presenta ningún elemento de acumulación de electricidad (batería). El segundo escenario, por otro lado, presenta la misma masa térmica del primer escenario y además incluye una batería eléctrica comunitaria de 10 kWh y vehículos eléctricos cuyas baterías deben cargarse en el espacio de tiempo que permanecen en el edificio. Con el objetivo de evaluar la actuación de la solución SABINA, se necesita de un escenario considerado de referencia para poder comparar los resultados. Por esta razón, por cada escenario se han realizado dos experimentos de una duración de 5 días. Los escenarios son idénticos en cuanto a las condiciones de contorno con la única diferencia del sistema de gestión que determina los puntos de consigna de los componentes controlables. La Tabla 19 resume las características de los escenarios.

Tabla 2: Escenarios considerados

Escenario	Masa térmica	Almacenamiento eléctrico	Puntos de consigna
#1 REFERENCIA	Construcción pesada	-	Programados
#1 SABINA	Construcción pesada	-	Resultados de Optimización
#2 REFERENCIA	Construcción pesada	Batería comunitaria + vehiculo electrico	Programados
#2 SABINA	Construcción pesada	Batería comunitaria + vehiculo electrico	Resultados de Optimización

En todos los experimentos se han considerado las mismas condiciones meteorológicas y estas corresponden a los días 5-9 de marzo de 2019. En Figura 43, en el eje izquierdo está representada la temperatura exterior en verde mientras en el eje derecho está representada la radiación solar.

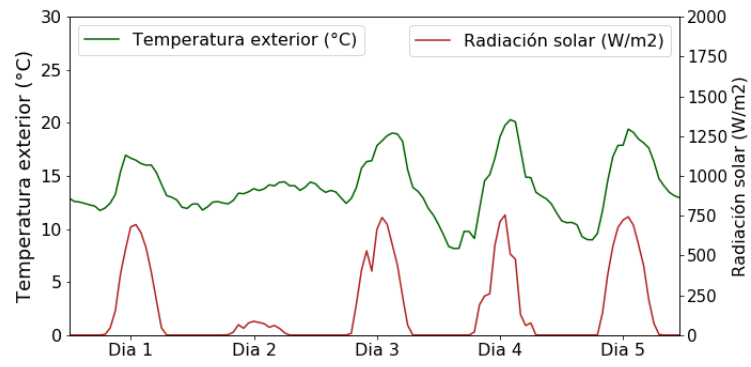


Figura 3: Condiciones meteorológicas en los experimentos

RESULTADOS

Por cuestiones de espacio, los resultados presentados son específicos de uno de los dos edificios emulados: SMARTLAB. La (a) (b)

Figura 44 muestra el balance eléctrico de los sistemas donde la parte negativa representa la energía que se consume en edificio más la sobrante (consumo + exportación a la red) y la parte positiva representa la energía suministrada al edificio para cubrir los consumos y la generación de energía fotovoltaica (producción PV + importación de la red). En el escenario #1 (Figura 44, a) los algoritmos de la solución SABINA, si bien provocan un pequeño incremento en el consumo del edificio, consiguen reducir la energía exportada e importada. En cuanto el escenario #2 (Figura 44, b), el consumo del edificio incrementa impactando directamente sobre la cantidad de energía importada. De todas maneras, el BA consigue mantener constante la energía exportada. Los balances eléctricos muestran que el escenario #2 presenta un consumo del edificio más elevado. Esto es coherente en cuanto el sentido que este escenario incluye el consumo de los vehículos eléctricos.

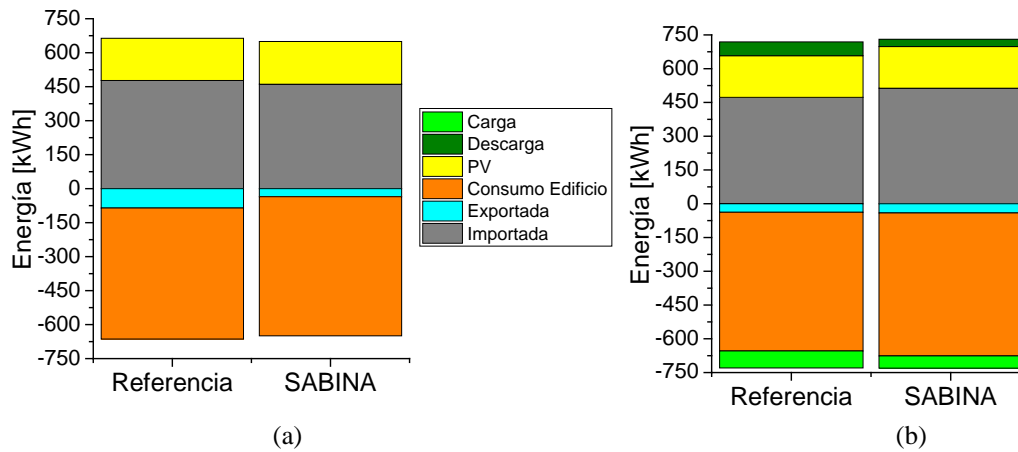


Figura 4: Escenario #1 (a) y Escenario #2 (b): Balance eléctrico

Además, destaca que la energía exportada es mayor en el escenario #1 de referencia respecto los otros experimentos. Esto se debe al hecho que el escenario #1 de referencia es el único escenario sin capacidad de almacenamiento eléctrico y sin los algoritmos de la solución SABINA que activan de forma inteligente la capacidad térmica del edificio.

El escenario #1 es interesante desde el punto de vista de la masa térmica porque no incluye una batería eléctrica y presenta una gran diferencia entre el experimento de referencia y la solución SABINA. La Figura 45 muestra las señales de consigna de temperatura de una zona para el escenario #1 durante un día. La línea roja representa la temperatura medida en el escenario #1 SABINA mientras la negra en el escenario #1 Referencia. La línea negra sigue (teniendo en cuenta la histéresis del control) las consignas programadas para la noche (de 00:00 a 06:00 y de 23:00 a 00:00) y para el día (el resto de las horas). Por otro lado, la línea roja representa la temperatura como consecuencia de los puntos de consigna recibidos por el algoritmo de edificio. En este caso, el algoritmo de edificio incrementa las consignas de los termostatos durante las horas con disponibilidad de radiación solar y, gracias a la masa térmica del edificio que es capaz de retener el calor en exceso, el sistema es capaz de reducir la energía importada cuando la producción fotovoltaica disminuye y la temperatura exterior empieza a bajar.

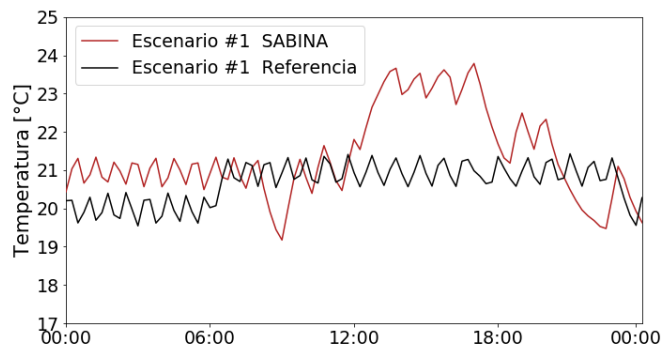


Figura 5: Comparación entre la evolución de la temperatura por efecto de las consignas en los termostatos en los escenarios SABINA y Referencia SMARTLAB #1

El indicador usado para cuantificar la variación en el consumo durante el día (durante la producción fotovoltaica) es el factor de flexibilidad, que se define en Taddeo et al. (2020). La Figura 46 muestra una representación gráfica de este indicador y su valor numérico. Por su interpretación, el indicador presenta un valor de 1 en el caso que todo el consumo se concentre en el día (disponibilidad de radiación solar) y un valor de -1 si se concentra en la noche. Las barras de color rojo indican el consumo de electricidad del edificio durante el día mientras las barras verdes durante la noche. Es evidente como la solución SABINA es capaz de desplazar el consumo hacia las horas de luz con un valor del indicador que pasa de -0.219 a -0.021.

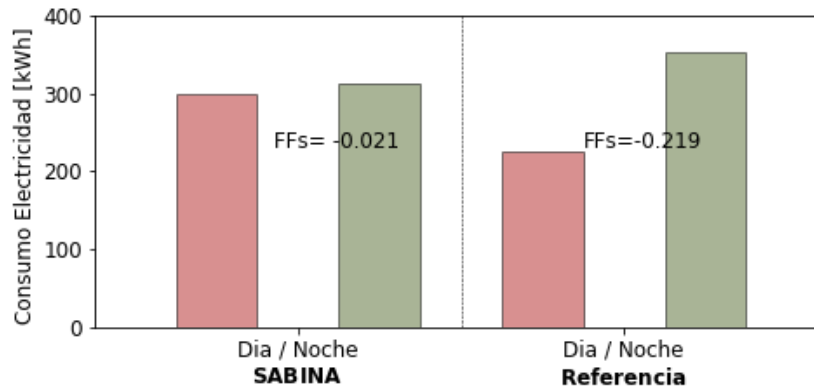


Figura 6: Factor de flexibilidad. Escenario #1

La Tabla 20 presenta los resultados numérico de todos los experimentos. Cabe destacar la mejora del factor de flexibilidad en todos los escenarios de SABINA. Sin embargo, el consumo de los edificios es siempre mayor en los escenarios de SABINA y solamente el escenario #1 presenta una disminución de la energía importada y exportada.

Tabla 3: Resultados energéticos y de flexibilidad

Escenario	Importada (kW·h)	Exsportada (kW·h)	Consumo edificio (kW·h)	Factor de flexibilidad
SMARTLAB Referencia #1	477.3	85.4	578.2	-0.219
SABINA #1	460.9	35.5	613.9	-0.021
Referencia #2	472.6	37.8	681.5	-0.105
SABINA #2	513.3	41.0	689.3	-0.015

El análisis de los resultados de los experimentos se puede complementar con las representaciones en las Figuras 7, 8 y 9. Las figuras representan la potencia intercambiada del edificio con la red eléctrica mediante una curva de duración, identificando con valores positivos la potencia importada y con valores negativos la potencia exportada. Para la creación de la curva de duración hay que ordenar de manera decreciente todos los valores de la serie temporal. En el eje horizontal está representado el porcentaje de tiempo que se está considerando. En las figuras están representadas las curvas de duración de los 4 experimentos presentados para los 5 días de duración de los mismos. Es interesante destacar como, por la gestión inteligente de la masa térmica por parte del algoritmo de edificio, el escenario #1 SABINA reduce de forma significativa la energía exportada a la red (Figura 7) y presenta prestaciones muy parecidas con el escenario #2 (que incluye baterías eléctricas) tal y como se observa en la intercomparación entre escenarios (Figura 9).

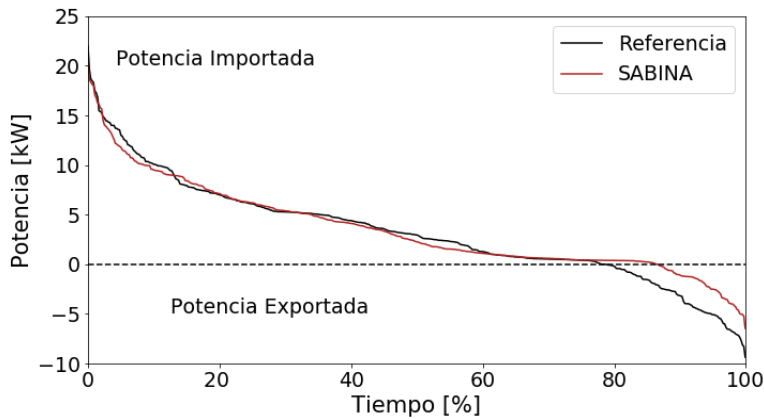


Figura 7: Curva de duración de la potencia intercambiada con la red. Escenario #1. Referencia y SABINA

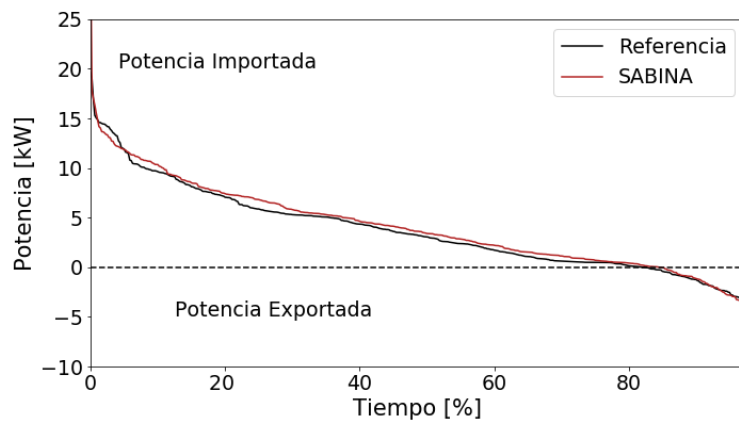


Figura 8: Curva de duración de la potencia intercambiada con la red. Escenario #2. Referencia y SABINA

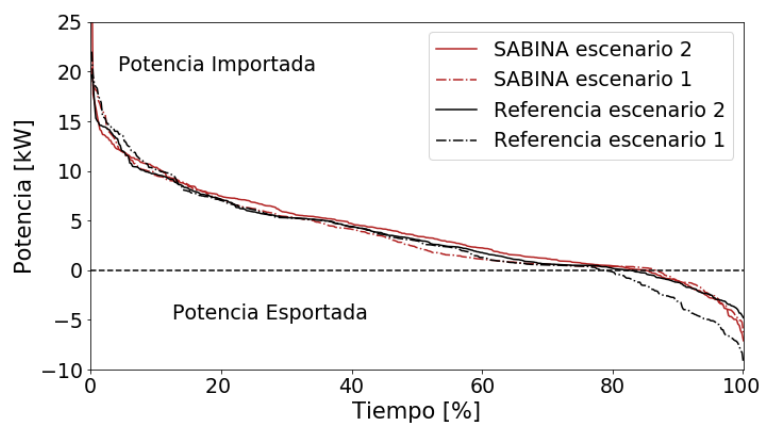


Figura 9: Curva de duración de la potencia intercambiada con la red. Escenarios #1 y #2. Referencia y SABINA

Otro aspecto interesante por destacar en las Figuras 8 y 9 es la muy pequeña diferencia entre los resultados del escenario #2 SABINA y Referencia. De hecho, el algoritmo de edificio, siendo un algoritmo de control predictivo, acaba actuando de manera muy parecida a un sistema condicional de auto-consumo típico de baterías comerciales que obedece a reglas y condiciones básicas de control: la batería se carga cuando hay exceso de fotovoltaica y se descarga si hay consumo de noche. Este comportamiento se observa en Figura 50 donde en el eje vertical se representan los valores de potencia de carga (valores negativos) y descarga (valores positivos) de la batería.



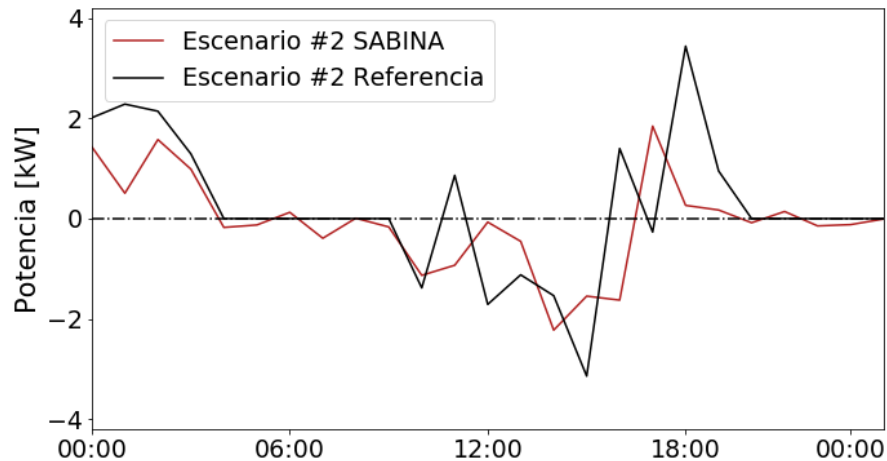


Figura 10: Carga y descarga de la batería comunitaria

## CONCLUSIONES

En el presente trabajo se han presentado los resultados de los experimentos realizados en un entorno de laboratorio semi-virtual que testean la actuación de una solución de gestión que combina algoritmos de optimización a nivel de edificio y a nivel de distrito. El objetivo de los algoritmos es aumentar el uso de fuentes de generación renovable distribuida, minimizar el uso de energía de la red eléctrica y la reducción, a nivel de distrito, de las emisiones de CO<sub>2</sub> desplazando el uso de energía de la red a aquellos periodos de tiempo con una menor proporción de emisiones en el mix eléctrico. El artículo se ha centrado en analizar los resultados a nivel de la actuación de los algoritmos de edificio y como la activación de la masa térmica y los sistemas de almacenamiento eléctrico influyen en los objetivos. Las actuaciones del algoritmo a nivel de edificio en el escenario #1, que solo cuenta con la masa térmica del edificio como mecanismo de flexibilidad energética, contribuyen ad un cambio significativo en la cantidad de energía exportada gracias al desplazamiento de carga (el factor de flexibilidad energética pasa de -0.219 a -0.021 en escenario #1 y reduciendo la energía exportada a la red un 60% y la importada un 5%. de -0.105 a -0.015 en escenario #2.

Los resultados de energía importada y exportada en SABINA, es decir con control inteligente, y escenario #1 (sin batería eléctrica) son parecidos a las prestaciones del escenario #2 (con batería). Los edificios equipados con baterías comunitaria y una estrategia de control estándar (carga cuando hay exceso de producción fotovoltaica y descarga en los otros periodos), como el caso de referencia del escenario #2 actúan de manera similar al mismo sistema que funciona con la estrategia de control de SABINA. A pesar de que el factor de flexibilidad viene mejorado, lo que viene identificado como “efecto rebote” influye sobre el consumo final del edificio y/o sobre la energía importada. Por tanto, con la activación inteligente de la masa térmica del edificio con los adecuados algoritmos de optimización se obtienen resultados similares a una gestión con baterías eléctricas.

## AGRADECIMIENTOS

Los trabajos de esta investigación han sido posibles gracias a la financiación por parte del Programa de Investigación e Innovación Horizon 2020 de la Unión Europea mediante el acuerdo nr. 731211 (SABINA - <https://sabina-project.eu/>). Los autores, Jaume Salom, Paolo Taddeo, Lluc Canals Casals y Cristina Corchero quieren mostrar su agradecimiento al soporte por parte de la Generalitat de Catalunya (2017 SGR 1219).

## REFERENCIAS

Casals, L.C.; Corchero, C.; Ortiz, J.; Salom, J.; Cardoner, D.; Igualada, L.; Carrillo, E.R.; Stauffer, Y. How Building and District Algorithms Enhance Renewable Energy Integration in Energy Markets. (2019) In Proceedings of the IEEE 16th European Energy Market proceedings, Ljubljana, Slovenia, 18–20 September 2019. H2020 n°731211 SABINA - SmArt BI-directional multi eNergy gAteway Available online: <https://sabina-project.eu/> (accessed on Feb 28, 2020).

European Commission, (2017). Study on “Residential prosumers in the European Energy Union”. Available on: [https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/study-residential-prosumers-energy-union\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/study-residential-prosumers-energy-union_en.pdf). Last access 29/07/2020.

European Standard, EN 16147, (2011). Heat pumps with electrically driven compressors-Testing and requirement for marking of domestic hot water units, January 2011.

Ortiz, J.; Guarino, F.; Salom, J.; Corchero, C. and Cellura, M., (2014). Stochastic model for electrical loads in Mediterranean residential buildings: Validation and applications. *Energy and Buildings* 80 (2014) 23-36.

Péan T., Salom J. (2019). Laboratory facilities used to test energy flexibility in buildings. *A technical report from IEA EBC Annex 67 Energy Flexible Buildings*, Second Edition.

Schubnel, B., Carrillo, R:E., Taddeo P., Casals, Ll., Salom, J., Stauffer, Y., Alet, P.J.; (2020) [State](#) Space Models for building control: how deep should you go?, *Journal of Building Performance Simulation*, 2020,(accepted for publication).

Taddeo P., Colet A., Carrillo, R:E., Casals, Ll.; Schubnel, B., Stauffer, Y., Bellanco, I., Corchero, C., Salom, J. (2020) [Management and Activation of Energy Flexibility at Building and Market Level: A Residential Case Study](#). *Energies* 2020, 13(5), 1188.

Tejero A.; Ortiz J.; Salom J. (2018). Evaluation of occupancy impact in a residential multifamily nZEB through a high resolution stochastic model. *Proceedings of BSO 2018: 4th Building Simulation and Optimization Conference*. Cambridge (UK), 11-12 September 2018.

**BARRIOS ZERO COMO GERMEN DE CIUDADES SIN EMISIONES****María José Márquez Ballesteros\*, Llanos Mora López\*\*, Mariano Sidrach-de-Cardona\*\*\***\* Dpto. de Arte y Arquitectura. Universidad de Málaga. 29071 Málaga (España) [mjmárquez@uma.es](mailto:mjmárquez@uma.es)

\*\* Dpto. de Lenguajes y Ciencias de la Computación. Universidad de Málaga. 29071 Málaga (España)

[llanos@uma.es](mailto:llanos@uma.es)

\*\*\*Dpto. de Física Aplicada II. Universidad de Málaga. 29071 Málaga (España)

[msidrach@uma.es](mailto:msidrach@uma.es)<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.1119>**RESUMEN**

En este trabajo se recogen los datos y conclusiones del proyecto *Barrios zero como germen de ciudades sin emisiones*, desarrollado dentro de las actividades de la Fundación Renovables en colaboración con la Universidad de Málaga. El proyecto parte de la base de que la descarbonización global de las ciudades se debería hacer mediante actuaciones centradas en los barrios, teniendo a los vecinos y vecinas en el centro de todos los procesos. A diferencia de otros proyectos con grandes costes y de difícil gestión, se plantean actuaciones sencillas desde el conocimiento de los datos reales de consumo. Abandonar el modelo habitual de observar a los ciudadanos como clientes de modelos de negocio para empezar a situarlos en el centro de las operaciones de ciudades sin emisiones. Las acciones de ahorro y sostenibilidad energética deben ser fácilmente replicables y deberían empezar a estar en la cultura ciudadana general. Por este motivo el acercamiento de los proyectos a la realidad de los barrios, así como la difusión de los mismos son elementos clave para que la demanda de la sostenibilidad energética y las ciudades sin emisiones sea generalizada.

**PALABRAS CLAVE:** Sostenibilidad energética en barrios, procesos centrados en los ciudadanos, descarbonización de ciudades.

**ABSTRACT**

This work collects the data and conclusions of the project *Barrios zero as the germ of cities without emissions*, developed within the activities of the Fundación Renovables in collaboration with the University of Malaga. The project starts from the basis that global cities could be low carbon areas by actions focused on neighbourhoods, having neighbours at the centre of all processes. Unlike other projects with high costs and difficult management, the action taken in the districts must be simple and close to the knowledge of the real consumption data. Abandon the usual model of observing citizens as customers of business models to start placing them at the centre of the operations of zero-emission cities. Energy savings and sustainability actions must be easily replicable and should begin to be part of the general citizen culture. Projects have to approach to the reality of the neighbourhood, with a relevant dissemination work.

**KEYWORDS:** Energy sustainability in neighborhoods, citizen-focussed processes, low carbon city.

## INTRODUCCIÓN

El siglo XX está íntimamente relacionado con el nacimiento y auge de las metrópolis contemporáneas. Durante este siglo, el desarrollo de la humanidad se relaciona íntimamente al desarrollo y crecimiento de las ciudades.

Las ciudades se han venido consolidando como grandes polos de concentración de población, consumo de recursos y foco de emisiones, por ello, en la actualidad, todas las políticas globales recogen las acciones locales como herramientas claves para acometer los retos mundiales de sostenibilidad que se nos plantean.

De esta manera, las ciudades se distancian de ser un problema para convertirse en una parte fundamental de la solución. Cuanto más se actúa de manera local, más fácil es involucrar a vecinos, empresas y administraciones, ya que se plantean acciones directamente relacionadas con su hábitat cercano. Desde la acción y participación conjunta de todos los agentes es posible definir vías de trabajo eficientes, que tenga trascendencia real en la mejora de las ciudades y en el desarrollo sostenible de los territorios.

En general, en materia de acciones relacionadas con el cambio climático, y en especial, a partir del Acuerdo de París (ONU, 2015), muchas ciudades de todo el mundo están tomando protagonismo frente a los estados al elaborar sus propios planes por el Clima y redactando medidas concretas para la descarbonización de los entornos urbanos. Sin embargo, muchos de estos documentos, o programas se redactan desde la iniciativa de la administración local, bajo el paraguas de legislaciones o normativas de ámbito superior, pero sin tener muy en cuenta a los agentes municipales y por supuesto a los ciudadanos, ni llegar a actuaciones concretas que supongan un cambio.

El principio de actuación de los últimos 7 años en el ámbito de la Unión Europea se ha centrado en la elección de barrios o distritos dentro de las ciudades en los que experimentar tecnologías, incluso servicios financieros, para acometer las transformaciones de renovación que fueran replicables en otros entornos de la Unión. Las enseñanzas de los proyectos demostradores muchas veces se han quedado en experiencias únicas que han tenido bastantes dificultades de continuar su réplica en otros lugares, más allá de los barrios y ciudades participantes de estos proyectos.

Por este motivo, es necesario seguir investigando para establecer qué condiciones deben de presentarse para que las medidas no sólo sean innovaciones y tecnologías experimentales, sino que realmente sean metodologías y procesos replicables y modulables a otros barrios y a otros entornos de manera generalizada, no dejando nunca de lado el conocer los datos reales, desde el análisis de campo y la comunicación con todos los agentes del barrio.

## ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Partiendo de la prioridad de una economía baja en carbono en las políticas europeas, y el protagonismo de las ciudades para la consecución de objetivos globales de sostenibilidad y de reducción de emisiones, la Unión Europea entendió que el trabajo en la temática de ciudades inteligentes era una estrategia que aunaba estos ejes prioritarios de sus políticas globales. Una ciudad inteligente es un lugar donde las redes y servicios tradicionales se hacen más eficientes con el uso de tecnologías digitales y de telecomunicaciones en beneficio de sus habitantes y negocios. A partir de ahí, la Comisión Europea, fomenta la iniciativa para la creación de La Asociación Europea de Innovación en Ciudades y Comunidades Inteligentes (EIP-SCC-<https://eu-smartcities.eu/>), reuniendo a ciudades, industrias, pequeñas empresas (PYME), bancos, centros de investigación y otros agentes. El objetivo principal es la búsqueda de soluciones integradas para resolver problemas de las ciudades, contando con el gran pilar de la colaboración público-privada y priorizando las siguientes líneas estratégicas, como la movilidad urbana sostenible, las infraestructuras y procesos integrados en energía, TICs y transporte y los modelos de negocio, de adquisición y financiación, todo ello centrados en los ciudadanos y en una planificación y gestión integradas.

En esta línea y dentro del marco Horizonte 2020, la Comisión Europea abrió el programa *Smart Cities and Communities lighthouse projects* siendo las llamadas acciones SCC-1 *Lighthouse*. En la actualidad, existen doce proyectos europeos de Smart Cities and Communities Lighthouse, que cuentan con 36 ciudades llamadas *faro - lighthouse-* donde se realizan actividades de demostración, y más de cuarenta ciudades *seguidoras -followers-* que tienen como objetivo aprender de las experiencias y resultados de las ciudades faro, y replicar los proyectos, adaptándolos a sus circunstancias.

El objetivo de estos proyectos es poder reunir a las administraciones y organismo locales, al sector empresarial y a los ciudadanos para el desarrollo concreto de soluciones y modelos de negocio que se pueden escalar y replicar, teniendo que ser capaces de medir los beneficios en materia de eficiencia energética y de recursos, de nuevos mercados y nuevos puestos de trabajo. Los proyectos deben hacer frente a los retos a los que se enfrentan las ciudades europeas en la actualidad, garantizando un uso final de la energía seguro, asequible y limpio, la movilidad eléctrica inteligente, mostrando siempre la viabilidad económica y el consiguiente potencial de réplica en otras ciudades. (<https://eu-smartcities.eu/projects/1972/description>).

Gran parte de la financiación europea enfocada en acciones integradas en los barrios se han centrado en este tipo de proyectos SCC-1, por lo que se va a recoger sus objetivos y participantes de una manera resumida.

Tabla 1. Proyectos SCC-1 dentro del programa *Smart Cities and Communities lighthouse projects*

<b>Remourban– REgeneration MOdel for accelerating the smart URBAN transformation</b> <a href="http://www.remourban.eu">http://www.remourban.eu</a>		01/2015 - 12/2019 23.790.405 €
El objetivo es diseñar y validar un modelo de regeneración que aprovecha la convergencia entre energía, movilidad y TIC para mejorar la calidad de vida, garantizar la aceptación social y empoderar a los ciudadanos. Se probará una gama de innovaciones técnicas y soluciones, así como nuevos modelos de negocios para la renovación de la ciudad y estrategias que abordan ciertas barreras no tecnológicas.	<b>Lighthouses</b>	<b>Followers</b>
	Nottingham, Valladolid Tepebasi	Belgium Seraing Hungary Miskolc
<b>Triangulum – The Three Point Project: Demonstrate. Disseminate. Replicate</b> <a href="http://triangulum-project.eu">http://triangulum-project.eu</a>		02/2015 – 01/2020 29.621.431 €
El consorcio del proyecto combina la experiencia interdisciplinaria de 22 socios de la industria, la investigación y los municipios que comparten el mismo objetivo de desarrollar e implementar soluciones inteligentes basadas en las TICs. Un enfoque modular permitirá soluciones flexibles (comerciales).	<b>Lighthouses</b>	<b>Followers</b>
	Stavanger Eindhoven Manchester	Sabadell Tianjin Praha Leipzig
<b>GrowSmarter</b> <a href="http://www.grow-smarter.eu">http://www.grow-smarter.eu</a>		02/2015 – 12/2019 34.445.071 €
Distritos de bajo consumo energético: rehabilitación energética de edificios, incluyendo gestión de consumos. Infraestructuras integradas: alumbrado público inteligente, recuperación calor residual, recolección inteligente de residuos, gestión Big data. Movilidad urbana sostenible: Entrega sostenible, Gestión inteligente del tráfico, Vehículos impulsados por combustibles alternativos, soluciones de movilidad inteligente.	<b>Lighthouses</b>	<b>Followers</b>
	Stockholm Barcelona Köln	Graz Porto Suceava Cork Valetta
<b>Sharm-LLM – Sharing Cities</b> <a href="http://www.sharingcities.eu">www.sharingcities.eu</a>		01/2016 – 12/2020 28.045.835 €
Los distritos de demostración implementarán soluciones digitales urbanas replicables y modelos de colaboración. Se modernizarán los edificios, se introducirán servicios compartidos de movilidad eléctrica e instalarán sistemas de gestión de energía, alumbrado inteligente y una plataforma urbana para compartir a través de la participación de los ciudadanos.	<b>Lighthouses</b>	<b>Followers</b>
	Lisbon London Milan	Warsaw Bourgas Bordeaux
<b>Replicate – REnaissance of Places with Innovative Citizenship And TEchnology</b> <a href="http://replicate-project.eu">http://replicate-project.eu</a>		02/2016 – 01/2021 29.250.564 €
Acciones piloto de eficiencia energética, transporte eficiente y sostenible e infraestructuras integradas. El proyecto REPLICATE demostrará cómo estas ciudades pueden reproducir con éxito servicios inteligentes efectivos identificando sus fortalezas y trabajando estrechamente con los ciudadanos para garantizar la idoneidad de las soluciones y maximizar la aceptación.	<b>Lighthouses</b>	<b>Followers</b>
	Bristol San Sebastian Firenze	Switzerland, Lausanne Nilüfer
<b>Smarter Together – Smart and Inclusive Solutions for a Better Life in Urban Districts</b> <a href="http://smarter-together.eu">http://smarter-together.eu</a>		02/2016 – 01/2021 29.119.448 €
Encontrar equilibrio adecuado entre las tecnologías inteligentes, y las dimensiones de organización y gobernanza. Laboratorios vivientes de compromiso ciudadano. Calefacción urbana y energías renovables para distritos de bajo consumo energético. Rehabilitación holística para distritos de bajo consumo de energía tanto para viviendas públicas como privadas. Plataforma de gestión de datos inteligentes e infraestructuras integradas.	<b>Lighthouses</b>	<b>Followers</b>
	Wien Lyon München	Kiev Yokohama Santiago de Compostela Sofia Venezia
<b>SmartEnCity - Towards Smart Zero CO2 Cities across Europe</b> <a href="https://smartencity.eu/">https://smartencity.eu/</a>		02/2016 – 07/2021 32.201.606 €
Crear Smart Zero Carbon Cities, más sostenibles e inclusivas, mejorar la calidad de vida de los ciudadanos, crear empleos y riqueza, y ofrecer oportunidades de crecimiento equitativas.Reducción demanda de energía y maximizar el suministro de energía renovable. Modernización de edificios, integración de infraestructuras, el desarrollo de la movilidad sostenible y el uso inteligente de las TICs	<b>Lighthouses</b>	<b>Followers</b>
	Vitoria-Gasteiz Sonderborg Tartu	Asenovgrad Lecce
<b>mySMARTLife – Transition of EU cities towards a new concept of Smart Life and Economy</b> <a href="http://www.mysmartlife.eu">www.mysmartlife.eu</a>		02/2016 – 11/2021 21.724.075 €
Soluciones TIC, e-movilidad y energía para crear espacio urbano sostenible. Definición del Planeamiento Urbano Avanzado, con un enfoque integrado de intervenciones planificadas en la ciudad. Mejorar la calidad de vida de los ciudadanos al mejorar los servicios de la ciudad. Reducir los impactos ambientales de las actividades, logrando una reducción significativa de las emisiones de CO2. Economía inteligente, al ofrecer realizar un concepto económico innovador y dinámico que garantice empleo e ingresos adecuados.	<b>Lighthouses</b>	<b>Followers</b>
	Nantes Helsinki Hamburg	Bydgoszcz Palencia Rijeka

<b>RUGGEDISED – Designing smart, resilient cities for all</b> <a href="http://www.ruggedised.eu">www.ruggedised.eu</a>		03/2017 – 12/2021 19.562.867 €
Combina soluciones de TIC, movilidad eléctrica y energía para crear espacios urbanos sostenibles. Mejorar la calidad de vida de los ciudadanos, ofreciéndoles un entorno de vida limpio, seguro, atractivo, inclusivo y asequible. Reducción significativa de emisiones de CO2 y despliegue de vehículos eléctricos. Desarrollo empleos más sostenibles, estimulando la participación de la comunidad en soluciones inteligentes e impulsando empresas nuevas y existentes para explotar las oportunidades de la economía digital verde y la IoT. Desarrollo estructuras de cooperación y modelos de negocio para el intercambio de energía; desarrollar plataformas de datos abiertos Smart y sistemas de gestión de energía.	<b>Lighthouses</b>	<b>Followers</b>
	Umeå Rotterdam Glasgow	Gdansk Brno Parma
<b>IRIS Smart cities – Integrated and Replicable Solutions for Co-Creation in Sustainable Cities</b> <a href="http://irissmartcities.eu">http://irissmartcities.eu</a>		10/2017 – 09/2022 20.704.012 €
El proyecto está diseñado para abordar una necesidad urgente de brindar servicios de energía y movilidad que sean rentables, accesibles y confiables, creando un entorno urbano más sostenible y una mejor calidad de vida para sus habitantes. Combinación de universidades y centros de investigación, autoridades locales, agencias de innovación y expertos privados para generar iniciativas ambiciosas de energía, movilidad y TIC.	<b>Lighthouses</b>	<b>Followers</b>
	Göteborg Utrecht Nice	Alexandroupolis Foscani SC de Tenerife Vaasa
<b>Stardust - Holistic and Integrated Urban Model for Smart Cities</b> <a href="http://stardustproject.eu/">http://stardustproject.eu/</a>		10/2017 – 09/2022 21.093.539 €
Conjunto de soluciones técnicas ecológicas en energía, movilidad y TIC y una serie de soluciones no técnicas basadas en la participación activa de los interesados, incluida la participación ciudadana y modelos empresariales innovadores. Objetivos, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 63%, incrementar el ahorro energético en un 58%, incrementar la calidad de vida de los ciudadanos y asegurar un entorno comercial próspero.	<b>Lighthouses</b>	<b>Followers</b>
	Pamplona Tampere Trento	Kozani Cluj-Napoca Derry Litoměřice
<b>MatchUP - MAXimizing the UPscaling and replication potential of high level urban transformation strategies</b> <a href="http://www.matchup-project.eu">http://www.matchup-project.eu</a>		10/2017 – 09/2022 19.472.388 €
Enfoque centrado en el ciudadano, las soluciones MAtchUP en los campos de energía, movilidad y TIC impulsarán las economías locales y su calidad de vida. Además, servirán como modelo para la replicación en otras ciudades y conducirán a una transformación urbana impulsada por ciudadanos y partes interesadas.	<b>Lighthouses</b>	<b>Followers</b>
	Valencia Antalya Dresden	Herzliya Skopje Ostend Kerava

Si observamos la presencia de ciudades españolas en estos proyectos se comprueba que España está en 9 de los 12 proyectos, por lo que la tasa de participación es bastante alta. Sin embargo, gran parte de la geografía española se queda fuera de estas experiencias en especial la mitad sur peninsular. Si se observa el resto de la geografía europea es destacable la poca participación de ciudades meridionales de Italia y Grecia, tal y como se observa tal se observa en el mapa de distribución de ciudades participantes en los SCC-1 (Fig.1).



Fig. 1. Ciudades participantes en los proyectos SCC1

Es probable que esta circunstancia se esté viendo favorecida por el propio planteamiento de partida de los proyectos, en los que se centra la eficiencia en centrales de calefacción de distritos con buenos rendimientos en climas fríos. Los modelos están básicamente pensados para ciudades del centro y norte de Europa.

Por otro lado, tal y como se recoge en la tabla 1, las inversiones de estos proyectos son muy altas, (más de 300 millones de euros en los 7 años que duración actual del programa). Analizando los objetivos principales de los proyectos, se observa que los consorcios administración-empresa que conforman cada uno de los proyectos trabajan fundamentalmente en modelos de negocios, por lo que el ciudadano forma parte del proyecto, fundamentalmente con el rol de cliente.

La mayoría de las grandes inversiones para las acciones integrales en los barrios que se están haciendo en Europa, y en particular en España –porque son prácticamente las únicas- son proyectos integrales que se basan en un modelo clientelar y no en un proceso participativo y compartido con los vecinos, no sólo del barrio, sino de toda la ciudad.

Atendiendo a los datos de los proyectos europeos en barrios, se plantea la necesidad de acercar las políticas y los proyectos de descarbonización de las ciudades a la realidad más próxima de los barrios, en especial en la mitad sur de España necesitados de otros planteamientos. Por eso desde este proyecto se parte de la premisa que para plantear un proyecto integral de revitalización de un barrio se debe hacer partiendo del acercamiento a los vecinos y a la ciudadanía, en particular a los datos de consumos y hábitos. Una vez que se obtenga esta información, plantear acciones que pueden articular un proyecto piloto en el que los vecinos no sean clientes sino parte activa del mismo.

El mayor éxito de un proyecto, además de mejorar los rendimientos de consumos energéticos y disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>, es que los propios vecinos reclamen que se hagan actuaciones en sus barrios al ver la participación y la mejora de calidad de vida de otros. Esto es un factor clave para la replicabilidad.

Para que la descarbonización de las ciudades y la reducción de la demanda de energía sea real y generalizada, se necesita que los vecinos y vecinas sean parte activa del funcionamiento de la ciudad, y junto con el soporte de la administración y las empresas como facilitadoras, se conseguirán los mayores logros. Trabajando barrio a barrio se conseguirán ciudades sin emisiones.

#### OBJETIVOS ESPECÍFICOS DEL PROYECTO

El proyecto tiene como objetivo principal acercar las políticas globales de descarbonización a la realidad más cercana de un barrio, de una manera sencilla y próxima a los vecinos que lo habitan. Se prioriza la obtención de datos reales y de información de primera mano para establecer una metodología sencilla de identificación de acciones.

También se exponen una serie de objetivos específicos que se relacionan directamente con cada uno de los bloques en los que se ha estructurado la investigación.

**Objetivo específico bloque 1:** identificación de los distintos tipos de consumo energético que se dan en los barrios residenciales, distinguiendo aquellos que son modificables desde la acción local y personal, de los que son responsabilidad de empresas o de la administración local. La obtención de los datos se intentará realizar de la manera más desagregada posible, atendiendo en la medida de lo posible a consumos reales de los consumos del barrio, y en la falta de los mismos se atenderá a medias de consumo publicadas o estudios estadísticos.

Por ello es importante, identificar los consumos domésticos desde la perspectiva de la descarbonización de la energía utilizada en los barrios, y desde la incorporación de los vecinos al conocimiento del uso final de la energía, convirtiéndolo en el centro de las acciones de sostenibilidad energética.

**Objetivo particular del bloque 2:** En el segundo bloque, a partir de la determinación de consumos energéticos y las emisiones equivalentes se identificarán las acciones necesarias para mitigar las emisiones, identificando el grado de complejidad de las mismas. Igualmente es fundamental, identificar los grupos de trabajo y las distintas relaciones entre ellos, buscando las estrategias idóneas en las que trabajar, así como las sinergias de colaboración entre los agentes. La mayor suma de acciones de todos los actores permitirá la consecución del objetivo global de conversión de un barrio emisor a uno de cero emisiones.

**Objetivo particular del bloque 3:** El tercer bloque tiene como objetivo principal definir las vías para desarrollar un proyecto piloto. Una vez determinadas las conclusiones de los dos epígrafes anteriores, se trataría de identificar las barreras y oportunidades que se pueden dar en los distintos barrios, así como la definición de una metodología propia para el estudio de posibles barrios susceptibles de transformarse en barrios zero emisiones.

#### BLOQUES DE TRABAJO. METODOLOGÍA

El proyecto se ha estructurado en 3 bloques metodológicos. En primer lugar se define el bloque 1, para la obtención de datos de consumos energéticos en el barrio. En este epígrafe se desarrolla una metodología que podría ser aplicable a otros barrios. En el segundo bloque en función de los datos obtenidos en el primero se desarrollarán acciones y se establecerán sinergias entre los distintos agentes. En el bloque tercero, a modo de primeras conclusiones de los dos anteriores, se establecerán una serie de recomendaciones previas para conseguir que un proyecto piloto sea realmente un proyecto demostrador, replicable, que cuente con la información real obtenida de mano de los vecinos de los barrios, y consiguiendo así que formen parte activa de las acciones. En el último bloque de trabajo se describen las vías de comunicación que se han seguido en el proyecto y las que se recomienda para su difusión y traslado a los agentes implicados.

BLOQUE 1: CONSUMOS ENERGÉTICOS Y HÁBITOS DE VIDA

CARACTERIZACIÓN de PARQUE RESIDENCIAL en ESPAÑA

La mayor parte de la población en España vive en municipios de más de 20.000 habitantes, concretamente el 67% de la población, y la vivienda más habitual en España, es la colectiva, alcanzando un 68% en todo el territorio. Este modo de organización es predominante en las ciudades españolas, por lo que de los 25 millones de viviendas que existen en España, unos 17 millones se consideran que están organizadas en bloques. Si tenemos en cuenta únicamente aquellas que están consideradas viviendas habituales, serían más de 12 millones de hogares. Atendiendo a la media de ocupación de un hogar en España, estaríamos hablando de más de 30 millones de habitantes (INE, 2011). De esta manera podemos afirmar que dos terceras partes de la población en España, comparten problemáticas comunes respecto a la tipología edificatoria en la que habitan y probablemente al entorno urbano.

Por lo tanto, atendiendo a la premisa de que el barrio predominante en las ciudades españolas es el de vivienda colectiva, nuestro objetivo de estudio va a atender a esta realidad.

Para establecer una priorización de actuaciones en barrios menos eficientes respecto al consumo energético de edificios, se debe atender a los condicionantes técnicos y normativas vigente en los años de construcción de estas viviendas. Hay que tener en cuenta que el 60% de las viviendas españolas se construyeron sin ninguna normativa de eficiencia energética, ya que la primera norma de la construcción que observaba la obligatoriedad de incorporar aislamiento térmico aparece en el año 1979 (Ministerio de Fomento, 1979) y entra en vigor a partir de enero de 1980. Por lo tanto, si se enfoca la mejora energética a aquellas viviendas construidas hasta 1980 se estará incrementando significativamente la eficiencia energética del parque de viviendas en España además de la mejora del confort interior, y la mitigación de la pobreza energética, sin olvidar evidentemente la disminución de emisiones.

En España existen más de 25 millones de viviendas de las cuales son viviendas principales algo más de 18 millones (INE, 2011). Para caracterizar el parque residencial se han desagregado los datos teniendo en cuenta el año de construcción, el número de plantas y el número de viviendas por edificio (INE, 2011 y Cuchí-Sweatman, 2011) y se han recogido en la tabla 2.

Tabla 2. Distribución del parque residencial de viviendas principales y segmentación para rehabilitación preferente

Año de construcción	Nº viviendas /edificio	Nº de plantas edificio		
		1-3	4-9	+9
<1960	1	1.644.639	1.377	0
	2-4	<b>464.539</b>	<b>71.172</b>	<b>0</b>
	5-39	<b>160.819</b>	<b>1.336.045</b>	<b>56.871</b>
	+39	<b>2.999</b>	<b>114.639</b>	<b>56.029</b>
1960-1980	1	1.153.388	1.774	0
	2-4	<b>438.933</b>	<b>78.161</b>	<b>0</b>
	5-39	<b>223.563</b>	<b>3.102.833</b>	<b>345.460</b>
	+39	<b>5.112</b>	<b>293.069</b>	<b>446.017</b>
1981-2002	1	158.4000	3.882	0
	2-4	390.257	41.421	1
	5-39	323.229	1.510.267	75.069
	+39	8.129	103.398	88.756
Total de viviendas principales en España (2011)		18.083.690	Unidades con gran potencial de rehabilitación energética: 7.196.261	

En la tabla se ha indicado aquellos bloques de viviendas en los que sería prioritario actuar –coloreados en verde-, por los grandes potenciales de ahorro energético, ya que se construyeron sin los estándares técnicos de aislamiento demandados en la actualidad. La suma hace un total de más de 7 millones de viviendas, lo que supone un 40 % del parque de residencia habitual en España.

ELECCIÓN de un BARRIO.

La elección del área de estudio está condicionada por los datos poblacionales desarrollados en el epígrafe anterior. La búsqueda del barrio piloto debe contener tipologías edificatorias que representen el 40 % de edificios residenciales en España con alto potencial de mejora en cuanto a una rehabilitación energética. Deberían ser edificios construidos en las décadas de 1960 y 1970, ya que en estas fechas se produjo un auge en la construcción de barriadas en toda España. Estos edificios están construidos con soluciones constructivas de nivel técnico medio y sin embargo carecen de aislamiento térmico. La metodología que se desarrolla es fácilmente trasladable a cualquier barrio de estas características.

En este proyecto se ha seleccionado los barrios de *Sixto-Cortijo Vallejo* por haber sido analizados en un proyecto de investigación anterior, *Cooperativas vecinales. Modelo de gestión colaborativa en rehabilitación y conservación de barriada* (iHTT, 2015) del que se podían extraer datos y conclusiones significativas para el actual proyecto.





Fig. 2. Vista aérea del barrio de estudio

CONSUMO ENERGÉTICO de las FAMILIAS, del SECTOR SERVICIO y de las INFRAESTRUCTURAS.

La metodología que se ha empleado en el cálculo de los consumos energéticos del barrio, ha priorizado la obtención de los datos más reales y desagregados posibles, dividiendo estos por bloques temáticos para terminar obteniendo las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes. El esquema que se ha seguido se recoge en el siguiente gráfico.



Fig. 3. Gráfico de metodología seguida en el cálculo total de emisiones de CO<sub>2</sub>e en el barrio.

Tal y como observamos en la figura anterior, se han distinguido tres bloques de consumo, edificios, infraestructuras y transporte. Los edificios se desagregan según su uso, diferenciando en un grupo específico aquellos que dependen de la administración para la identificación posterior de agentes y acciones. En infraestructuras se ha considerado únicamente el alumbrado público. En transporte se desagregó el consumo de las familias del transporte público. Para el consumo del sector residencial, se han priorizado los datos reales, obtenidos a través de una encuesta trasladada a los vecinos del barrio, y así conocer los consumos reales anuales y las fuentes energéticas. En aquellos casos que se desconocía la información se ha recurrido a estudios IDAE y a fuentes estadísticas (IDAE, 2011). Para el consumo del sector terciario se ha seguido la misma metodología que en el sector residencial, a través de la encuesta y de entrevistas individuales, se han obtenido datos de los consumos reales anuales y las fuentes energéticas.

## ENCUESTA

**Se busca colaboración vecinal sobre el consumo energético en los barrios de Sixto y Cortijo Vallejo.**

Los datos obtenidos serán anónimos y con fines de investigación para conseguir barrios más autosuficientes y amables.

Esta encuesta forma parte de un proyecto de investigación de la Universidad de Málaga en colaboración con la Fundación de Energías Renovables. El objetivo consiste en conocer el tipo de consumo actual en el barrio y proponer mejoras de ahorro tanto económico como energético.

¿ Qué tipo de energía utiliza en su casa o local ?

Electricidad

Gas Natural

Gas Butano

Energía solar térmica

¿ Cuántos metros cuadrados tiene su casa ?

Superficie: \_\_\_\_\_ m<sup>2</sup>

¿ Cuántas personas viven en su casa ? N° personas: \_\_\_\_\_

¿ Cuántos vehículos tiene? N° vehículos: \_\_\_\_\_

¿Cuál es su consumo energético anual ? (Puede consultar en su factura de luz o gas su gasto energético en kwh)

Electricidad \_\_\_\_\_ Kwh/año

Gas Natural \_\_\_\_\_ Kwh/año

Gas Butano \_\_\_\_\_ N° bombonas/año

¿ Qué tipo de cambios ha realizado en su casa o local para reducir el consumo energético ?

Cambio a bombillas LED

Desconectar electrodomésticos cuando no se usan

Comprar electrodomésticos tipo A+++

Energías renovables

Cambio de ventanas

Ir a pie, en bicicleta o en bus en lugar de usar el coche.

Otros \_\_\_\_\_

Fig. 4. Encuesta sobre consumos energéticos para los vecinos y comerciantes del barrio de estudio.

En cuanto a las infraestructuras se ha tenido en cuenta el consumo real de las luminarias del barrio, por potencia instalada y por horas anuales de uso.

Las familias españolas consumen un 15% de la energía generada en España en el uso del coche privado, lo que supone el 50% de toda la energía utilizada en el transporte por carretera. El parque móvil se acerca a los 30 millones de vehículos, de los que más de 20 millones son turismos. Estas cifras suponen que, como media, a cada hogar español le corresponden dos turismos (Dirección General de Industria, Energía y Minas et al, 2007). La mayor dificultad en el sector transporte es el acceso a los datos reales de consumo de las familias. Para el acceso a los datos de emisiones se han considerado datos estadísticos.

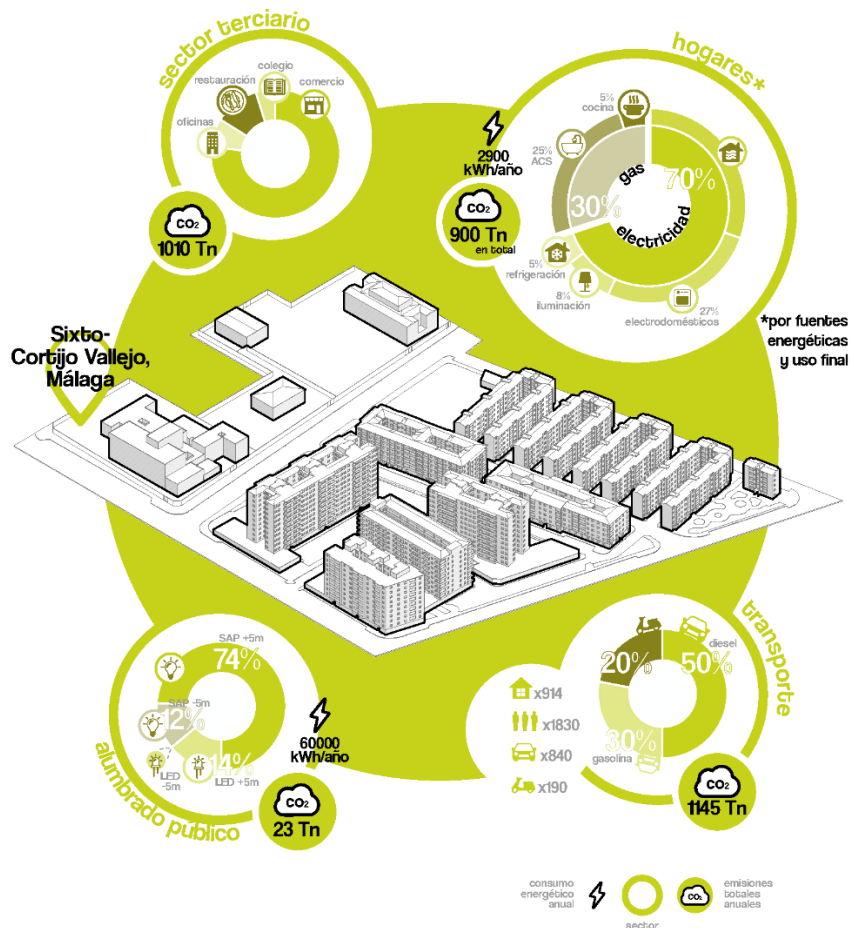


Fig. 5. Resumen gráfico de datos de consumo y de emisiones equivalentes por sectores en el barrio de estudio.

## BLOQUE 2: ACCIONES de lo MICRO a lo MACRO.

Las primeras conclusiones que se exponen tras los datos que se han recogido respecto a las viviendas es el alto grado de electrificación. Sin embargo, la mayoría de las familias cocinan y tiene el ACS con gas butano (GLP).

De las primeras acciones de acción individual, además de las propias de ahorro energético, sería de la de electrificación total de la vivienda, con placas de inducción en cocinas y aerotermia para producción de ACS. Si se aprovecha toda la superficie disponible del barrio para la producción de electricidad con placas fotovoltaicas, y la que no fuera posible producir en consumo se obtuviera a través de comercializadoras origen *100% renovable*, estaríamos hablando de que toda la energía consumida en las viviendas estaría totalmente descarbonizada. Las acciones anteriormente descritas son muy asequibles para las familias y los comerciantes. La rehabilitación energética de los edificios supondría ahorros energéticos en cuanto a climatización alrededor del 40%.

La acción en el cambio de la iluminación de los viales públicos correspondería a la administración local, y supondría la sustitución de 94 farolas de vapor de sodio por lámparas LED, lo cual implica una reducción del 50% del consumo energético. La última de las acciones deben de ir encaminadas a la movilidad más sostenible, desgraciadamente es la que por sectores más emisiones produce, tal y como podemos observar en la figura 5. No existen vehículos eléctricos en el ámbito de estudio, y es muy improbable el cambio tecnológico en este tipo de barrio, a no ser que se recurran a plataformas de car-sharing o cooperativas de movilidad (Rosa et al, 2015). Para este tipo de medidas se necesitaría un gran apoyo de empresas y administración local. Las acciones de cambios de hábitos en la movilidad dependen de cada ciudadano, sin embargo, nuevamente el apoyo de la administración local es fundamental para el fomento de la ciudad de cercanía y la creación de viarios saludables y seguros libres de vehículos contaminantes.

### BLOQUE 3: Directrices para construir un PROYECTO PILOTO. CONCLUSIONES.

Para construir un proyecto piloto de descarbonización de un barrio se debe tener como primer objetivo el acercamiento a los datos reales del barrio (fuentes energéticas y consumos finales). Es fundamental también estudiar los hábitos de consumo junto con los datos a través de la encuesta depositada en los comercios de los barrios y distribuidas de esta manera entre los vecinos (fig. 4). Siguiendo esta metodología de obtención de datos se consigue tener un contacto directo con los vecinos y con los comerciantes del barrio, pudiendo dar a conocer el proyecto y conociendo de primera mano los problemas y barreras que se pueden encontrar.

La principal ventaja que se encuentra en una climatología como Málaga es que la demanda energética es muy baja, sobre todo en gastos de climatización. Se pueden priorizar medidas de electrificación 100% de las viviendas y del sector terciario porque se parte de más de un 70% de grado de electrificación medio. Por lo tanto, son medidas de costes bajos y que no implicarían la necesidad de rehabilitación energética urgente. No obstante, es recomendable para obtener consumos aún más bajos y para conseguir una demanda menos, y por el motivo principal que es la reducción de la pobreza energética y el aumento del confort térmico. Para las medidas de rehabilitación integral nos encontramos la principal barrera encontrada es la necesidad de una financiación fuerte y con la implicación de consorcios y administraciones. Para las acciones por una movilidad más sostenible y descarbonizada nos encontramos la principal barrera de la propia estructura física de la ciudad que obliga a los vecinos a desplazarse mayoritariamente en vehículo privado. Resta labor correspondería a la administración local y a labores de divulgación.

Como se observa el planteamiento estratégico del proyecto es inverso al que se sigue en los grandes proyectos de barrios descritos en el trabajo, ya que el inicio de las acciones necesarias se realiza en primer lugar desde el conocimiento cercano de la realidad de los vecinos, de la identificación de los consumos y de las acciones sencillas, algunas casi sin costes, o con *paybacks* muy cortos, siendo estos prioritarios.

### AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido apoyado por el proyecto de investigación, RTI2018-095097-B-I00 (2108) del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, España. Se enmarca dentro de la actividad de la Fundación Renovables en el desarrollo de proyectos y ha sido en parte financiado por subvención del Ministerio para la Transición Ecológica.

Gracias a todos los vecinos y vecinas de los barrios de Sixto y Cortijo Vallejo por su colaboración participando en la encuesta sobre consumos energéticos de sus hogares. Se desea mostrar un especial agradecimiento a los comerciantes de los barrios de Sixto y Cortijo Vallejo por su colaboración y ayuda al convertirse en depositarios, distribuidores y recopiladores de la encuesta sobre consumos energéticos destinada a los vecinos, y a la Presidenta de la Asociación de Vecinos *Los de Sixto*.

### REFERENCIAS

Organización de las Naciones Unidas – ONU (2015). Acuerdo de París. [https://unfccc.int/files/essential\\_background/convention/application/pdf/spanish\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/spanish_paris_agreement.pdf)

Ministerio de Fomento, Norma Básica de la Edificación NBE-CT-79. Condiciones Térmicas en los Edificios. BOE núm.253, de 22 de octubre de 1979, páginas 24524 a 24550

Cuchí, A., & Sweatman, P. (2011). Una visión-país para el sector de la edificación en España. Hoja de ruta para un nuevo sector de la vivienda. Barcelona: Fundación Conama.

Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid, ALBA Ingenieros Consultores, S.L. y Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. (2007). *Guía de la Energía en el Sector del Automóvil*. Consejería de Economía y Consumo. Comunidad de Madrid.

Rosa Jiménez, C. J. et al (2009). Las Barriadas de la Carretera de Cádiz de Málaga: hacia un modelo sostenible de rehabilitación integral y arquitectónica. Universidad de Málaga.

Rosa Jiménez, C. J. et al (2015). Proyecto RecoBA - Las Cooperativas Vecinales. Modelo de Gestión Colaborativa en Rehabilitación y Conservación de Barriadas. Universidad de Málaga. [https://www.uma.es/media/files/GGI3003IDIK\\_RecoBA.pdf](https://www.uma.es/media/files/GGI3003IDIK_RecoBA.pdf)

Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía - IDAE (2011). Análisis del consumo energético del sector residencial en España – Proyecto SECH-SPAHOUSEC. Ministerios de Industria, Energía y Turismo. [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_Informe\\_SPAHOUSEC\\_ACC\\_f68291a3.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Informe_SPAHOUSEC_ACC_f68291a3.pdf)



**LA INFLUENCIA DE LA ARBORIZACIÓN Y DE LA PAVIMENTACIÓN EN EL CONFORT TÉRMICO URBANO EN LA VÍA PÚBLICA. ESTUDIO DE CASO: AVENIDA LEOPOLDO MACHADO, MACAPÁ-BRASIL****Celis A.M.C.\*, Cárdenas J.W.\*\***

\* Arquitetura e Urbanismo, Universidade Federal do Amapá, Rod. Juscelino Kubitschek, km 02 - Jardim Marco Zero, Macapá - AP, 68903-419, (Amapá) Brasil, [anneli.2792@gmail.com](mailto:anneli.2792@gmail.com)

\*\*Ciência da Computação, Universidade Federal do Amapá, Rod. Juscelino Kubitschek, km 02 - Jardim Marco Zero, Macapá - AP, 68903-419, (Amapá) Brasil, [jwcs.jwcs@gmail.com](mailto:jwcs.jwcs@gmail.com)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.1120>

**RESUMEN**

Esta investigación estudia la influencia de la arborización urbana y de la pavimentación en el confort térmico urbano de la Avenida Leopoldo Machado, en la ciudad de Macapá- Amapá, localizada en la región norte del Brasil, que es caracterizada por poseer un clima tropical húmedo, con elevadas temperaturas prácticamente todo el año. El principal objetivo es contribuir con espacios urbanos abiertos más confortables climáticamente mediante la análisis de la influencia de la arborización y pavimentación y de esa manera poder contribuir con datos micro climáticos para la ciudad. Para eso, se discute el microclima urbano que es generado en la Avenida Leopoldo Machado, objeto de estudio, a partir de tres puntos de medición: alta densidad de arborización, regular y sin presencia de arborización. Se realizaron mediciones con instrumentos meteorológicos portátiles y simulaciones numéricas mediante el uso de la herramienta computacional ENVI-met 4.0, analizando tres escenarios: ideal (abundante arborización), (escenario real) y sin arborización (escenario hipotético).

**PALABRAS CLAVE:** Arborización, Pavimentación, Microclima, Conforto térmico, ENVI-met

**ABSTRACT**

This research studies the influence of urban tree planting and paving on the urban thermal comfort of Leopoldo Machado Avenue, in the city of Macapá-Amapá, located in the northern region of Brazil, which is characterized by a humid tropical climate, with high temperatures practically all year round. For this purpose, the urban microclimate generated on Leopoldo Machado Avenue, which is the object of the study, is discussed based on three measurement points: high density of tree planting, regular and no tree planting. Measurements were made with portable meteorological instruments and numerical simulations using the computer tool ENVI-met 4.0, analyzing three scenarios: ideal (abundant tree cover), (real scenario) and without tree cover (hypothetical scenario).

**KEYWORDS:** Arborization, Paving, Microclimate, Thermal comfort, ENVI-met

## INTRODUCCIÓN

Actualmente en el Brasil, más del 80% de la población reside en ciudades, de acuerdo con los datos del Instituto Brasileño de Estadística (IBGE, 2010). Eso significa que el incremento de la población urbana viene ocasionando cambios en el ambiente natural y en el ambiente construido. Dobbert (2015) comenta que factores como el aumento del tráfico de vehículos, la supresión de la vegetación nativa, el exceso de pavimentación del suelo ocasiona alteraciones en el microclima y consecuentemente en la ausencia de confort térmico en los ambientes urbanos.

Por lo tanto, el microclima juega un rol importante para las ciudades, especialmente en ciudades de elevadas de temperaturas, donde es fundamental ofrecer condiciones térmicas compatibles al confort térmico humano, mediante la utilización de estrategias bioclimáticas que proporcionen bienestar a los usuarios. Una de las estrategias para estabilizar esos efectos, es la utilización de arborización urbana, que proporciona el control de radiación solar, de humidificación, depuración del aire y minimizar los efectos de islas de calor.

Para Bravo & Torre (2014), la formación de islas de calor está relacionado a la impermeabilización del suelo, a la falta de humedad en los ambientes, en el empleo de materiales inadecuados y en la ausencia de áreas arborizadas. Una manera de poder mitigar es la utilización de arborización urbana, especialmente en climas con elevadas temperaturas, donde locales que proporcionen sombra son los más buscados entre los usuarios, entretanto, no es el caso del escenario urbano de la ciudad de Macapá que presenta condiciones de habitabilidad no siempre satisfactorias.

Moreno (2006), avenidas y veredas son elementos de la infraestructura urbana que componen el sistema viario urbano y deben garantizar el tránsito de personas. Para Tostes (2017), la reducción de áreas verdes en la ciudad de Macapá están relacionados a los investimentos en los últimos treinta años, el trazado urbano después de la implementación del Territorio Federal de Amapá también contribuyó para acelerar la pérdida de la vegetación, donde la vegetación nativa dio lugar a construcciones, calles y vías, sin ningún tipo de preservación o manutención.

Las temperaturas medias mensuales son divididas en tres grupos: las temperaturas máximas, medias y mínimas. Las máximas temperaturas varían entre 31°C y 33°C, llegando algunas veces hasta los 40°C, entre los meses de agosto y octubre. Las temperaturas medias más bajas generalmente ocurren en el mes de marzo variando entre 25°C y 26°C. La temperatura máxima media del mes más caliente ocurre en octubre, ateniendo 32.6°C, en cuanto la temperatura mínima media del mes más frío ocurre en julio ateniendo 22.9°C (TAVARES, 2014).

En climas de esas características, la arborización y los materiales apropiados en la pavimentación contribuyen de manera significativa para estabilizar los efectos del clima, teniendo un amplio significado social, cultural y científico para la ciudad y consecuentemente para los transeúntes de la avenida Leopoldo Machado que no obtienen el debido confort térmico urbano.

Entretanto, cada material utilizado en la pavimentación posee propiedades físicas diferentes que elevan las temperaturas por su capacidad de almacenamiento de calor y la radiación solar recibida por las superficies construidas. Romero (2001), ilustra las diferencias de temperatura de los materiales utilizados, para la autora el asfalto por ejemplo eleva drásticamente las temperaturas en comparación con la utilización de piedras o césped en la morfología urbana, habiendo una diferencia de 25 grados centígrados en relación con el césped y 15 grados centígrados con relación a la piedra.

El rol de los materiales utilizados en la pavimentación es un aspecto decisivo sobre las ganancias térmicas y el sobrecalentamiento en las zonas urbanas, ya que los materiales expuestos a la radiación convierten la radiación solar recibida en calor, que en parte se acumula y otra parte se reemite hacia la atmósfera en función de las características físicas del material.

Para obtener un espacio confortable es fundamental entender el comportamiento climático y el contexto en el cual está inserido en la morfología urbana. Las condiciones climáticas del local contribuyen para la determinación del confort, una vez que la temperatura y humedad del aire, así como la radiación y el viento, se comportan de manera diferenciada, variando de local para local.

En este sentido, la presente investigación buscar analizar la influencia de la arborización y de la pavimentación en la Avenida Leopoldo Machado, localizada en la ciudad de Macapá – Amapá, Brasil, mediante la medición de variables micro climáticas, realizando mediciones de temperatura del aire, velocidad del aire, humedad del aire, humedad relativa y temperatura superficial del suelo, así como la utilización de la herramienta ENVI-met 4.0, que permitió analizar el escenario real, así como escenarios hipotéticos.

La herramienta ENVI-met, permite el análisis micro climático a partir de las interacciones del edificio con el medio urbano, siendo empleada como un método de investigación por su facilidad de empleo en situaciones tanto reales cuanto hipotéticas, para la comprensión de los fenómenos relacionados al clima urbano y evaluar las estrategias de mitigación y adaptación antes de su implementación (SILVA & ROMERO, 2010).

Labaki, (2011), en su pesquisa experimental y cualitativa sobre “La vegetación y su influencia en el confort térmico urbano y sobre la cualidad de sombra producida en áreas arborizadas”, tuvo como motivación la necesidad de cuantificar y cualificar la contribución de la vegetación para el confort térmico, o sea, la atenuación de la radiación solar por la vegetación y sus influencias de esta sobre la temperatura y humedad en las áreas próximas. Se pretendió establecer parámetros adecuados para la elaboración de planos y proyectos que tengan como objetivo el confort térmico urbano. Inicialmente, el principal punto de la pesquisa estuvo entre la relación entre especies arbóreas, agrupamiento de árboles, áreas verdes y el microclima proporcionado por ellas, posteriormente, se consideró la eficiencia de sombra proporcionada por la vegetación.

## OBJETIVO

Medir la influencia de la arborización y de la pavimentación superficial en el confort térmico en la Avenida Leopoldo Machado, Macapá – Brasil, mediante:

- Medición de la temperatura superficial del suelo para los diferentes tipos de materiales utilizados en la pavimentación;
- Medición de la temperatura del aire, humedad relativa del aire y velocidad del viento en los diferentes tipos de densidad arbórea;

## METODOLOGIA

La presente investigación está dividida en dos etapas. La primera etapa es referente a la medición de datos de las variables micro climáticas in loco con aparatos meteorológicos, realizadas en tres puntos diferentes de medición (abundante arborización, regular arborización y sin arborización), de acuerdo con la densidad arbórea utilizada por Labaki & Santos (1995). Las variables medidas fueron: la temperatura del aire, humedad relativa del aire, velocidad del viento y la temperatura superficial del material presente en la pavimentación. Esas mediciones fueron realizadas durante 24 horas del día, en el día 20 de julio de 2018.

Los aparatos meteorológicos portátiles utilizados para la medición de las variables micro climáticas fueron: anemómetro con registro de temperatura; termo higrómetro y termómetro infrarrojo.

La segunda etapa consistió en la simulación computacional mediante la herramienta ENVI-met 4.0, donde fueron modelados y simulados tres escenarios, denominados: el escenario ideal (abundante arborización), escenario real y escenario sin arborización, permitiendo entender el comportamiento de los índices de confort térmico. La herramienta ENVI-met, permite evaluar el microclima y entender la relación del edificio con el medio ambiente analizando variables como radiación solar, orientación de los vientos y humedad del aire, posibilita también evaluar el comportamiento de los materiales existentes en edificios, calles, analizar la dispersión de contaminantes y determinar el flujo de calor entre los materiales (SHINZATO, 2009).

## RESULTADOS

En la primera etapa para las mediciones en campo, fueron escogidos tres puntos en la Avenida Leopoldo Machado, que se caracterizan por poseer diferentes densidades arbóreas, siendo denominados como P1, P2 y P3. El punto P1, es un punto en la Avenida Leopoldo Machado que no se observan árboles, el punto P2, se observa regular arborización y el punto P3 se observa abundante arborización.

Referente a los resultados de la temperatura superficial del suelo, los materiales presentes en la pavimentación son el asfalto utilizado en calles y avenidas, y el cemento o concreto utilizado en veredas y la tierra alrededor de los árboles. En los tres puntos de medición es perceptible la diferencia de temperatura, debido a la presencia o ausencia de

arborización. Se observa en la Fig.1 que en P1, la radiación solar incidente es intensa, debido a la ausencia de arborización, donde la amplitud de temperatura superficial varía de 29.1 grados centígrados a 60 grados centígrados en el asfalto y de 28° C a 58.6° C en la vereda. Cuando se introduce un factor de reducción de incidencia de rayos solares, como los puntos P2 y P3 la amplitud térmica disminuye, especialmente en el horario de las 15:00.

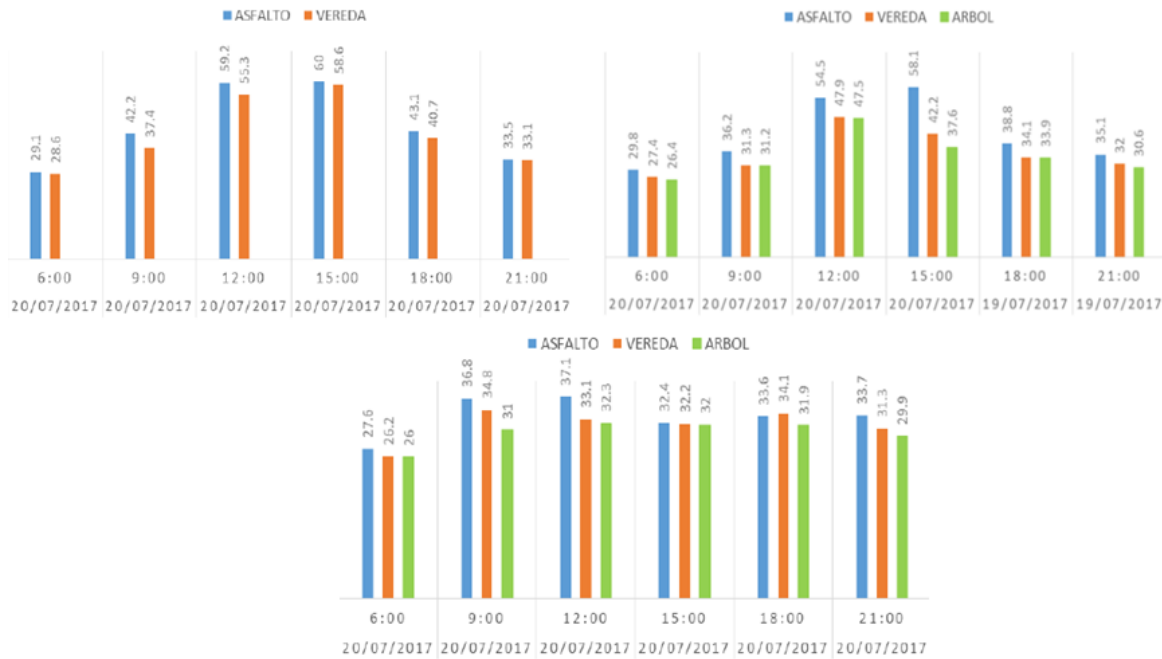


Fig.1. Medición de temperatura superficial de la pavimentación

Los resultados de la temperatura, se observa que en los tres puntos de medición las temperaturas máximas se dan entre las 12:00 h y 15:00 h, coincidiendo con los horarios de mayor radiación solar. Como se observa en la Tabla 1. las temperaturas mínimas se dan a las 06:00h y 21:00 h, coincidiendo con horarios de menor de radiación solar. La amplitud de la temperatura del aire varía de 26.1°C a 35.1°C en el punto sin arborización, de 25.8°C a 33.6°C en el punto con regular arborización y de 25.5°C a 32.2°C en el punto con abundante arborización.

Tabla 1. Resultados de medición de temperatura del aire en los tres puntos de medición

	06:00	09:00	12:00	15:00	18:00	21:00	Temperatura del aire máxima
Sin arboles	26.1	31.2	34.0	35.1	29.4	28.5	35.1
Regular arborización	25.8	29.5	32.4	33.6	29.5	28.5	33.6
Abundante arborización	25.5	29.1	32.1	32.2	29.5	28.4	32.2

La humedad relativa del aire en los tres puntos de medición se puede observar que la amplitud de las medidas de la humedad relativa del aire varía entre 74.1% a 81.8% en el punto sin arborización, de 72.9% a 82.4% en el punto con regular arborización y de 72.1% a 81.2% en el punto con abundante arborización, como se observa en la Tabla 2. La media diaria de la humedad relativa es de 76.5% en el punto sin arborización, de 77.2% en el punto con regular arborización y de 77.8% en el punto con abundante arborización. Los mayores valores de la humedad relativa ocurren en el periodo nocturno y disminuyen en el transcurso del día con el aumento de la radiación solar.



Tabla 2. Resultados de humedad relativa del aire en los tres puntos de medición

	06:00	09:00	12:00	15:00	18:00	21:00	Humedad media (%)
Sin arboles	81.8	78.2	75.9	72.4	71.4	79.3	76.5
Regular arborización	82.4	77.6	72.9	76.3	72.6	81.2	77.2
Abundante arborización	81.2	81.0	75.4	75.9	72.1	81.1	77.8

Referente a la velocidad del viento, la amplitud es de 1.20 m/s a 1.88 m/s para el punto sin arborización, de 0.96 m/s a 1.63 m/s para los puntos con regular arborización y de 1.11 m/s a 1.37 m/s para los puntos con abundante arborización. La media de la velocidad del viento es de 1.48 m/s para el punto sin arborización, 1,32% para el punto con regular arborización y de 1.24 m/s para el punto con abundante arborización. Las mayores velocidades del viento son observadas entre las 12:00 a las 18:00 horas para el punto sin arborización, como se observa en la Tabla 3.

Tabla 3. Resultados de la velocidad media del aire en los tres puntos de medición

	06:00	09:00	12:00	15:00	18:00	21:00	Velocidad media (m/s)
Sin arboles	1.20	1.21	1.55	1.76	1.88	1.57	1.48
Regular arborización	0.96	1.41	1.54	1.63	1.34	1.04	1.32
Abundante arborización	1.28	1.18	1.18	1.11	1.36	1.37	1.24

Sobre la simulación realizada en la herramienta ENVI-met 4.0, se insirió las configuraciones básicas de entrada de datos espaciales, siendo colocadas: los archivos de entrada (modelaje), el día de la simulación, nombre y pastas y configuraciones básicas meteorológicas. Los datos meteorológicos colocados fueron obtenidos de la estación climatológica del aeropuerto de la ciudad de Macapá y del Instituto Nacional de Meteorología (INMET), donde los datos obtenidos son: la velocidad del viento a 10 metros de la superficie (m/s) con valor de 1.5 m/s; dirección del aire (en grados) es de 40; rugosidad del suelo (estación) es de 0.1; temperatura del aire a 2m (°C) es de 31.89; humedad específica a 2.500 metros (g/kg) es de 8.91 y humedad relativa a 2 metros (%), siendo de 87.

En la etapa de modelaje se modelan tres escenarios, que fueron denominados como: la situación real, hipotética ideal con arborización y sin arborización, como se puede observar en la figura 02. Los datos para el modelaje como altura de las edificaciones y dimensionamientos fueron obtenidos mediante mediciones realizados presencialmente en el objeto de estudio y por mediciones realizados por Google Earth como se observa en la Fig.2.

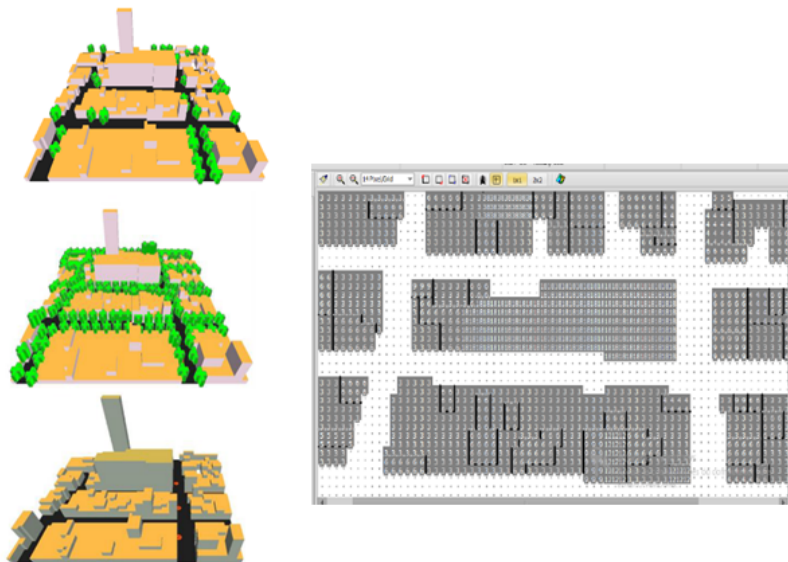


Fig.2. Modelaje de los escenarios con el uso de la herramienta ENVI-met 4.0

Los valores de la temperatura del suelo en el modelo AO se muestran compatibles con los valores observados en las mediciones con el termómetro infrarrojo, así las simulaciones numéricas reproducen el comportamiento observado de la temperatura del suelo, en todos los casos, tanto en los perfiles temporales, como de las diferencias en el área simulada entre cualquier dos de los modelos, se observa el efecto positivo de la disminución de la temperatura del suelo por la arborización de la ciudad.

En las series de tiempo en los receptores, se observa que los valores de la humedad relativa en los modelos SA y AO se mantienen próximos, en cuanto los valores en el modelo CA son más distantes. Esto también indica la influencia global de la arborización al aumentar la humedad en el ambiente, pues mismo en el modelo AO en los lugares con árboles, los valores de la humedad relativa siguen siendo mayores en el modelo CA.

En las simulaciones numéricas de la velocidad del viento con el ENVI-met 4.0 se puede observar como en el modelo con vegetación completa (CA) la velocidad del viento es más débil que en el modelo sin arborización (SA). La dirección del viento en ambos modelos es predominantemente del este en las calles situadas horizontalmente y del sur en las calles verticales en la región de simulación.

Los valores de la velocidad del viento resultantes de la simulación numérica son compatibles con los valores observados en las mediciones con el anemómetro, valores inferiores a 2m/s, por lo cual no interfieren en la sensación térmica de las personas. Las hojas y ramas de los árboles ayudan a disminuir la velocidad del viento, aumentando el confort de las personas, visto que los vientos fuertes dispersan la humedad promovida por los árboles, haciendo que no sea más percibida (Tabla 2).

Tabla 4. Resultados de los tres modelos en la herramienta ENVI-met 4.0

ESCENARIO SIMULADO - ENVI-met 4.0							
Índices de PMV			Temperatura del Suelo				
	R1	R2	R3		R1	R2	R3
Modelo SA	6.9539	6.9	6.8828	Modelo SA	53.454	53.718	51.885
Modelo AO	6.7824	4.5712	4.8518	Modelo AO	53.053	39.582	49.748
Modelo CA	6.2523	4.0772	3.6722	Modelo CA	52.479	38.766	37.91
Humedad Relativa %			Velocidad del viento m/s				
	R1	R2	R3		R1	R2	R3
Modelo SA	64.364	64.32	64.03	Modelo SA	0.72308	0.64737	1.0793
Modelo AO	65.618	66.152	66.123	Modelo AO	0.7343	0.40851	0.61788
Modelo CA	70.869	71.372	70.518	Modelo CA	0.3115	0.22667	0.70343

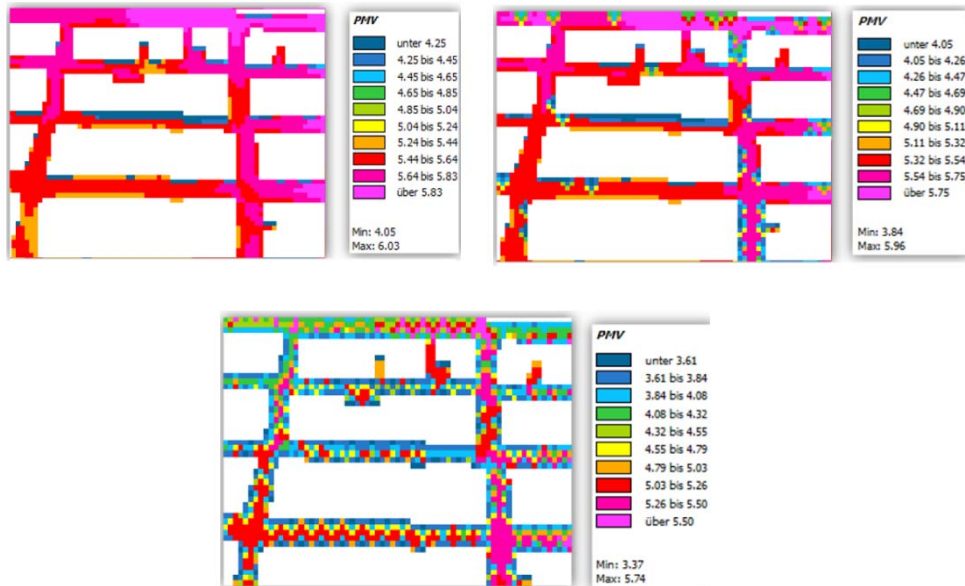
Es importante describir los resultados de las simulaciones numéricas para el índice de confort térmico PMV, en los tres puntos de medición. Para la obtención de los resultados, se hizo necesario colocar los datos de variables meteorológicas, tales como: temperatura del aire, temperatura media radiante y velocidad del viento, también como las configuraciones del cuerpo humano, considerando la insolación proveniente del vestuario, gasto de energía y factor de trabajo mecánico.

En la herramienta ENVI-met el cálculo es realizado mediante la utilización del plugin Biomet, que, dentro del programa, con los valores de unidad de clo (stating clothing insulation), según la Norma ISO 7730, siendo la utilización de camisa leve con mangas cortas, pantalón leve, zapatos, calzoncillo y medias finas. Para los parámetros especiales se consideró: Basal rate (W) de 84.49; Work metabolismo (W) de 100; Calculate from walking speed (m/s) de 1.9.

A lo que se refiere a la influencia de la densidad de la arborización en el índice de confort térmico (PMV), observa que la sensación térmica en la escala se denomina muy caliente (arriba de 3.5), observada en la escala de Fanger, donde permite observar la relación de la sensación térmica por un determinado grupo de personas.

Para en los tres modelos modelados, observa-s que los valores disminuyen cuando hay la presencia de regular arborización, sin embargo, todavía presenta altos niveles de disconfort, con valor mínimo de 3.84 e máximo con 5.96. En el modelo con alta densidad arbórea, el índice de confort térmico aumenta, obteniendo valores mínimos entre 3.37 y máximo 5.74.

Como se puede observar en la figura 03, los valores de disconfort térmico son elevados donde no hay la presencia de árboles, siendo demostrados por el color rojo, los valores de confort térmico aumento cuando hay la presencia de arborización, siendo representadas por el color azul.



Fuente: Los autores, 2018.

## CONCLUSIONES

Referente a los resultados colectados en los tres puntos de observación, permitió analizar la influencia de la arborización y de la pavimentación en el microclima de la ciudad de Macapá, confirmando que con la implementación de la arborización en la Avenida Leopoldo Machado contribuye para disminuir la temperatura del aire en hasta 3 grados centígrados, en el aumento de la humedad relativa del aire, disminuyen la velocidad del viento, haciendo con que la sensación térmica mejore mediante la disminución de la temperaturas, permitiendo mejorar el confort térmico urbano y en la calidad de vida de los habitantes.

## REFERENCIAS:

Bravo, M. F., & Torre, J. M. (2014). *Confort Térmico en los espacios públicos urbanos: clima cálido y frío semi seco*. *Revista Hábitat Sustentable* Vol. 4, N°. 2, 52-63.

Dobbert, L. Y. (2015). *Arborização na cidade de Campinas/SP- percepção e conforto*. São Paulo: Escola Superior de Agricultura Luiz Queiroz.

LABAKI, L. C.; SANTOS, R. F.; BUENO-BARTHOLOMEI, C. L.; ABREU, L. V. *Vegetação e conforto térmico em espaços urbanos abertos*. *Fórum Patrimônio, Belo Horizonte*, v. 4, n. 1, p. 23-42, 2011.

MORENO, M. M.; *Parâmetros para implantação efetiva de áreas verdes em bairro periféricos de baixa densidade*. Campinas, SP, 2006. 155 p. *Dissertação (mestrado)*. Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo, Universidade Estadual de Campinas.

Romero, M. A. (2001). *Arquitetura Bioclimática do Espaço Público*. Brasília: Universidade de Brasília.

Silva, C. F., & Romero, M. A. *Desempenho Ambiental de Vias Públicas quanto ao Conforto Térmico Urbano*. *Estudo de Caso: Tersina – Piauí*, 2010. *Pluris*.

Shinzato, P. (2009). *O impacto da vegetação nos microclimas urbanos*. São Paulo: *Mestrado em Arquitetura e Urbanismo - Universidade de São Paulo*.

Tavares, J. P. (2014). *Características da Climatologia de Macapá- Ap*. *Caminhos da Geografia*.

**ANÁLISIS DINÁMICO DE LA HUELLA DE CARBONO DEL PROGRAMA MASIVO FOTVOLTAICO PARA ZONAS AISLADAS NO CONECTADAS A RED UTILIZANDO MATLAB PARA REDUCIR LAS INCERTIDUMBRES EN LA EVALUACIÓN: CASO DE ESTUDIO PERÚ**

**Espinoza S.\*, Palacios B.\*\***

\* Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo, Av. San Josemaría Escrivá de Balaguer, Chiclayo, 14012, Lambayeque, [sespinoza@usat.edu.pe](mailto:sespinoza@usat.edu.pe)

\*\* Área de Proyectos, ACMES Engineering, Construction & Maintenance, Calle San José, Chiclayo, 14000, Lambayeque, [palaciosbady@gmail.com](mailto:palaciosbady@gmail.com)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.1121>

**RESUMEN**

Esta investigación buscó identificar las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la instalación de los sistemas fotovoltaicos en las zonas aisladas no conectadas a la red eléctrica del Programa Masivo Fotovoltaico en el Perú; para lo cual se utilizaron datos del Fondo de Inclusión Social Energético, desde el inicio del programa en el año 2017 hasta el primer semestre del año 2020. Se optó por utilizar un sistema dinámico para el tratamiento de variables y parámetros utilizados durante el análisis; como lo son la ubicación geográfica, la cantidad de usuarios beneficiados, y el tiempo en el que se dio la instalación; y la relación que guardan estos con la generación de gases de efecto invernadero. Los resultados obtenidos reflejaron el impacto del programa en el medio ambiente, expresado en toneladas de CO<sub>2</sub>, y segmentado por años, siendo relevante para las decisiones de mitigación que deberá asumir el sector energético.

**PALABRAS CLAVE:** Huella de Carbono, Sistema dinámico, Energía Solar, Panel Fotovoltaico.

**ABSTRACT**

This research sought to identify the greenhouse gas emissions produced by the installation of photovoltaic systems in isolated areas not connected to the electricity grid of the Massive Photovoltaic Program in Peru; for which data from the Social Energy Inclusion Fund were used, from the beginning of the program in 2017 to the first semester of 2020. It was decided to use a dynamic system for the treatment of variables and parameters used during the analysis; such as the geographical location, the number of users benefited, and the time in which the installation took place; and the relationship that these have with the generation of greenhouse gas. The results obtained reflected the impact of the program on the environment, expressed in tons of CO<sub>2</sub>, and segmented by years, being relevant for the mitigation decisions that the energy sector must assume.

**KEYWORDS:** Carbon Footprint, Dynamic System, Solar Energy, Photovoltaic Panel

## INTRODUCCIÓN

En el Perú, a través de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) del Ministerio de Energía y Minas (MEM), y con el financiamiento del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), se busca mitigar la falta de energía eléctrica (FISE, 2019), en hogares, centros educativos y centros de salud ubicados en zonas rurales, a partir de la iniciativa nacional denominada “Programa Masivo Fotovoltaico para Zonas Aisladas No Conectadas a Red”. Este programa tiene por objetivo brindar energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos en áreas no conectadas a redes eléctricas (off-grid), instalando en las viviendas un panel fotovoltaico, un controlador de carga-batería, tres focos LED de 7 vatios, tres interruptores, tres tomacorrientes, y una toma USB para cargar teléfonos móviles, radios, entre otros. Asimismo, en centros de salud y centros educativos, un banco de paneles fotovoltaicos, un controlador de carga, un banco de baterías, un inversor de corriente, un tablero con un interruptor automático y dos diferenciales. Procurando que el uso de este Recurso Energético Renovable (RER) sea aprovechado en armonía con el medio ambiente, evitando generar emisiones de gases de efecto invernadero, es decir dejar una huella de carbono de baja intensidad, pudiendo compararse a la huella de carbono generada durante el consumo de energía eléctrica proveniente de las generadoras convencionales transmitida por las redes eléctricas interconectadas.

Si bien el Programa, tiene como finalidad contribuir al coeficiente de electrificación rural del país; sólo está enfocando las preocupaciones del sector en dos problemas, por un lado, cuáles podrían ser los futuros proyectos para seguir reduciendo la brecha de acceso universal a la energía; y también, cómo garantizar la entrega de subsidios necesarios para cubrir esta brecha, ambos enfoques relacionados al factor técnico y económico. Sin embargo, existe una problemática que va más allá del mismo fin último del programa, relacionado a la huella de carbono generada por la instalación de estos sistemas fotovoltaicos distribuidos, incluyendo las actividades anteriores como la fabricación y suministro de los componentes del sistema, y posteriores como la utilización y el mantenimiento a lo largo de su periodo de vida útil.

Por lo tanto, se propuso realizar un análisis dinámico de la huella de carbono generada por el Programa Masivo Fotovoltaico para Zonas Aisladas No Conectadas a Red en el Perú, utilizando la metodología de sistemas dinámicos, para reducir las incertidumbres durante la evaluación de las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la instalación de los sistemas fotovoltaicos, y las actividades anteriores y posteriores relacionadas a esta acción.

Esta investigación se desarrolló mediante la identificación del avance histórico del Programa Masivo Fotovoltaico para Zonas Aisladas No Conectadas a Red en el Perú, el cual se obtuvo de los reportes semestrales emitidos por el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Luego, gracias a la colaboración de la empresa ACMES, se obtuvieron las características técnicas y los protocolos de la instalación de los sistemas fotovoltaicos distribuidos, incluyendo las actividades anteriores como la fabricación y suministro de los componentes del sistema, y posteriores como la utilización y el mantenimiento desde su puesta en operación. Con esta información, se elaboró la cuantificación por unidad de la huella de carbono generada durante cada actividad. Posteriormente, de la revisión de investigaciones anteriores donde se realizaron, mediante un sistema dinámico IoT, análisis de la huella de carbono generada en un sistema fotovoltaico similar considerando el ciclo de vida, la fase de producción, de operación, y la logística (Tu *et al.* 2017), se generó una formulación matemática (Klee & Allen, 2016), el cual sigue una lógica capaz de calcular la huella de carbono total generada por la implementación del Programa Masivo Fotovoltaico para Zonas Aisladas No Conectadas a Red en el Perú.

El objetivo de esta investigación es identificar las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la instalación de los sistemas fotovoltaicos para Zonas Aisladas No Conectadas a Red del Programa Masivo Fotovoltaico en el Perú, desde la implementación del programa, utilizando como fuente de datos los emitidos por la autoridad correspondiente FISE, y los parámetros como las cantidades de la huella de carbono por unidad generada, principalmente, durante la fabricación de los componentes como el panel fotovoltaico (Nugent & Sovacool, 2014), y el controlador de carga-batería (Liang *et al.* 2017), así como de la huella de carbono por unidad generada durante el transporte utilizado para el suministro de los componentes del sistema (European Automobile Manufacturers' Association, 2020); segmentando estos valores en relación con el tiempo y las zonas donde fueron instalados.

## INSTALACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISTRIBUIDOS

El Programa Masivo Fotovoltaico para Zonas Aisladas No Conectadas a Red en el Perú del FISE estableció las características técnicas y los protocolos de la adquisición e instalación de los componentes de los sistemas fotovoltaicos, considerando la procedencia y fabricación, principalmente de los paneles fotovoltaicos y las unidades de control de carga-batería; estos son relevantes debido al valor económico que representan para el programa; por otro lado, también se dio importancia al sistema de transporte utilizado para el suministro de los mismos; y cómo posteriormente serán utilizados por los beneficiarios; así como determinar la responsabilidad del mantenimiento desde su puesta en operación.

Además, se observa que el programa beneficia en su mayoría a hogares, es decir, sistemas fotovoltaicos domiciliarios. Los centros educativos y centros de salud representan una minoría a comparación de los anteriores. Por lo tanto, se concentro el análisis de los componentes del tipo de sistema fotovoltaico domiciliario.

#### Fabricación de los Componentes

En general, la etapa de extracción y fabricación representa la cantidad de actividades más amplia e incorpora la gama completa de extracción de materia prima, procesamiento de materiales y la fusión de estos. Aunque los detalles varían en función del tipo de panel fotovoltaico, los cuales son de película fina, mono, poli, o multicristalino, sensibilizado con colorante, punto cuántico, entre otros, la extracción de materiales abarca la minería, el refinado y la purificación de todos los metales, minerales, y cualquier otro material extraído y procesado necesario para crear el panel. Finalmente, incluye el cableado, empaçado, y cualquier otro proceso por el cual los paneles y sus componentes electrónicos son fabricados, terminados, y transportados hasta el punto de utilización. Las estimaciones de la Huella de Carbono por unidad en esta etapa dependen de cada fabricante, según los resultados obtenidos (Nugent & Sovacool, 2014) para la fabricación de un panel solar se tiene 49,9 gCO<sub>2</sub>/kWh.

Por otro lado, el controlador de carga-batería consiste en un equipo electrónico que tiene varias funciones, cargar la batería, suministrar electricidad, y controlar los niveles de carga y descarga; pero de todas estas, la función de almacenar energía es la que caracteriza a este equipo como una batería, por lo tanto, la Huella de Carbono por unidad se consideró como si fuera una unidad de batería (Liang *et al.*, 2017), la cual es equivalente a 720,7 gCO<sub>2</sub>/kWh.

Los demás componentes del programa, como lo son la iluminación y tomacorrientes, se obviaron en el análisis de la Huella de Carbono, debido que son elementos presentes tanto en sistemas eléctricos convencionales y no convencionales, y por ende su Huella de Carbono sería la misma utilizando paneles fotovoltaicos o la red eléctrica.

#### Transporte y Suministro

Esta es la segunda etapa la cual consiste en el transporte de los paneles, incluidas las estructuras de montaje, los componentes de cableado e interconexión, el controlador de carga-batería, y los elementos de consumo como iluminación y tomacorrientes. Para determinar la Huella de carbono por unidad se utilizaron los reportes (European Automobile Manufacturers' Association, 2020) que indican 56,5 gCO<sub>2</sub>/T.km para unidades móviles como tracto camiones, y los resultados (Cefic & ECTA, 2011) en donde se obtuvo 0,086 gCO<sub>2</sub>/T.km para aviones cargueros.

#### Instalación, Utilización y Mantenimiento

La instalación es una etapa simple en la que se interconecta todos los componentes, el panel fotovoltaico al controlador de carga-batería, y luego a los elementos de consumo. Luego, empieza la utilización, siendo esta etapa en la que menos operaciones existen. Sin embargo, durante el funcionamiento se incluye el mantenimiento del sistema, el cual consiste algunas veces en reemplazos mínimos según requerimiento, la limpieza de los paneles y cualquier otra actividad necesaria.

Para estas etapas, el programa consideró designar las actividades de instalación y mantenimiento a las empresas y concesionarias de cada zona (FISE, 2019), es decir, los encargados de realizar estas actividades se encuentran cercanos a la ubicación de cada módulo fotovoltaico, dejando fuera del análisis la Huella de Carbono de estas etapas finales.

### ANÁLISIS DEL SISTEMA

El sistema considerado para identificar las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la instalación de los sistemas fotovoltaicos, desde el inicio en el año 2017, hasta el primer semestre del 2020, se centra en las interrelaciones complejas entre los valores por unidad de emisiones de gases de efecto invernadero (gCO<sub>2</sub>/por unidad) generados por la fabricación de los componentes, y el desarrollo de la cadena de suministro, tal como se muestra en la Figura 1.

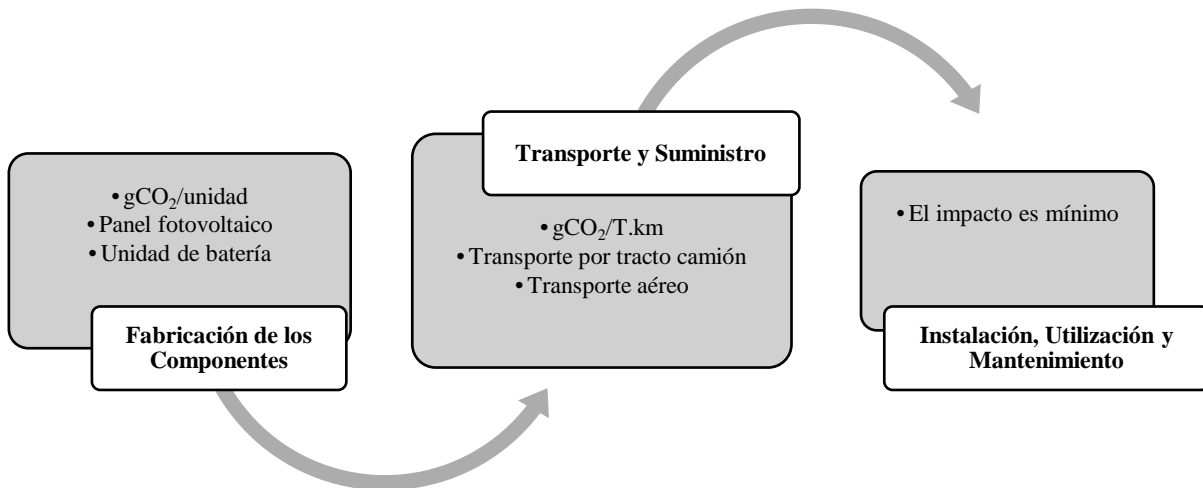


Figura 1. Ciclo del Programa Masivo Fotovoltaico para Zonas Aisladas No Conectadas a Red

Durante la fabricación de los componentes, la Huella de Carbono se relaciona directamente al número de módulos fotovoltaicos instalados. Sin embargo, la geografía variable del país, y como el mismo nombre del programa lo indica, las zonas aisladas donde se instalarán los módulos resultan en una red de suministro variable, en la cual se emplean medios de transportes terrestres, aéreos, y en algunos casos fluviales.

Adicionalmente, por ser un programa implementado en el tiempo, se debe segmentar el análisis por años, considerando la variación entre estos, para luego uniformizar los resultados en un valor global que determine la cantidad de gases de efecto invernadero o huella de carbono generada.

Por lo tanto, el sistema dinámico queda descrito por bucles de ubicación, cantidad de usuarios, y tiempo; y subvariables derivadas de los mismos, como lo son la distancia recorrida por zona, transporte utilizado, la cantidad de módulos fotovoltaicos, y la variación del número de instalaciones por año.

### FORMULACIÓN MATEMÁTICA

El comportamiento dinámico de la cadena del programa se realiza mediante un conjunto de ecuaciones matemáticas. En los siguientes apartados presentamos las principales fórmulas utilizadas para calcular la Huella de Carbono.

De acuerdo con los principios de simulación de dinámica de sistemas (Klee & Allen, 2016), el modelo incluye tres tipos de elementos. El primer elemento es una variable de stock (o nivel) que es un depósito de un recurso determinado. El comportamiento dinámico de las variables de nivel viene dado por una integral de tiempo de las entradas netas menos las salidas netas. El segundo elemento es una variable de flujo que ajusta el nivel de existencias a través de flujos entrantes y salientes. El tercer elemento es una variable intermedia (auxiliar) que consta de funciones de stocks (y constantes o insumos exógenos). La formulación matemática general de las acciones es la siguiente:

$$Stock_{(t)} = \int_{t_0}^t [Entrada_{(t)} - Salida_{(t)}] dt + Stock_{(t_0)} \quad (1)$$

Donde  $t_0$  es el año inicial y  $t$  es el año final considerado; el nivel o *Stock* es la acumulación de la Huella de Carbono por año para un periodo de 2017 al 2020 debido a la  $Entrada_{(t)}$  y a la  $Salida_{(t)}$ .

$$Entrada_{(t)} = f(Stock_{(t)}, V_{(t)}, SB); \quad (2)$$

$$Salida_{(t)} = f(Stock_{(t)}, V_{(t)}, SB) \quad (3)$$

Donde  $V_t$  es una variable auxiliar en el tiempo  $t$ . Por ejemplo, puede representar la ubicación, o la cantidad de usuarios que dependen del año de instalación.  $SB$  representa parámetros como la distancia recorrida por zona, transporte utilizado, o la cantidad de módulos fotovoltaicos.

La Huella de Carbono (HC) en el ciclo del programa se analiza siguiendo:

$$HC_{(t)} = HCU_{(t)} \times \sum_1^n \beta_{n(t)} \quad (4)$$



Donde  $HC_{(t)}$  representa el flujo de Huella de Carbono generada durante el ciclo, en el año  $t = 2017, \dots, 2020$ .  $HCU_{(t)}$  representa la Huella de Carbono por unidad según la actividad sea fabricación o suministro.  $\beta_n$  representa la cantidad de usuarios, en función del año, o según la zona donde se instaló el módulo fotovoltaico.

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Las variables ubicación, cantidad de usuarios, y tiempo determinan la Huella de Carbono generada, y a su vez, su evolución histórica del valor global. Los factores que influenciaron fueron las cantidades por unidad de Huella de Carbono durante la fabricación, donde se consideró el panel fotovoltaico y la batería; y el suministro, mediante la cuantificación del recorrido realizado por los módulos fotovoltaicos desde la capital del país, Lima, hasta cada una de las zonas donde se encuentran los usuarios finales, así como del tipo de transporte utilizado.

En la Tabla 1 se presenta los datos obtenidos, para los años 2017 (FISE, 2017), 2018 (FISE, 2019), 2019 (FISE, 2019), y para el primer semestre del año 2020 (FISE, 2020), para cuantificar los paneles fotovoltaicos instalados, identificando la zona en la cual se ubican los mismos.

Tabla 1. Datos de los Paneles Fotovoltaicos instalados

Nº	Departamento	Zona	Área (km <sup>2</sup> )	% superficie	Número de instalaciones	% de incidencia
1	Amazonas	NORTE	39249.13	3%	9649	5%
2	Áncash	NORTE	35914.81	3%	2825	2%
3	Apurímac	SUR	20895.79	2%	5598	3%
4	Arequipa	SUR	63345.39	5%	3046	2%
5	Ayacucho	CENTRO	43814.80	3%	4447	2%
6	Cajamarca	NORTE	33317.54	3%	5873	3%
7	Cusco	SUR	71986.50	6%	15242	8%
8	Huancavelica	CENTRO	22131.47	2%	2742	2%
9	Huánuco	CENTRO	36848.85	3%	18630	10%
10	Ica	CENTRO	21327.83	2%	3	0%
11	Junín	CENTRO	44197.23	3%	18544	10%
12	La Libertad	NORTE	25499.90	2%	4378	2%
13	Lambayeque	NORTE	14231.30	1%	1285	1%
14	Lima	CENTRO	34801.59	3%	530	0%
15	Loreto	NORTE	368851.95	29%	18474	10%
16	Madre de Dios	SUR	85300.54	7%	3440	2%
17	Moquegua	SUR	15733.97	1%	1172	1%
18	Pasco	CENTRO	25319.59	2%	5718	3%
19	Piura	NORTE	35892.49	3%	2495	1%
20	Puno	SUR	71999.00	6%	24679	14%
21	San Martín	NORTE	51253.31	4%	20622	11%
22	Tacna	SUR	16075.89	1%	507	0%
23	Tumbes	NORTE	4669.20	0%	0	0%
24	Ucayali	CENTRO	102410.55	8%	10210	6%

Luego, en la Figura 2, se muestra el porcentaje de incidencia según cada zona en el programa, es decir, el porcentaje de módulos fotovoltaicos instalados por zonas. Para identificar los módulos según cada zona se utilizaron los reportes desde el año 2017 hasta el primer semestre del 2020 del FISE. Estos resultados sirvieron para los análisis del recorrido para el suministro de los módulos fotovoltaicos.

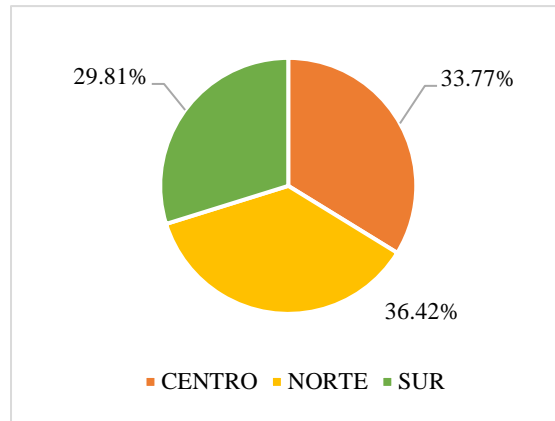


Figura 2. Incidencia por zona del Programa Masivo Fotovoltaico

De los resultados obtenidos mediante la aplicación del sistema dinámico a los datos mostrados en la Tabla 1, y con el análisis de incidencia por zonas mostrado en la Figura 2; se presenta en la Figura 3 la evolución histórica de la Huella de Carbono, en miles de toneladas de CO<sub>2</sub>, por zonas. Se puede apreciar que desde el año 2017 hasta el año 2019 los resultados son crecientes, sin embargo, en el año 2020 decrece la cantidad de gases de efecto invernadero, esto se debe a que para el año 2020 solo se tiene información hasta el primer semestre; por lo tanto, se deduce que este año la cantidad de CO<sub>2</sub> superará al anterior.

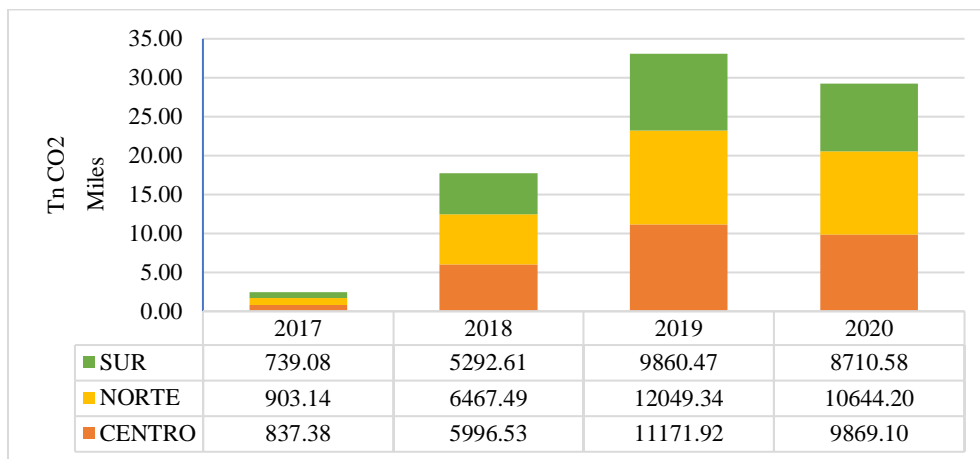


Figura 3. Huella de Carbono del Programa Masivo Fotovoltaico para zonas aisladas no conectadas a red por año (Tn CO<sub>2</sub>)

Por último, se proyectó la cantidad de gases de efecto invernadero en toneladas de CO<sub>2</sub> del “Programa Masivo Fotovoltaico para Zonas Aisladas No Conectadas a Red” hasta el año 2022, a modo de observar cómo se comportaría la Huella de Carbono hasta el año en el que se supone la brecha de acceso universal a la energía tienda a desaparecer.

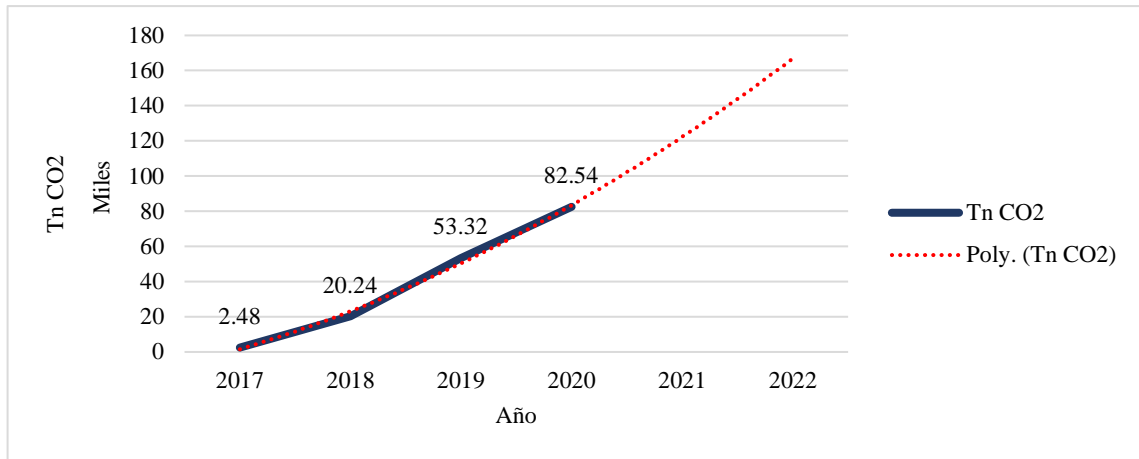


Figura 4 Proyección de la Huella de Carbono del Programa Masivo Fotovoltaico para zonas aisladas no conectadas a red (Tn CO<sub>2</sub>)

### CONCLUSIONES

Mediante un sistema dinámico se identificó las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la instalación de los sistemas fotovoltaicos para Zonas Aisladas No Conectadas a Red del Programa Masivo Fotovoltaico en el Perú, el cual representa un acumulado de 82 mil toneladas de CO<sub>2</sub> al año 2020, y según la proyección llegaría a 160 mil toneladas de CO<sub>2</sub> al año 2022. A pesar de lo positivo del programa lo cual es el cierre de la brecha energética mediante la electrificación de las zonas aisladas, indirectamente se está afectando al medio ambiente. Esto no debería ser un obstáculo para el desarrollo del programa, sino debería servir como una reflexión para implementar medidas de mitigación de los gases de efecto invernadero generados. Además, en esta investigación no se consideró los beneficios ambientales que se obtendrían por usar este tipo de energía renovable como lo es la solar, por lo tanto, se recomienda el tratamiento de estas condiciones adicionales en futuras investigaciones.

### AGRADECIMIENTOS

A la empresa ACMES Engineering, Construction & Maintenance por brindar la información técnica y los protocolos necesarios para el desarrollo de esta investigación.

A la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo por permitirnos utilizar sus equipos de cómputo e instalaciones, en las cuales cuentan con la licencia del software Matlab.

### REFERENCIAS

Cefic & ECTA. (2011). Guidelines for Measuring and Managing CO<sub>2</sub> Emission from Freight Transport Operations. ISSUE.

European Automobile Manufacturers' Association. (2020). CO<sub>2</sub> emissions from heavy-duty vehicles – Preliminary CO<sub>2</sub> baseline (Q3-Q4 2019). Europa: ACEA Paper.

FISE. (2017). Revista Semestral FISE 2017-I. Lima: OSINERGMIN - Proyecto FISE.

FISE. (2018). Revista Semestral FISE 2017-II. Lima: OSINERGMIN - Proyecto FISE.

FISE. (2018). Revista Semestral FISE 2018-I. Lima: OSINERGMIN - Proyecto FISE.

FISE. (2019). Revista Semestral FISE 2018-II. Lima: OSINERGMIN - Proyecto FISE.

FISE. (2019). Revista Semestral FISE 2019-I. Lima: OSINERGMIN - Proyecto FISE.

FISE. (2020). Revista Semestral FISE 2019-II. Lima: OSINERGMIN - Proyecto FISE.

Klee, H., & Allen, R. (2016). Simulation of dynamic systems with MATLAB and Simulink. New York: Crc Press.

Liang, Y., Su, J., Xi, B., Yu, Y., Ji, D., & Sun, Y. (2017). Life cycle assessment of lithium-ion batteries for greenhouse gas emissions. *Resources, conservation and recycling*, 285-293.

Nugent, D., & Sovacool, B. (2014). Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey. *Energy Policy*, 229-244.

Tu, M., Chung, W. H., Chiu, C. K., Chung, W., & Tzeng, Y. (2017). A Novel IoT-Based Dynamic Carbon Footprint Approach to Reducing Uncertainties. 4th International Conference on Industrial Engineering and Applications (ICIEA), 249-254.

**DIAGNÓSTICO Y PROPUESTAS PARA LA ELABORACIÓN DE LA HOJA DE RUTA DE VITORIA-GASTEIZ, ESTRATEGIA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA MUNICIPAL 2020-2030****Martínez F.S.\*, Paule R.M.\*\*\*, Ferrando F.V.\*\*\***

Fundación Renovables, C/Pedro Heredia 8 2º Dcha., Madrid, 28028, (Comunidad de Madrid) España,  
[fundacion@fundacionrenovables.org](mailto:fundacion@fundacionrenovables.org)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.1122>

**RESUMEN**

El objeto del proyecto es realizar un diagnóstico de la situación actual de la ciudad, evaluar el grado de cumplimiento de la normativa vigente y proponer cuales deben ser las líneas de actuación futura que debe tomar Vitoria-Gasteiz para conseguir ser una ciudad libre de emisiones. Asimismo, se hace partícipe a la sociedad, a través de los distintos Grupos de interés existentes, de las diferentes propuestas y planes, para conseguir tanto implicar como conseguir el feed-back de los distintos colectivos a las propuestas expuesta para este cambio de modelo energético. Para la elaboración del diagnóstico se ha partido de dos premisas básicas: por un lado, los compromisos, planes y documentos ya elaborados. Por otro lado, se han tenido en cuenta la evolución tecnológica tanto de los sistemas de aprovechamiento eficiente de la energía, de las energías renovables y de las tecnologías de información y comunicación y las iniciativas que se están llevando a cabo en otras ciudades de nuestro entorno cultural urbanístico y la evolución de la sociedad en cuanto a la asunción y asimilación de nuevos retos.

**PALABRAS CLAVE:** diagnóstico, Vitoria-Gasteiz, Grupos de interés

**ABSTRACT**

The project objective is to carry out a diagnosis of the current situation, evaluate the degree of compliance with current regulations and propose what should be the lines of action that Vitoria-Gasteiz should take in order to become an emissions-free city. Likewise, society is involved, through the different stakeholders, in the different proposals and plans, to both involve and get the feedback from the different groups to achieve this change in the energy model. The elaboration of the diagnosis started from two basic premises: on the one hand, the commitments, plans and documents already prepared. On the other hand, the technological evolution of both systems for efficient use of energy, renewable energies and information and communication technologies and the initiatives that are being carried out in other cities and the evolution of society in terms of assuming and assimilating new challenges.

**KEY WORDS:** Diagnosis, Vitoria-Gasteiz, Stakeholders

## INTRODUCCIÓN

El Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz ha realizado un gran esfuerzo por liderar una apuesta urbana en favor de la sostenibilidad como lo demuestra la elaboración y aprobación de distintos planes, marcos de actuación y documentos de diagnóstico. Esta decidida actuación ha contado con el soporte de iniciativas de carácter global o de rango superior como han sido el Pacto Europeo de Alcaldes y Alcaldesas de 2009 o la Estrategia del Gobierno Vasco KLIMA 2050. Asimismo, fruto de toda la actividad y compromisos adquiridos, el Ayuntamiento mantiene viva la Agenda 21 en la que se refleja el avance y la evolución de los 36 indicadores, con distintas líneas de desarrollo, agrupados en 11 áreas de actuación, que deben servir de guía sobre la idoneidad y respuesta de muchas de las propuestas llevadas a cabo y la necesidad de adaptar y reforzar alguna de las medidas.

El objeto de este proyecto es realizar un diagnóstico de la situación actual, evaluar el grado de cumplimiento de la normativa vigente y proponer cuales deben de ser las líneas de actuación futura que debe tomar Vitoria-Gasteiz para conseguir ser una ciudad libre de emisiones. Asimismo, se pidió que se hiciera partícipe a la sociedad, a través de los distintos Grupos de Interés existentes, de las diferentes propuestas y planes, para conseguir tanto implicar como conseguir el feed back de los distintos colectivos a las propuestas expuestas para en este cambio de modelo energético. Para la elaboración del diagnóstico se ha partido de dos premisas básicas: por un lado, los compromisos, planes y documentos ya elaborados, así como el análisis de la situación reflejada en el documento Agenda 21, documento básico para analizar no solo la idoneidad de las medidas llevadas a cabo, sino del potencial que la ciudad de Vitoria-Gasteiz tiene para fijar metas dentro de una estrategia de sostenibilidad. Por otro lado, se han tenido en cuenta la evolución tecnológica tanto de los sistemas de aprovechamiento eficiente de la energía, de las energías renovables y de las tecnologías de información y comunicación y las iniciativas que se están llevando a cabo en otras ciudades de nuestro entorno cultural y urbanístico y la evolución de la sociedad en cuanto a la asunción y asimilación de nuevos retos. Se considera que la energía es un vector fundamental en la sostenibilidad global de la ciudad, y de ahí el estudio de su interacción con otros aspectos urbanos. Para el cambio de modelo energético se deben poner en relieve las diversas acciones que desde la energía se pueden realizar para la mejora de otros factores que intervienen en la buena implantación de otros planes de la ciudad (movilidad, rehabilitación, calidad del aire, calidad de vida, ruido, economía, ...).

## DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

A partir de los datos facilitados por el Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz se ha realizado la siguiente tabla de consumos y emisiones por fuentes energéticas y se ha comparado con los existentes en el 2006, año escogido como base en el vigente Plan de Lucha Contra el Cambio Climático 2010-2020, donde la reducción de emisiones respecto a 2006 estaba fijada en un 25,7% para 2020. Como se puede apreciar por el avance disponible a 2015, en el que se había conseguido disminuir un 10%, es necesario no sólo incrementar el esfuerzo para conseguirlo, sino modificar algunos de los objetivos e introducir cambios en las propuestas.

Tabla 1. Distribución por fuentes energéticas de Vitoria-Gasteiz. Evaluación de la situación actual frente al año base 2006.

Fuente energética	2006		2015		Variación 2015 / 2006	
	Consumo (GWh)	Emisiones (tCO <sub>2</sub> )	Consumo (GWh)	Emisiones (tCO <sub>2</sub> )	Consumo (%)	Emisiones (%)
Energía eléctrica	687	305.860	680	225.053	-1%	-26%
Gas natural	710	143.951	963	195.359	+36%	+36%
Derivados petróleo	1.185	313.378	966	256.435	-19%	-22%
Otros	68	77.879	123	81.988	+81%	+5%
Total	2.650	841.068	2.732	758.835	+3%	-10%

En 2015, el consumo energético ha subido un 3% y las emisiones han disminuido un 10% respecto al año 2006. Esto es debido a que se ha producido una migración de productos petrolíferos hacia el gas natural, lo que supone una ligera mejora en la eficiencia en la combustión y la reducción de emisiones por la menor contaminación específica del gas natural por unidad de energía aportada. Por otro lado, el crecimiento de la demanda tendencial no ha seguido las pautas que a nivel nacional se han producido, en lo que respecta fundamentalmente, al consumo de combustibles. Sin embargo, esto supone un problema debido a que se trata de un modelo que trae consigo una mejora marginalmente decreciente, con un suelo establecido, es decir, que se producirá una reducción pero limitada por las emisiones que tiene el gas natural, que es el mínimo que se puede reducir. Es decir, solamente disminuirán la diferencia en emisiones que existe entre los derivados del petróleo y el gas natural, siendo ambos combustibles fósiles, por lo que la dependencia de estos se mantendría con la consiguiente hipoteca de las acciones futuras. Bajo criterios de sostenibilidad energética no es asumible el paso de derivados del petróleo o cualquier otro tipo de combustible/energía a gas natural, pues al margen de que la reducción de emisiones es limitada supone un freno en la apuesta por un futuro sostenible en el que el consumo energético debe ser satisfecho mediante energías renovables, como base de un compromiso energético sin producir emisiones de gases de efecto invernadero.

Económicamente supone la consideración de una doble inversión, de derivados de petróleo a gas natural y de gas natural a energías renovables, lo que supone realizar inversiones que van a entrar en obsolescencia antes del final de su vida útil y, por tanto, una pérdida de rentabilidad con respecto a lo previsto que va a generar una resistencia al cambio a renovables al considerar que la instalación de gas se puede seguir manteniendo en funcionamiento. Para evitar esto y a su vez eliminar las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia energética de los combustibles fósiles, la estrategia a seguir debe ser avanzar decididamente en la electrificación de la demanda de energía, ya que la energía eléctrica es el único vector energético que garantiza que el suministro se supla mediante energías renovables.

En la distribución energética actual del municipio de Vitoria-Gasteiz existe una baja electrificación de la demanda (25%) y que ésta además ha disminuido un punto en la última década. Si bien España en su conjunto tiene un grado de electrificación del 25%, su traducción al ámbito urbano por la menor presencia de industria y sector primario debería ser de 10 puntos porcentuales más. El gas natural, sin embargo, ha recibido la migración desde los derivados del petróleo pasando del 27% en 2006, al 35% en 2015, igualando en porcentaje a los derivados del petróleo. Si vemos la electrificación de la demanda por sectores podemos ver que en el caso del residencial y servicios la electrificación se eleva hasta un 40%, se trata por tanto de unos sectores más electrificados que la media con un importante recorrido por realizar. Las características de los sectores residencial y servicios permitirían bajo criterios económicos y tecnológicos ser 100% eléctricos, emisiones cero y eficientes.

Tabla 2. Distribución por sectores de Vitoria-Gasteiz. Evaluación de la situación actual frente a la de 2006.

Energía eléctrica	GWh		Energía eléctrica en 2015	680 GWh
	Año 2012	Año 2015	% sobre el total para el año 2015	
Residencial	281	270	40%	
Industria	654	605	No contabilizada	
Servicios	400	393	41%	
Otros	4	1	1%	
Total	1.338	1.269	82%	

Vitoria-Gasteiz, a pesar de los esfuerzos realizados, presenta un mix de cobertura energética diferente a la media de ciudades en España con un menor peso de la electricidad y una sobreexposición a los combustibles fósiles, situación en la que los objetivos y propuestas para el 2030 se tiene que hacer especial hincapié. Pasando a analizar el consumo y emisiones por sectores podemos ver cómo las emisiones han disminuido en todos los sectores, encabezado por el ciclo hidrológico donde se han reducido un 40%, mientras que la reducción en el sector residencial, primario y movilidad ha sido menor, del 10%. En cuanto a la evolución del consumo se ha incrementado en tres sectores -gestión de residuos y limpieza, residencial y servicios- mientras que en el resto ha disminuido muy ligeramente.

Tabla 3. Distribución por sectores de los consumos y emisiones de GEI.

Sectores	2006		2015		Variación 2015 / 2006	
	Consumo (GWh)	Emisiones (tCO2)	Consumo (GWh)	Emisiones (tCO2)	Consumo (%)	Emisiones (%)
Residencial	965,3	269.927	1.072,7	259.385	+11%	-4%
Servicios	549,6	202.227	576,9	161.984	+5%	-20%
Movilidad	923,5	243.971	856,1	224.055	-7%	-8%
Primario	85,2	79.421	82,6	76.440	-3%	-4%
Ciclo hidrológico	11,2	5.939	10,6	3.492	-5%	-41%
Equipamientos y servicios municipales	118,2	37.507	114,4	28.983	-3%	-23%
Gestión residuos y limpieza	10,6	5.832	18,9	4.494	+78%	-23%
Total	2.650	841.068	2.732	758.833	+3%	-10%

Si analizamos sector a sector vemos que los sectores dónde el consumo ha aumentado, las emisiones han disminuido, esto es debido al menor índice de emisiones utilizado de la energía eléctrica, en el año base analizado, era de 0,317 kg CO<sub>2</sub>/kWh y en 2015 ha bajado a 0,298 kg CO<sub>2</sub>/kWh. Por lo que no se trata de una disminución real de emisiones dentro del término municipal. Se recomienda fijar objetivos también en consumos y no solo en emisiones para conseguir un avance más real hacia la sostenibilidad.

Análisis del Grado de Cumplimiento

El actual Plan de Lucha contra el Cambio Climático vigente durante el periodo 2010-2020 está encaminado a la disminución de emisiones, con el objetivo marcado total de la reducción del **25,7% en 2020** de las emisiones respecto a 2006, es decir 216.340 tCO<sub>2</sub>, menos. Para ello establece 76 medidas de eficiencia energética y 16 medidas de aumento de la producción de energías renovables, por lo que deja claro que el peso para la consecución del objetivo está puesto en la eficiencia energética, así del 25,7% de disminución total:

- 91% corresponden a medida de eficiencia.
- 9% corresponden a medidas de producción renovable.

A continuación, se muestra la gráfica definida en el Plan de Lucha contra el Cambio Climático 2010-2020, que muestra la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en función de los diferentes escenarios establecidos.

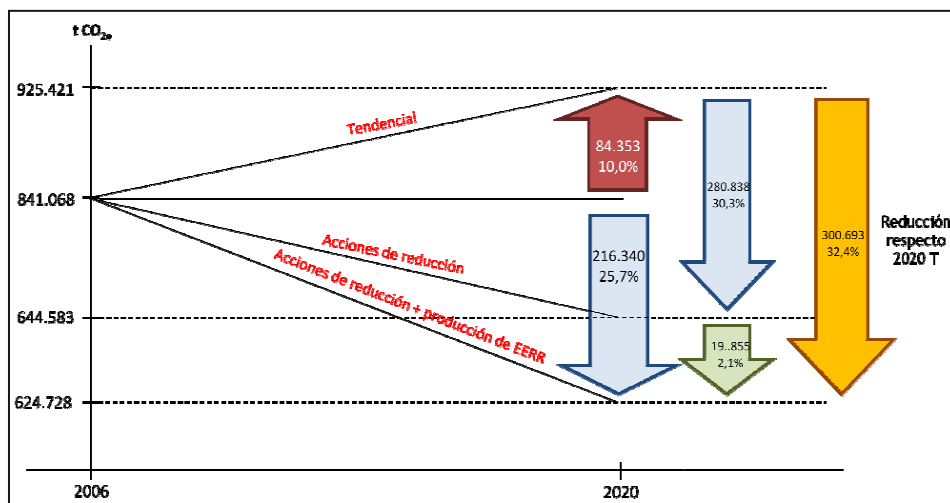


Fig. 1. Objetivos del Plan de Lucha contra el Cambio Climático.

La gráfica muestra tres escenarios diferentes. El *tendencial* es el que la ciudad seguiría si no se llevara a cabo ninguna medida de reducción de emisiones, que fija un aumento del 10% de emisiones, debido al crecimiento económico y de la población. El siguiente escenario es implantado solamente con medidas de reducción de emisiones mediante eficiencia energética y establece un 23,6% de reducción de CO<sub>2</sub>. Por último, el escenario de reducción de emisiones más producción de renovables, marca una reducción total de 216.340 tCO<sub>2</sub> o, lo que es lo mismo, el 25,7% para 2020. Así la diferencia de escenarios que podemos encontrar en 2020 es del 32,4%, 925.421 tCO<sub>2</sub> en el caso de no llevar a



cabo ninguna medida y 624.728 tCO<sub>2</sub> en el caso de realizar todas las medidas propuestas en el Plan de Lucha contra el Cambio Climático 2010-2020.

Reducción de Emisiones Mediante Eficiencia Energética

Según datos de fuentes energéticas proporcionados por el propio Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz (Tabla 1), en 2015 se emitieron 758.833 tCO<sub>2</sub>, es decir, que se ha conseguido disminuir **82.233 tCO<sub>2</sub>** respecto a las que había en 2006, lo que en términos porcentuales correspondería a la disminución del **10%** sobre las emisiones en 2006 y al 38% sobre la consecución del objetivo marcado (216.340 tCO<sub>2</sub>). Pero según el seguimiento de las medidas del *Plan de Lucha contra el Cambio Climático* llevadas a cabo la disminución conseguida ha sido de solamente 49.349 tCO<sub>2</sub>. Esto es debido a la imposibilidad de medir todas y cada una de las medidas de eficiencia y producción de renovables que se han llevado a cabo en todo el municipio. Las 49.349 tCO<sub>2</sub> que sí se han podido contabilizar ha sido porque han recibido una subvención por parte del Ente Vasco de la Energía (EVE), siendo ésta la única forma de contabilizar las medidas que se están llevando a cabo, por lo que para el resto (mejoras que no pidan subvención o no se les haya concedido) no existen mecanismos de medición. Al calcular cuál es el porcentaje de las emisiones asociadas a las medidas que no se han contabilizado encontramos que estas representan el 40% del total de todo el ahorro de emisiones conseguido. El desglose de las emisiones evitadas y medidas por tipo de medidas es el siguiente:

Tabla 4. Evaluación de las emisiones contabilizadas y la consecución del objetivo del PLCC 2010-2020.

Medidas del PLCC 2010-2020	Emisiones (tCO <sub>2</sub> )				
	Objetivo disminución 2006-2020	Objetivo a 2020 en términos cuantitativos	Conseguido a 2015	Conseguido a 2015 sobre disminución 2006-2020	Conseguido a 2015 sobre el objetivo en términos cuantitativos
Medidas de Reducción	23,4%	-196.485	-45.334	5,4%	21%
Medidas de Producción	2,1%	-19.855	-4.015	0,5%	2%
TOTAL (Reducción + Producción)	25,7%	-216.340	-49.349	5,9%	23%

La tabla muestra que mediante las medidas de eficiencia energética contabilizadas y realizadas hasta 2015 se ha conseguido disminuir el 21% del objetivo marcado, mientras que las medidas de producción de renovables contabilizadas solamente han supuesto un 2%. Es decir, que en la mitad de tiempo de vigencia del plan solamente se ha conseguido llegar a un 23% del 100% del objetivo (216.340 tCO<sub>2</sub>).

Reducción de Emisiones Mediante Producción de Energías Renovables

El *Plan del Lucha contra el Cambio Climático 2010-2020* ha establecido 16 medidas para incrementar la producción de energías renovables en los sectores residencial, comercial, primario, dependencias y equipamiento del Ayuntamiento y residuos y limpieza. El objetivo es que en 2020 se produzcan mediante energías renovables 75,85 GWh, estableciendo una producción para cada tecnología renovable. El ahorro de emisiones asociado al objetivo 2020 de producción de energía renovable asciende a 19.855 tCO<sub>2</sub>. A continuación, se ha realizado una tabla por tecnología renovable dónde se recoge la producción existente en 2010, el objetivo marcado a 2020 y la producción existente en 2015, mitad del plan.

Tabla 5. Producción de energías renovables en Vitoria-Gasteiz.

Tecnología	Producción de energías renovables (GWh/año)			
	2010	2015	Objetivo 2020	% conseguido en 2015 sobre objetivo 2020
Solar térmica	3,45	3,65	13,70	26,6%
Solar fotovoltaica	2,75	3,58	14,64	24,5%
Mini eólica	0,005	0,006	1,13	0,6%
Geotermia	0,62	1,54	--	No hay objetivo
Biomasa	1,08	7,17	9,17	78,2%
Biogás	11,10	8,10	11,26	71,9%
Minihidráulica	0	0,45	-	No hay objetivo
Medidas de implantación de renovables sin especificar tecnología	-	-	27,93	Objetivo repartido entre las tecnologías
TOTAL	19,02	24,49	75,85	31,2%

En 2010, año de inicio del plan, se contabilizaron 19,0 GWh de energía producida con fuentes renovables. En 2015 la producción renovable asciende a 24,5 GWh lo que supone un 32% sobre el objetivo a conseguir en 2020, que es de 75,85 GWh. Estos 24,5 GWh corresponden al incremento de diferentes tecnologías gracias a la consecución de algunas de las 16 medidas propuestas, a lo que hay que sumar la EDAR y la planta de RSU que siguen funcionando. Si analizamos la consecución de cada uno de los objetivos a conseguir en 2020, establecidos según tecnologías, vemos que todos han conseguido un aumento, menos la biomasa forestal que ha descendido hasta cero debido al cierre de la una única planta privada que existía, actualmente no hay ninguna previsión de una reapertura. Por otro lado, aunque en el PLCC no figuraba, se ha incluido la geotermia en el cuadro de producción de energías renovables debido a la existencia de medidas propuestas para su implantación, que además se han puesto en marcha. Además, se propone incluir en tablas venideras la de **bomba de calor**, pues la Directiva Europea 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables reconoce como energía renovable la capturada por bombas de calor accionadas eléctricamente siempre que su coeficiente de rendimiento estacional neto en modo activo sea superior a 2,5.

#### Valoración de la Situación Actual

Como se ha visto, en los 5 primeros años de vigencia del PLCC se ha conseguido una disminución total de emisiones del 10% (objetivo 25,7%), lo que implica que en la primera mitad del plan se ha alcanzado el 39% del objetivo, dejando el 61% restante para hacerlo en los 5 años que quedan. Queda claro que para conseguir los objetivos establecidos se deben intensificar los esfuerzos, sobre todo en la parte de producción de renovable donde falta el 68% del objetivo de producción para 2020. Cabe señalar que este plan ha sido realizado pensando solamente en la reducción de emisiones y no en un nuevo modelo energético a conseguir, de hecho, no cuenta con un objetivo de reducción de los consumos energéticos ni con la eliminación en el mix energético de los combustibles fósiles, esto ha traído consigo un aumento global del consumo, del 3%, y una tendencia de un cambio de combustible fósil por otro (derivados del petróleo por gas natural) un modelo que hipoteca el futuro de la ciudad no permitiendo el cambio. Recordemos que el gas natural ha subido 8 puntos porcentuales, en favor de los derivados del petróleo que han disminuido 10 puntos porcentuales respecto a 2006.

Por tanto, es prioritario trabajar en un nuevo modelo energético descarbonizado, eficiente y que se base por completo en energías renovables. Ese es el modelo energético del futuro y para conseguirlo, se debe empezar a trabajar en esa dirección en el presente, siendo innecesarias energías que se venden cómo de transición (gas natural). Hay que encaminarse con paso firme y decidido en la descarbonización de la ciudad, a través de la electrificación de la demanda y el suministro de energía mediante instalaciones de generación en el punto de consumo y generación distribuida. Para ello el presente documento presenta varias propuestas que van en esta dirección y que se debe considerar su implantación para encaminarse en la dirección correcta y conseguir el objetivo de ciudad donde sus habitantes hayan recuperado el espacio público que los vehículos les han quitado, libre de combustibles fósiles, sostenible y autosuficiente energéticamente. Actualmente se están desarrollando algunas iniciativas como es la regeneración del barrio de Coronación. También se debe destacar que el parón existente en la implantación de sistemas de autoconsumo ha sido debido a la inadecuada normativa existente en la actualidad que ha supuesto la no ejecución de instalaciones programadas.

### Diagnóstico de las Actuaciones Llevadas a Cabo y Resultados

A continuación, se expone el listado de las medidas de reducción de emisiones y producción de renovables establecidas dentro del Plan de Lucha contra el Cambio Climático 2010-2020, su objetivo a 2020 y el avance conseguido hasta el año 2015, ecuador del plan. Estas mediciones han sido recogidas por el Ente Vasco de la Energía, a través de las subvenciones asociadas, por lo que aquellas medidas que se han realizado desde particulares sin intermediar organismos públicos que las subvencionen no se encuentran contabilizadas en dicha tabla. Se han realizado los cálculos del porcentaje de ahorro de consumo, emisiones y producción renovables conseguido hasta 2015 respecto al objetivo con el fin de evaluar el grado de consecución de los objetivos establecidos. Como se podrá comprobar, Vitoria-Gasteiz se encuentra lejos de conseguir los objetivos de reducción de emisiones y de producción de renovables, por lo que si se quiere lograr el objetivo se deben intensificar los esfuerzos en los años que quedan.

### PERCEPCIÓN DE LOS GRUPOS DE INTERÉS DE LA EVOLUCIÓN HACIA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

Para que la transición energética hacia una ciudad sostenible libre de combustibles fósiles sea posible, es indispensable contar con el apoyo de todos los Grupos de Interés que forman parte de la vida de la ciudad, como ha sido referencia en la movilidad. Toda la ciudadanía debe estar implicada en el cambio y convencida de que es algo ineludible, que traerá consigo una gran mejora en la calidad de vida de todos los vecinos y vecinas. Con el fin de implicar a toda la ciudadanía en esta transición energética, conocer sus ideas, propuestas, opiniones y grado de aceptación de las líneas de actuación definidas en este proyecto se han organizado varias jornadas taller con diferentes grupos implicados, con el fin de escuchar sus opiniones, incentivando el debate para que los asistentes pudieran exponer sus ideas, dudas o peticiones con libertad.

### Procedimiento de Trabajo

Previamente a las jornadas taller se realizó una encuesta dirigida a los asistentes con la finalidad de enfocar las jornadas según sus resultados pudiendo orientar de forma más efectiva el evento. En cuanto al workshop, con el fin de facilitar el diálogo, poder tratar los temas desde cada punto de vista y que los asistentes pudieran hacer un análisis homogéneo en función del cometido de cada uno de los grupos, se decidió dividir los talleres en función de los Grupos de Interés, por ello se eligieron los siguientes: Empresas, Movimientos sociales, Técnicos municipales y de otras instituciones y Directores municipales y políticos.

También se aseguró que los grupos fueran uniformes y sin jerarquías, para que todos los participantes pudieran hablar sin sentirse condicionados por posibles entre miembros de un mismo sector u organización. Así se garantizó que, la comunicación, el debate y las consiguientes reflexiones fueran fruto de una opinión no condicionada y completamente autónoma. Los talleres fueron planteados desde una dinámica sencilla, con orientación práctica buscando un entorno en el que el principal objetivo fuera la obtención de conclusiones.

### Encuestas y Análisis de Resultados

La encuesta se dividió en cinco bloques y para las respuestas se siguió el sistema de la escala Likert, donde 1 es totalmente en desacuerdo y 5 totalmente de acuerdo, en tres preguntas se dejaron en modo de desarrollo libre. Al analizar los resultados de las encuestas se puede ver que todos los Grupos de Interés están convencidos de la necesidad del cambio de modelo energético hacia uno más sostenible donde las fuentes de energías renovables, el ahorro energético, mediante rehabilitación integral de edificios y otras medidas de eficiencia, y la electrificación de la demanda son las piezas clave. Además, consideran que esta transición traerá consigo un modelo más productivo y social, que traerá consigo nuevas oportunidades laborales y un aumento de la economía. Al preguntar directamente sobre la prohibición de combustibles fósiles en la ciudad, los grupos sociales, empresas y técnicos municipales expresan sus dudas al considerar que es una medida muy drástica que debe realizarse en un periodo de tiempo ya que consideran que la ciudad aún no está preparada para ello. Los directores municipales y políticos están de acuerdo con la medida, esto se debe quizá al punto de vista de cada uno, más inmediato el de unos y más estratégico el de otros. Por otro lado, todos coinciden de forma absoluta que debe existir una mayor voluntad política en la lucha contra el Cambio Climático y el calentamiento global con acciones claras y decisivas, así como que el Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz tiene capacidad para proponer acciones en dicha línea. Al preguntar cómo debía proceder fiscalmente para llevar a cabo dichas acciones, si ayudando a mejorar (subvenciones, desgravaciones fiscales, etc.) o castigando por empeorar (impuestos, multas, etc.) surgieron discrepancias la sociedad civil (movimientos sociales y empresas) se inclinaban más por las ayudas a mejoras mientras que las partes institucionales (técnicos y directores municipales y de otras instituciones y políticos) no lo hacen tanto. Llamativo es el caso de los técnicos municipales que no se ven claro las ayudas pero que también están en desacuerdos con las multas o impuestos. Los directores municipales y políticos en cambio están convencidos de que la vía a seguir son las penalizaciones. Sin embargo, todos están de acuerdo con que el impuesto de circulación vaya en consonancia con las emisiones del vehículo abaratándolo a los que no contaminan y gravándolos a los que sí. Por otro lado, todos piensan que la energía es un bien básico y escaso

y que la contaminación atmosférica afecta directamente a su salud, mirando a las emisiones de los vehículos y calefacciones de combustibles fósiles como responsables de la mala calidad del aire. Para evaluar la percepción de la consecución de los planes de acción se ha preguntado solamente a los grupos de los técnicos y directores municipales, ya que son los que cuentan con los conocimientos para evaluarlos, existiendo una percepción media-buena del PLCC 2010-2020.

#### CONSIDERACIONES DE LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y PERCEPCIÓN DE LOS GRUPOS DE INTERÉS

No cabe duda de que el camino hacia la sostenibilidad energética está marcado por la electrificación de la demanda, la eficiencia energética y las energías renovables, algo en lo que están de acuerdo todos los Grupos de Interés consultados. El futuro será eficiente, eléctrico y renovable. La discusión se encuentra, por tanto, en cómo llegar a esa meta en la que todos estamos de acuerdo, es decir, en cuáles van a ser las actuaciones que se deben acometer y los objetivos de medio plazo a establecer con el fin de que, en 2050 o incluso antes, Vitoria-Gasteiz se convierta en una ciudad libre de combustibles fósiles.

La opinión ha sido generalizada, Vitoria-Gasteiz ha conseguido un gran avance en cuanto a movilidad, aunque aún le queda camino por recorrer, sobre todo en el ámbito de la movilidad motorizada. La movilidad al trabajo es uno de los puntos en los que se necesita incrementar los esfuerzos, se pide una mejora del transporte público a través del aumento de las líneas de autobuses hasta los polígonos industriales, donde hasta ahora todos los trabajadores acuden con su vehículo privado debido a las deficiencias de este servicio. Además, la electrificación de la movilidad y la puesta en marcha de la infraestructura de puntos de carga para vehículos eléctricos han sido los puntos más demandados.

Otra de las actuaciones más demandadas es con referencia a la actitud ejemplarizante que debería tener el Ayuntamiento con su ciudadanía. El cambio de modelo energético (principalmente los pilares de rehabilitación, electrificación y autoconsumo) debe comenzar desde la administración, ya que posee más medios, recursos y conocimiento que la ciudadanía. Así mismo se demanda por parte de la ciudadanía un mayor acompañamiento del Ayuntamiento, mediante la puesta en marcha de una ventanilla única que tenga la doble función de facilitar los trámites y de asesorar ante las dudas que pudieran surgir. Se ha podido comprobar que en general son necesarias más charlas y talleres, dirigidos tanto a la ciudadanía como al personal del Ayuntamiento, que ayuden a asumir conceptos energéticos, expliquen la situación actual y las nuevas líneas de actuación en que la ciudad se va a encaminar entre otras cosas.

También a petición de empresas y ciudadanía se debe comenzar a recuperar la campaña de desprestigio que se le ha dado al autoconsumo y a las energías renovables en general en nuestro país, por parte del Gobierno central. Para ello será necesario poner de manifiesto las políticas que se están llevando a cabo en otros países y dar a conocer la Agenda Europea, así como los Pactos de los que tanto Vitoria-Gasteiz como España han firmado.

La replicabilidad de los proyectos ha sido otro de los puntos estrellas en todos los workshops, el síndrome del proyecto piloto tiene que dejar paso a proyectos sencillos que la ciudadanía pueda entender y que sean fáciles de copiar o escalar, para poder llevar a cabo las grandes transformaciones necesarias.

En general, todos los asistentes se han mostrado receptivos y alentados con el futuro propuesto para Vitoria-Gasteiz, lo cual hará que el camino por recorrer se vuelva más fácil. Todos los agentes implicados tendrán su oportunidad de convertir a Vitoria-Gasteiz en un lugar mejor para vivir, gracias a la concienciación de que el futuro propuesto es mucho mejor que el presente y sobre todo mucho mejor del futuro que sería en el caso de no llevar a cabo ninguna de las acciones aquí planteadas.

Ahora el trabajo de identificación de las prioridades de actuación y la difusión de la nueva cultura energética queda en manos del Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz que deberá ejercer su función de liderazgo con el objetivo de que el resto de la ciudad le acompañe en este nuevo periodo de cambio.

#### PROPUESTAS DE ALCANCE BÁSICO EN ENERGÍA DE LA HOJA DE RUTA 2030

Como continuidad de los planes y objetivos puestos en marcha, durante la próxima década 2020-2030, el Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz debe centrarse en avanzar en un modelo energético para la ciudad basado en la eficiencia de la cobertura de las necesidades energéticas, en la reducción de emisiones, en un mayor grado de autosuficiencia energética y en lograr el acceso universal a la energía para todos los vecinos de la ciudad, como compromiso con la sostenibilidad en su más amplio sentido. Avanzar en esta línea supone centrar todas las actuaciones alrededor de la **electrificación de la demanda**. Las razones de la apuesta por la electricidad como energía básica para la cobertura de las necesidades energéticas están definidas por las siguientes razones:

- **Eficiencia.** La electricidad es el vector energético más eficiente e idóneo para la cobertura de las necesidades energéticas de una ciudad caracterizadas en su mayor parte por el consumo de edificios y por el transporte.
- **Emisiones cero en uso.** La electricidad no emite GEI en el lugar de su utilización. Obviamente debe existir una correspondencia con que ésta en origen no se genere con fuentes de energía contaminantes.

- La **generación más competitiva** e idónea de electricidad es con fuentes de energía renovable, lo que supone reducir con su apuesta la dependencia energética del exterior.
- Posibilidad de **ganar autonomía** por parte de los consumidores en la toma de decisiones sobre cómo quieren abastecer y qué papel adoptar en la cobertura de sus necesidades energéticas. Como reconoce el Parlamento Europeo el derecho para poder comprar, vender, generar o almacenar energía eléctrica.

El compromiso que debe establecer el Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz para el 2030 es avanzar en la electrificación de la demanda en todos los sectores y, consecuentemente, actuar para erradicar la apuesta por los combustibles fósiles en favor de las energías renovables, primando siempre la eficiencia energética en todas las instalaciones.

#### Apuesta Política y Conceptual por la Electrificación de la Demanda

La energía eléctrica es el único vector energético capaz de garantizar emisiones cero de gases de efecto invernadero, tanto en uso como en generación. Para ello es imprescindible que esa electricidad demandada sea suministrada al 100% por fuentes de energías renovables. **La electrificación de la demanda de energía conlleva** intrínsecamente:

- **Apostar por el desarrollo de las energías renovables** dado que, hoy día, su aprovechamiento es eminentemente para generación eléctrica.
- **Mejorar la eficiencia en la cobertura de la demanda**, sobre todo en edificios, porque actualmente son más eficientes los sistemas que utilizan electricidad que los que usan combustibles fósiles.
- Eliminar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en uso que, unido a que la mayoría de los edificios están en ciudades, supone la mejora de la calidad del aire para todos los ciudadanos.
- Eliminar el consumo de combustibles fósiles, ya que además de no disponer de ellos son ineficientes y contaminantes.

Desde este punto de vista, es necesario que la electricidad, como vector a fomentar, disponga del menor precio final posible y que los combustibles incorporen partidas de coste que hagan disuasorio su consumo frente a la electricidad.

Identificación de Variables de Control. Para llevar un análisis actualizado de la situación se deben identificar previamente cuales son los parámetros más importantes en la nueva Hoja de Ruta, y así poder asignarlos como variables de control, de esta forma se podrá seguir la evolución de los mismos y evaluar su grado de cumplimiento, viendo así se evolucionan según lo previsto o si se deben intensificar los esfuerzos. Para un mayor grado de comprensión se recomienda siempre elegir valores cuantitativos. A continuación, se da un **listado de los principales indicadores de desempeño energético que se deberían establecer:**

- Disminución del consumo energético global, (*en GWh*). Por fuentes energéticas, (*en GWh*).
- Disminución de las emisiones globales, (*en tCO<sub>2</sub>*). Por sectores, (*en tCO<sub>2</sub>*).
- Electrificación de la demanda, (*nº de elementos consumidores de combustibles fósiles sustituidos por elementos que utilizan la energía eléctrica*). En edificios, (*por nº de inmuebles que han sustituido a los combustibles fósiles*); En transporte, (*por nº de vehículos de combustible fósil sustituidos por eléctricos*); Por sectores, (*número*).
- Producción global de energías renovables, (*en GWh*). Por modalidad: Generación en autoconsumo y Generación distribuida, (*en GWh*); Por sectores, (*en GWh*)
- Certificaciones energéticas, (*por número*). Por sectores, (*número*)
- Rehabilitación de edificios, (*por número*). Por sectores, (*número*)
- Sistemas de gestión energética y control de consumos en edificios. Por sectores, (*número*)
- Puntos de carga para vehículos eléctricos, (*por número*)
- Aparcamiento seguro para bicicletas, (*por número*)
- Guías editadas sobre energía y medio ambiente, (*número*)

Elementos Para Fijación de Objetivos. A la hora de fijar los objetivos es primordial conocer el punto de partida, es decir, el diagnóstico actual y el objetivo final que, si nos fijamos en la Hoja de Ruta de descarbonización que marca la Unión Europea, en 2050 se deberá haber alcanzado un 80% de reducción de las emisiones de GEI respecto a los niveles de 1990, exclusivamente mediante reducciones internas, sin créditos internacionales. Asimismo, dicha Hoja de Ruta establece para 2030 unos objetivos globales en cuanto a reducción de emisiones, producción de renovables y eficiencia energética. Son tres objetivos importantes, pero no los únicos que se deberían establecer para lograr con éxito el objetivo.

Así se propone establecer los objetivos a 2030 con visión a cumplir el 2050, no como un objetivo independiente si no como una meta intermedia a 2050. Además, se debe fijar un objetivo para cada uno de las variables de control identificadas anteriormente, así se podrá seguir con facilidad la evolución de cada uno de los indicadores y evaluar el éxito o la necesidad de aumentar las medidas correspondientes.

#### REFERENCIAS

Estudio completo: <https://fundacionrenovables.org/proyecto/diagnostico-y-propuestas-para-la-hoja-de-ruta-de-vitoria-gasteiz/>



## PROPUESTA DE MODELO PARA ESTIMAR EL ESTADO DE CARGA DE BATERÍAS DE LIFEPO4 PARA UN VEHÍCULO ELÉCTRICO

**Rodríguez-Romero S.\***, Rabanal-Arabach J.\***,** Cortés-Carmona M.\***,** Ferrada P.\*\*

\* Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antofagasta, Angamos 601, Antofagasta, 1270300, Chile,  
[sebastian.rodriguez@uantof.cl](mailto:sebastian.rodriguez@uantof.cl)

\*\*Centro de Desarrollo Energético Antofagasta, Universidad de Antofagasta, Angamos 601, Antofagasta, 1270300, Chile.

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.1123>

### RESUMEN

El dimensionamiento de un sistema de almacenamiento juega un papel indispensable a la hora de proporcionar una fuente de energía constante. Sin embargo, estos sistemas luchan con la inestabilidad de los parámetros resistivos entre celda y celda, que finalmente logran variar la previsión de diseño. Este trabajo contribuye con una metodología de modelado y simulación para un sistema eléctrico de un vehículo eléctrico utilizando la plataforma Matlab-Simulink. El objetivo es estimar el estado de carga y, por tanto, la autonomía del sistema de tracción eléctrica. Se estudian las condiciones tanto internas como externas en las que funciona un EV y se construye un prototipo de EV para validar los resultados de las simulaciones. El modelo computacional propone el uso de polinomios característicos de las curvas de trabajo de un motor eléctrico y de los componentes RC del circuito equivalente de una batería. Se modelan las ecuaciones matemáticas que representan las fuerzas a las que está sometido el tren de tracción y se obtiene la corriente que se extrae del sistema de almacenamiento ( $I_m$ ).

**PALABRAS CLAVE:** Modelo, Estado de carga, Baterías, Fuerza.

### ABSTRACT

Sizing a storage system plays an indispensable role in providing a constant energy source. However, these systems struggle with the instability of resistive parameters between cell and cell, which finally manages to vary the design forecast. This work contributes with a modeling and simulation methodology for an EV power system using the Matlab-Simulink platform. The aim is to estimate the state of charge and, therefore, the autonomy of the electrical traction system. Both internal and external conditions in which an EV works are studied and an EV prototype is built to validate the results of the simulations. The computational model proposes the use of characteristic polynomials of the work curves of an electric motor and of the RC components of the equivalent circuit of battery. The mathematical equations that represent the forces to which the traction train is subjected are modeled and the current that is extracted from the storage system ( $I_m$ ).

**KEYWORDS:** Model, State of charge, force

## INTRODUCCIÓN

El litio destaca como uno de los metales con mayor crecimiento en su demanda debido a la extracción del carbonato de litio grado batería (sal inorgánica derivada del litio), para su uso en la fabricación de baterías recargables tipo ion litio, las cuales, a su vez, son un componente clave de los sistemas de almacenamiento en vehículos eléctricos (EV). En esta índole, existen aún necesidades de desarrollar sistemas de predicción y control del estado de carga (SoC, por sus siglas en inglés) del banco de baterías en los EV. Los modelos de baterías se han convertido en una herramienta indispensable para el diseño de sistemas alimentados por baterías. Entre sus usos se incluyen la caracterización de baterías, la estimación del SoC y del estado de salud (SoH, por sus siglas en inglés), el desarrollo de algoritmos, la optimización en el nivel del sistema y la simulación en tiempo real para el diseño de sistemas de gestión de baterías. Los modelos de baterías basados en circuitos equivalentes son los preferidos para el desarrollo en el nivel del sistema y las aplicaciones de controles, debido a su relativa sencillez. Los ingenieros utilizan los circuitos equivalentes para modelar el comportamiento termoeléctrico de las baterías, parametrizando sus elementos no lineales con técnicas de correlación que combinan modelos y mediciones experimentales a través de optimización. El objetivo de este trabajo es analizar un sistema de almacenamiento que represente el comportamiento de trabajo de un EV. Se modela el trabajo mecánico desarrollado por un vehículo con el fin de aportar las entradas requeridas para estimar el SoC de un banco de baterías representado por su circuito eléctrico y térmico equivalente. Respecto a otros trabajos, el presente permite visualizar la trazabilidad de cada variable mediante una interfaz de fácil entendimiento, representando el comportamiento empírico del motor eléctrico y de la batería utilizada mediante polinomios característicos.

## EL MODELO

Un vehículo eléctrico, al igual que uno convencional a gasolina, se expone diariamente a condiciones de trabajo que restringen la eficiencia de estos (Muneer et al., 2017). Sólo entre el 14% y 30% de la energía del combustible que se le incorpora a un vehículo convencional es utilizada para moverlo. Este valor puede variar dependiendo del ciclo de manejo (Ministerio de Energía, 2014). El resto de la energía se pierde en ineficiencias del motor o en el uso de accesorios. Es bajo estas condiciones donde se hace realmente importante el diseño de todo el sistema de tracción para dimensionar de manera más efectiva el banco de baterías y estimar de manera más acertada el SoC.

### Fuerza de Tracción

Para entender la dinámica de un vehículo, es necesario conocer las ecuaciones físicas que rigen su comportamiento. Considerando que el EV se encuentra siempre en una pendiente por más mínima que sea, este se regirá por la segunda Ley de Newton, que se encarga de cuantificar el concepto de fuerza (ver Fig. 31), es decir, que la aceleración experimentada del vehículo es proporcional a la suma de todas las fuerzas que actúan sobre él, tal como se modela en ec (1) (Mohd et al., 2015).

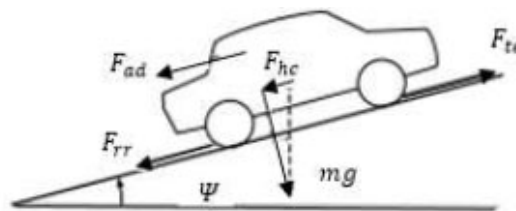


Fig. 1 Fuerzas actuantes sobre un EV en una pendiente.

$$F_{te} = m \cdot a + F_{rr} + F_{ad} + F_{hc} \quad (1)$$

Al descomponer las fuerzas es posible representar las condiciones aerodinámicas relacionadas con la forma del vehículo (Fraija, 2006). La fuerza de rodadura modela el comportamiento frente a la interacción del cuerpo en movimiento contra el suelo, mientras que la fuerza de carga establece el peso al que es sometido el motor para desplazar la masa del sistema en función del perfil de elevación. Dado que actualmente el ambiente de operación de un vehículo tiene condiciones de discontinuidad controlada (ciclo de trabajo), se consideran dos fuerzas adicionales que tienen relación con la aceleración del vehículo (ver ec (2)). La primera,  $F_{al}$ , representa la aceleración lineal y la fuerza necesaria para sacar de la inercia a todo el cuerpo en reposo. La segunda,  $F_{aw}$ , muestra la fuerza de aceleración angular que modela la situación cuando el vehículo se encuentra en movimiento, aquí actúa el momento inercial y la relación de transmisión del sistema de tracción.

$$F_{te} = m \cdot a + F_{rr} + F_{ad} + F_{hc} + F_{al} + F_{aw} \quad (2)$$



Al relacionar los parámetros fundamentales, de la ecuación (2) finalmente se tiene la ecuación (3)

$$F_{te} = m \cdot g \cdot \mu_{rr} + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot s \cdot v^2 \cdot C_d + m \cdot g \cdot \sin \phi + m \cdot a + I \cdot \frac{G^2}{\eta_g \cdot r^2} \cdot a \quad (3)$$

En donde  $m$  es la masa del vehículo en kg,  $g = 9.8 \text{ m/s}^2$  es la aceleración debido a la gravedad,  $\mu_{rr}$  es el coeficiente de fricción de los neumáticos,  $\rho = 1.25 \text{ kg/m}^3$  es la densidad del aire,  $s$  es sección frontal del EV en  $\text{m}^2$ ,  $C_d$  es el coeficiente aerodinámico,  $\phi$  es el Angulo de inclinación de la pendiente,  $I$  es el momento de inercia,  $G$  es la relación de transmisión entre el sistema y el motor;  $\eta_g$  es el rendimiento del sistema de transmisión,  $r$  es el radio de la rueda en m,  $v$  es la velocidad de desplazamiento en  $\text{m/s}$ , y  $a$  es la aceleración del vehículo en  $\text{m/s}^2$ .

De esta forma, para calcular la potencia necesaria por el sistema de tracción se evalúa la ec. (3) en la ec. (4).

$$P_m = F_{te} \cdot v \quad (4)$$

### Transmisión y Torque

El rendimiento de la transmisión se considera un parámetro constante, pues la relación de transmisión depende del torque máximo permitido del motor eléctrico (Alcalá, 2014). Para modelar la transmisión, se considera como entrada el par del motor y como salida la fuerza de tracción en los neumáticos (Mohd et al., 2015). Teniendo en cuenta una transmisión simple, las siguientes ecuaciones modelan dicha transmisión:

$$T_m = \frac{F_{te} \cdot r}{\eta_g \cdot G} \quad (5)$$

$$T_m = \eta_g \cdot \frac{F_{te} \cdot r}{G} \quad (6)$$

La ecuación (5) representa el torque cuando el sistema de tracción se comporta como motor, mientras que la ecuación (6) muestra el torque cuando la máquina eléctrica funciona como generador (uso del freno regenerativo) (Durána et al., 2009).

### Sistema de Almacenamiento

Para estimar el SoC del sistema, es necesario conocer y modelar los parámetros internos de la batería utilizada por el EV. Existe un abanico de ecuaciones para definir las variables de voltaje y SoC, pero el modelo más aceptado por la comunidad ha sido el que se obtiene del circuito eléctrico equivalente de la batería, como el mostrado en Fig. 32 (Cortés-carmona et al., 2016). Luego, el SoC es calculado de la ecuación (7) (Lekshmi & Lal, 2019).

$$\text{SoC}(t) = 100 \cdot \left[ 1 - \frac{1}{Q} \cdot \int I(t) dt \right] \quad (7)$$

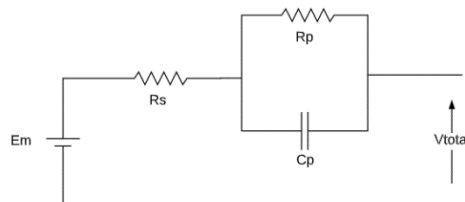


Fig. 2 Circuito eléctrico equivalente de una batería.

De la figura anterior se pueden deducir la tensión en circuito abierto ( $V_{total}$ ) en función del SoC (ec (8)).

$$V_{total}(\text{SoC}) = E_m(\text{SoC}) - R_s(\text{SoC}) \cdot I - \sum_n V_n(\text{SoC}) [\text{V}] \quad (8)$$

Donde  $E_m$  es la tensión interna de la batería en V,  $R_s$  es la resistencia interna en  $\Omega$ , y  $V_n$  es la tensión resultante de la acción de los componentes de polarización RC de la batería en V. El valor de estos varía según se esté en estado de carga o descarga, y representan las pérdidas internas del sistema (Cortés-carmona et al., 2016). La ec. (9) permite determinar  $V_n$  en función del tiempo, esto debido a que los parámetros de la batería son dinámicos y varían también en función del SoC.

$$V_n(t) = \int_0^t \left[ \frac{I(t)}{C_p(t)} - \frac{V_n(o^-)}{R_n(t) \cdot C_p(t)} \right] dt \quad [V] \quad (9)$$

En este caso particular, para determinar el comportamiento de  $E_m$ ,  $R_s$ ,  $C_p$  y  $R_n$  se realiza una espectroscopia de impedancia, utilizando el equipo Metrohm Autolab (Pizarro, 2018), obteniendo las curvas de trabajo de cada variable. A estas curvas se les realiza un ajuste polinomial, resultando los siguientes polinomios característicos:

$$E_m(\text{SoC}) = 3.67 \cdot \text{SoC}^{-5} - 7.11 \cdot \text{SoC}^{-4} + 6.08 \cdot \text{SoC}^{-3} + 2.63 \cdot \text{SoC}^{-2} - 10.00 \cdot \text{SoC}^{-1} + 6.51 \cdot \text{SoC} + 2.00 \quad (10)$$

$$R_s(\text{SoC}) = 9.18 \cdot \text{SoC}^{-7} - 31.80 \cdot \text{SoC}^{-6} + 43.79 \cdot \text{SoC}^{-5} - 30.53 \cdot \text{SoC}^{-4} + 11.36 \cdot \text{SoC}^{-3} - 2.15 \cdot \text{SoC}^{-2} + 0.17 \cdot \text{SoC}^{-1} + 0.02 \quad (11)$$

$$R_n(\text{SoC}) = 0.09 \cdot \text{SoC}^{-6} - 0.37 \cdot \text{SoC}^{-5} + 0.60 \cdot \text{SoC}^{-4} - 0.50 \cdot \text{SoC}^{-3} + 0.23 \cdot \text{SoC}^{-2} - 0.06 \cdot \text{SoC}^{-1} + 0.01 \cdot \text{SoC}^{-1} \quad (12)$$

$$C_p(\text{SoC}) = 1.64 \cdot 10^5 \cdot \text{SoC}^{-7} - 6.12 \cdot 10^5 \cdot \text{SoC}^{-6} + 9.40 \cdot 10^5 \cdot \text{SoC}^{-5} - 7.53 \cdot 10^5 \cdot \text{SoC}^{-4} + 3.35 \cdot 10^5 \cdot \text{SoC}^{-3} - 7.73 \cdot 10^4 \cdot \text{SoC}^{-2} + 6.25 \cdot 10^3 \cdot \text{SoC}^{-1} + 7.73 \cdot 10^2 \quad (13)$$

El modelo del sistema de almacenamiento también considera un espacio para el cálculo de la temperatura en la batería. Así, se presentan las tres ecuaciones que cuantifican la generación de calor, en ec. (14), la temperatura del núcleo en ec. (15) y superficial, en ec. (16) (Cortés-carmona et al., 2016).

$$Q_j = \frac{v_{1,j}^2(t)}{R_1} + \frac{v_{2,j}^2(t)}{R_2} + R_s \cdot I_j^2 \quad (14)$$

$$C_{cj} \frac{dT_{cj}}{dt} = Q_j - \frac{T_{cj} - T_{sj}}{R_{cj}} \quad (15)$$

$$C_{sj} \frac{dT_{sj}}{dt} = - \frac{T_{sj} - T_{cj}}{R_{cj}} - \frac{T_{sj} - T_{fj}}{R_{uj}} \quad (16)$$

### PROGRAMACIÓN DEL MODELO

La operación del sistema se programa en bloques usando el software Simulink®. Para esto, se relaciona el trabajo que elabora el vehículo con la batería usando bloques programados en distintos subsistemas con el fin de representar todas las ecuaciones involucradas, como se muestra en la Fig. 33. Se definen dos ambientes de trabajo denominados: 1) ciclo de trabajo y 2) bloque de potencia.

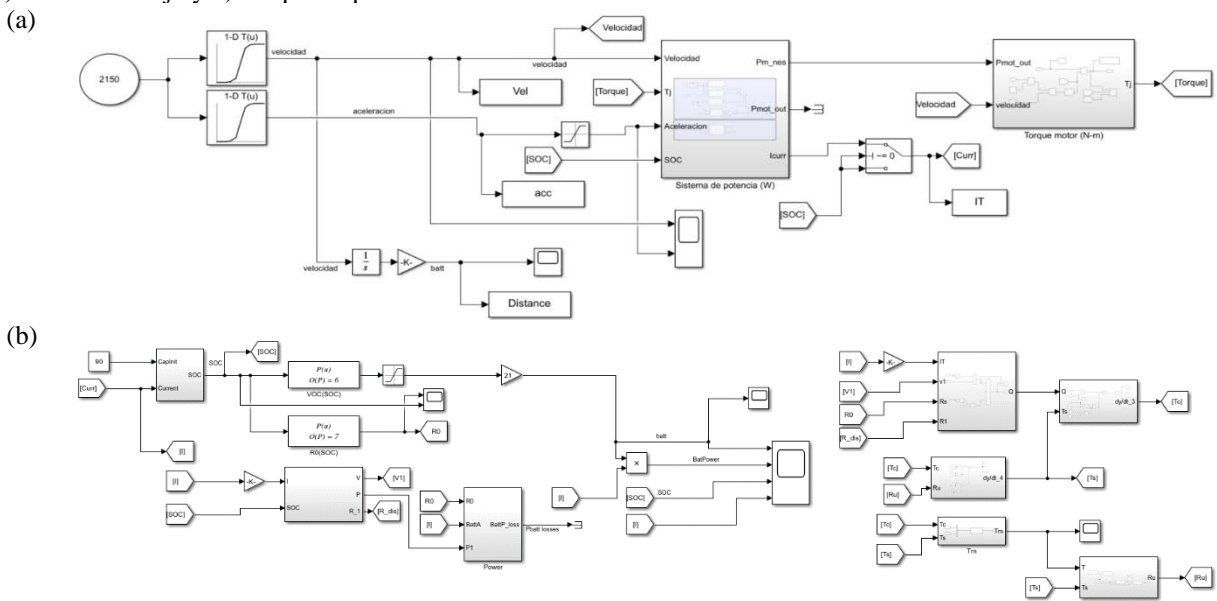


Fig. 3 Diagrama en bloques del simulador propuesto: (a) tren de tracción, (b) circuito equivalente del banco de baterías.

### Vehículo Eléctrico

Se construye un EV con capacidad para dos pasajeros en formato side by side, mostrado en la Fig. 4. Sus principales características se presentan en la Tabla 1. Actualmente el vehículo posee una autonomía de 72 km a una velocidad promedio de 17 m/s considerando un perfil de elevación plano ( $\pm 1^\circ$  de inclinación), logrando una eficiencia de 60 W/km. Posee un sistema de almacenamiento de 7.1 kWh que contempla la incorporación de 24 celdas en serie tipo LiFePo4 de 3.4 V/87 Ah. Si bien el sistema eléctrico incluye la carga de la batería a través de seis módulos fotovoltaicos (600 W en total), para efectos de validar la programación propuesta, estos son desconectados.

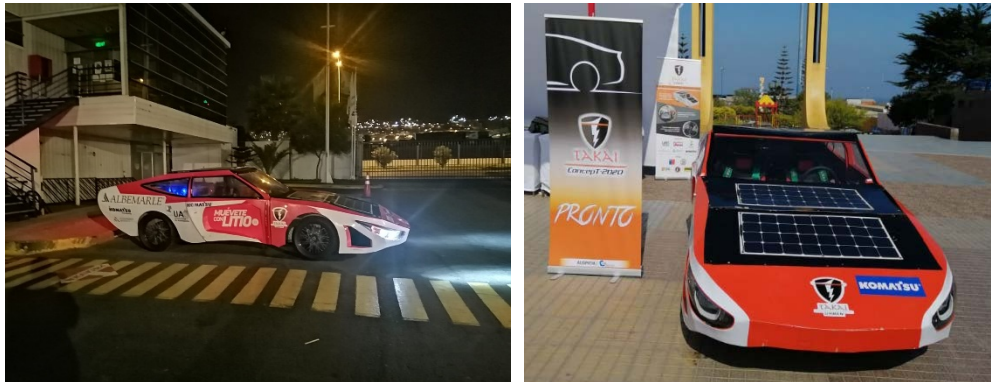


Fig. 4 Vehículo eléctrico solar Takai.

Tabla 1. Parámetros técnicos del vehículo eléctrico.

Características generales	
$m$ : masa vehículo con pasajeros	850 kg
$C_d$ : Coeficiente aerodinámico	0.32
$r$ : Radio rueda trasera	0.23 m
$\mu_{rr}$ : Coef. Rodadura	0.017
$G$ : Relación de transmisión	1
$s$ : Área frontal	1.7 m <sup>2</sup>
Características motor eléctrico	
$P_{max}$ : Potencia máxima motor	4 kW
$T_{max}$ : Torque máximo motor	280 N.m
$\omega$ : Velocidad angular	
$V_m$ : Voltaje de trabajo	72 V
$I_{max}$ : Corriente máxima.	160 A
$\eta$ : Eficiencia del motor.	91%

### Bloque de Potencia

El programa permite estimar el estado de carga del sistema de potencia del vehículo, para esto debe emplear las ecuaciones matemáticas mencionadas. Una vez incorporadas las condiciones de trabajo del EV (ciclo de trabajo y parámetros técnicos), se puede simular la fuerza y potencia requerida por el EV para desplazarse, acorde a ec. (3) y (4), respectivamente. Luego, se calcula el par ejercido en la rueda por medio de la ec (5) y (6) dependiendo si el motor está consumiendo ( $a(t) > 0$ ) o generando energía ( $a(t) < 0$ ), donde  $a(t)$  es la aceleración del ciclo de trabajo en función del tiempo. El torque resultante se ingresa a través un polinomio obtenido del ajuste realizado a las curvas de torque vs corriente del motor eléctrico utilizado (ec. (17)). Esto permite realizar un análisis del sistema de potencia del vehículo utilizando medidas empíricas del sistema.

$$I_m(T_m) = -3.53 \cdot 10^{-11} \cdot T_m^{-7} + 1.35 \cdot 10^{-8} \cdot T_m^{-6} - 4.36 \cdot 10^{-7} \cdot T_m^{-5} - 7.53 \cdot 10^5 \cdot T_m^{-4} - 0.001 \cdot 10^5 \cdot T_m^{-3} + 0.04 \cdot T_m^{-2} - 0.28 \cdot T_m^{-1} \quad (17)$$

La corriente  $I_m$  es resultado del trabajo al que está sometido el EV. Cualquier parámetro modificado, ya sea su masa, rueda, perfil aerodinámico, etc., incurrirá en una variación de  $I_m$ . De esta manera, al utilizar la ec. (7), se calcula el

SoC del sistema de almacenamiento en función de la corriente (Mohd et al., 2015). Calcular el SoC permite resolver los polinomios de las ecuaciones (9)–(12). Debido a la dinámica de la batería, y dependiendo si esta se encuentra en estado de oxidación (descarga) o reducción (carga), la química de la batería varía y por ende también los valores RC de ésta (Fang et al., 2017). Así, es posible modelar el calor generado debido a las pérdidas relacionadas al efecto Joule y los procesos de difusión de cada celda de litio (Mallco, 2016). Con la ec. (14) se calcula la generación de calor a partir de la dependencia de los polinomios mencionados en función del SoC. Del cálculo anterior nace la variable  $Q_j(V_n, R_n, R_s, I_m, t)$ , donde  $t$  es el tiempo de simulación. Utilizando las ecuaciones (15) y (16) se obtiene la temperatura en el núcleo ( $C_{cj}$ ) de la celda y en la superficie ( $C_{sj}$ ) respectivamente. El valor medio de éstas permite estimar la temperatura del banco de baterías. Dado que, para tener una aproximación más fina de la temperatura superficial se debe considerar la convección entre celdas, se requiere resolver un set de matrices que Abdiel resuelve en su trabajo denominado “*Modelamiento electro-térmico de baterías de litio en diferentes condiciones de altura y temperatura*” (Mallco, 2016). Para el caso actual, se asume que no existe interacción por convección entre celdas, lo que reduce el trabajo computacional del modelo. El diagrama de flujo mostrado en la Fig. 35 permite dimensionar como interaccionan los modelos mencionados anteriormente.

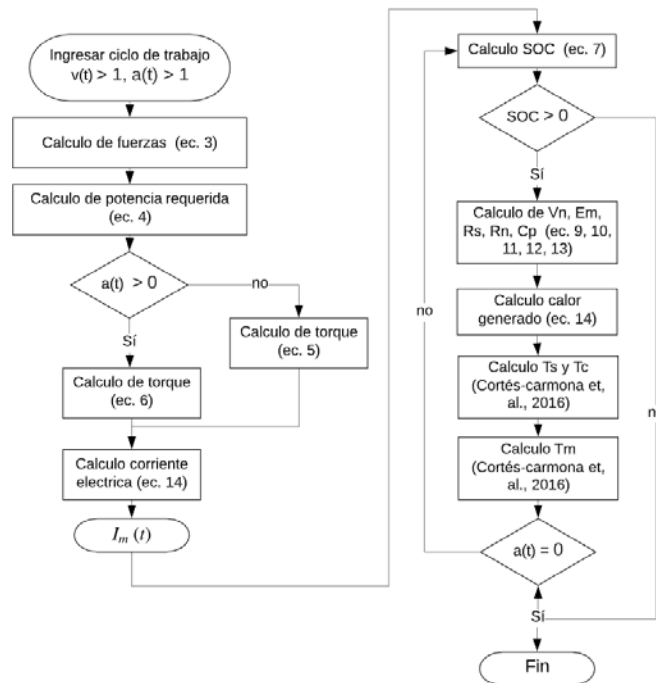


Fig. 5 Diagrama de flujo del programa para computar el SoC.

## RESULTADOS

### Ciclo de Trabajo y Carga

En la simulación del modelo se utilizan los parámetros comentados en la Tabla 1. Para el arreglo del sistema de almacenamiento se considera una capacidad de 6 kWh. Con el fin de comparar los resultados obtenidos se utiliza el software SUMO (Simulation of Urban Mobility), que es un paquete de simulación de tráfico vial de código abierto que permite configurar las entradas que requiere el vehículo para funcionar. El ciclo de trabajo utilizado para ambas simulaciones se puede observar en la Fig. 6a. Se utiliza un perfil de elevación de 0°, pues esta variable representa un factor importante en el consumo energético de la batería. Luego, en la Fig. 6b se presenta la capacidad actual del banco de baterías en kWh en función del tiempo.

Pese a que se utiliza el mismo ciclo de trabajo para ambas simulaciones, luego de 2150 s, el modelo en Matlab presenta una diferencia relativa en el SoC de -16.6% respecto de SUMO. Es importante comprender que el código en Matlab incorpora la caja de transmisión, mientras que SUMO, no. Estas diferencias están presentes en una gran parte de los modelos disponibles. Una validación con mediciones empíricas permite determinar la carga eléctrica que no es considerada. Idealmente se requiere realizar una serie de pruebas bajo diferentes condiciones de trabajo con el fin de determinar el error cuadrático medio, lo que permitiría obtener un modelo aún más realista.

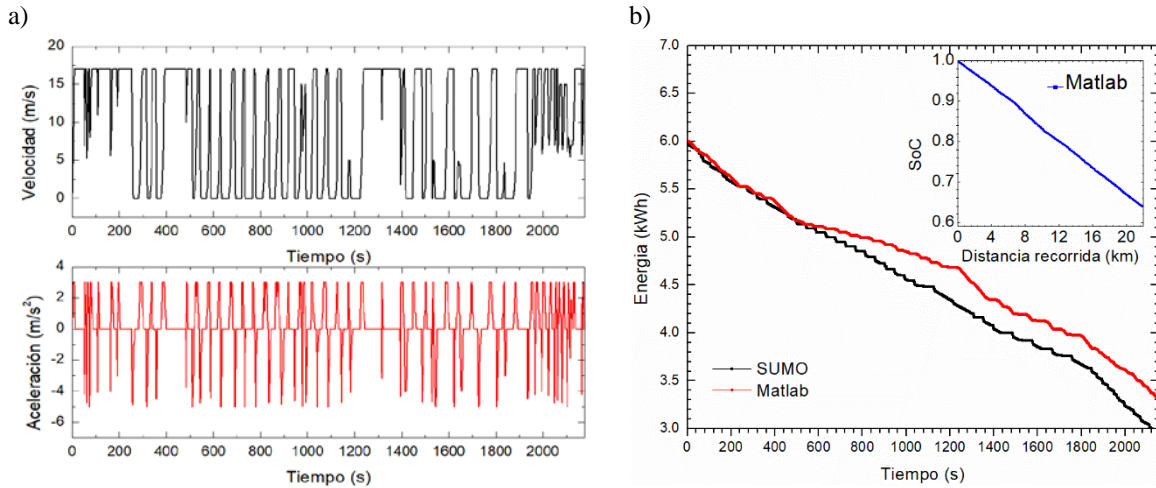


Fig. 6 a) Ciclo de trabajo, b) resultado simulación.

Trabajo Desarrollado por la Batería

La corriente exigida por el sistema de tracción puede observarse en la Fig. 7a. Las variaciones presentes están directamente relacionadas por el torque requerido. Entre los 0 y 70 Nm la corriente fluctúa drásticamente (de 0 a 90 A) producto que la velocidad angular es mínima cuando el sistema comienza a requerir más potencia. Una vez, que el motor del vehículo alcanza cierto nivel de revoluciones por minuto (RPM), las variaciones de torque no influyen significativamente la corriente. De esta manera, siempre se requiere un flujo constante de energía desde la batería.

Existe transporte mecánico de masa al interior de cada celda debido a los procesos de oxidación y reducción producto de la carga y descarga de la batería. La corriente es la base en la generación de calor en el núcleo. El banco de baterías experimenta fenómenos de convección entre cada celda de litio producto de la temperatura superficial en cada una. En la Fig. 7b se observa la temperatura en la superficie y en el núcleo de una celda. Para el presente trabajo se asume que el comportamiento individual de cada una es homogéneo, esto pues se utiliza refrigeración forzada para mantener lo más cercana la temperatura de cada celda al ambiente. Se alcanza el equilibrio térmico luego de 1600 s.

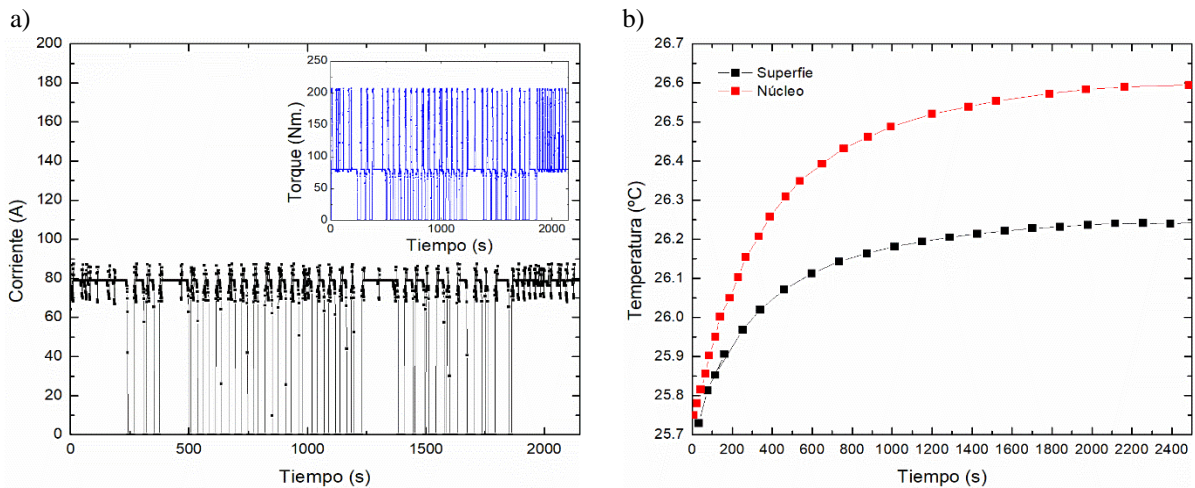


Fig. 7 a) Corriente exigida por sistema de tracción, b) Temperatura en la superficie y el nucle de la batería.

CONCLUSIONES

El modelo presenta una tendencia similar a la entregada por SUMO. Es de gran importancia la incorporación de las pendientes de la ruta recorrida en los modelos para lograr una mejor aproximación al estimar una determinada operación, especialmente cuando se quiere hacer la optimización de carga de una flota, por ejemplo.

A partir del modelo desarrollado, se espera que el EV fabricado logre una autonomía de 62 km. El modelo muestra como los ciclos de continua aceleración y desaceleración son evidentemente causales de una mayor descarga de la batería, mientras que a velocidad constante el rendimiento mejora. Lo anterior en fiel concordancia con lo esperado.

La simulación del sistema eléctrico del vehículo permite relacionar un set de modelos con polinomios empíricos. Esto permite un resultado teórico con base experimental que puede ser ajustado. No obstante, es de gran interés la validación del modelo a partir de resultados de operación del vehículo eléctrico fabricado.

#### AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a sus colaboradores HEUMA, Komatsu Reman Center Chile, Metalcast Ltda., Centro de Desarrollo Energético Antofagasta (CDEA), SERC Chile, Albemarle Ltda. y a todo el equipo Takai por su contribución en el proceso de construcción del prototipo de vehículo eléctrico.

#### REFERENCIAS

- Alcalá, I. (2014). Emulación de un vehículo eléctrico basada volante de inercia y máquina de CD. *DYNA* (Colombia), 81(183), 86–96. <https://doi.org/10.15446/dyna.v81n183.31638>
- Cortés-carmona, M., C, A. M., Calderón-Muñoz, W. R., Reyes-Marambio, J., & Palma-Behnke, R. (2016). Estudio del Efecto Altura en un Sistema de Empaque de Baterías de Ion Litio. *Enersol*, October, 1–6.
- Durána, M., Guerrero-Ramírez, G., & Claudioa, A. (2009). Determinación de los requerimientos de par, velocidad angular y potencia para el motor de un vehículo eléctrico. *Sign*, 1.
- Fang, Y. J., Chen, Z. X., Ai, X. P., Yang, H. X., & Cao, Y. L. (2017). Recent developments in cathode materials for na ion batteries. In *Wuli Huaxue Xuebao/ Acta Physico - Chimica Sinica*. <https://doi.org/10.3866/PKU.WHXB201610111>
- Fraija, B. (2006). Estudio de la aerodinámica en los vehículos. *Prospectiva*, 4(2), 66–70.
- Lekshmi, S., & Lal, L. P. (2019). Mathematical modeling of Electric vehicles - A survey. *Control Engineering Practice*. <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2019.104138>
- Mallco, A. (2016). Modelamiento electro-térmico de baterías de litio en diferentes condiciones de altura y temperatura. Universidad de Antofagasta.
- Ministerio de Energía. (2014). *Energía 2050*. In Ministerio de Energía Gobierno de Chile (pp. 1–154). [http://eae.mma.gob.cl/uploads/D03\\_Politica\\_Energetica\\_de\\_\\_Chile\\_2050\\_Anteproyecto2.pdf](http://eae.mma.gob.cl/uploads/D03_Politica_Energetica_de__Chile_2050_Anteproyecto2.pdf)
- Mohd, T. A. T., Hassan, M. K., & Aziz, W. M. K. A. (2015). Mathematical modeling and simulation of an electric vehicle. *Journal of Mechanical Engineering and Sciences*. <https://doi.org/10.15282/jmes.8.2015.6.0128>
- Muneer, T. (Tariq), Kolhe, M., & Doyle, A. (2017). *Electric vehicles: prospects and challenges*. Elsevier. [https://books.google.cl/books?id=IhATDgAAQBAJ&pg=PA275&lpg=PA275&dq=Fox+and+Davies+\(2013\)&source=bl&ots=UFNCBfIAkc&sig=ACfU3U12SwtcuaCpHi5uihKF9if6Ir05Tw&hl=es-419&sa=X&ved=2ahUKewjI9biZ1\\_3gAhXhJLkGHVEqA\\_MQ6AEwBnoECAkQAQ#v=onepage&q=Fox and Davies \(2013\)&f=false](https://books.google.cl/books?id=IhATDgAAQBAJ&pg=PA275&lpg=PA275&dq=Fox+and+Davies+(2013)&source=bl&ots=UFNCBfIAkc&sig=ACfU3U12SwtcuaCpHi5uihKF9if6Ir05Tw&hl=es-419&sa=X&ved=2ahUKewjI9biZ1_3gAhXhJLkGHVEqA_MQ6AEwBnoECAkQAQ#v=onepage&q=Fox and Davies (2013)&f=false)
- Pizarro, V. (2018). DESARROLLO DE UNA METODOLOGIA PARA ESTIMAR EL ESTADO DE CARGA DE UNA CELDA DE ION-LITIO.

## 2.2 Edifícios (Bioclimáticos, Sustentáveis, Inteligentes, NZEB (Net Zero Energy Buildings))





**ARQUITECTURA BIOCLIMÁTICA Y SUSTENTABLE – LIBRO****Esteves Miramont A.<sup>\*,\*\*</sup>**

\*FAUD – Universidad de Mendoza, Boulogne Sur Mer 683, 5500 Mendoza, Argentina

\*\*INAHE – CCT CONICET Mendoza, Av. Ruiz Leal s/n, Parque Gral. San Martín, 5500 Mendoza, Argentina

e-mail: [alfredo.esteves@um.edu.ar](mailto:alfredo.esteves@um.edu.ar) / [alfredoestevesmiramont@gmail.com](mailto:alfredoestevesmiramont@gmail.com)<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2124>**RESUMEN**

En el camino hacia la sustentabilidad, la energía que demandan los edificios, ya sea durante la construcción u operación es predominante. Los proyectos deben necesariamente que incluir aspectos del clima, optimización de superficies de envolvente e integrar sistemas de energías renovables en la envolvente edilicia. Se presentan contenidos respecto del libro Arquitectura Bioclimática y Sustentable. En el mismo se incluyen métodos y técnicas simples que guían a los arquitectos desde el inicio del anteproyecto. La metodología resulta de fácil comprensión y su aplicación permite obtener datos importantes. El libro consta de 7 capítulos y 3 anexos. Estos abarcan desde la optimización de la superficie de envolvente, conocimiento de variables del clima (para 60 localidades de Argentina y Chile), sistemas pasivos de calefacción y enfriamiento y ejemplos construidos en el Centro Oeste de Argentina.

**PALABRAS CLAVE:** Arquitectura Sustentable, Conservación de Energía, Sistemas Solares Pasivos**ABSTRACT**

On the road to sustainability, the energy demanded by buildings, whether during construction or operation, is predominant. Projects must necessarily include aspects of climate, optimization of envelope surfaces and integrating renewable energy systems into the building envelope. In this work of the book Bioclimatic and Sustainable Architecture are presented. It includes simple methods and techniques that guide architects from the beginning of the preliminary draft. The methodology is easy to understand and its application allows obtain important data. The book has 7 chapters and 3 annexes. These include from the optimization of the envelope surface, knowledge of climate variables (for 60 locations in Argentina and Chile), passive heating and cooling systems and examples built in the Central Western of Argentina.

**KEYWORDS:** Sustainable Architecture, Energy Conservation, Passive Solar System, Cooling Systems

## INTRODUCCIÓN

En el Desarrollo Sostenible o Sustentable queda incluida la Arquitectura y Urbanismo Sustentable, que, a su vez, abarca 4 pilares: proyecto, materiales, construcción y manejo, todos alcanzados por la educación para la sustentabilidad, la cual, se refiere tanto al medio técnico-profesional como a los usuarios.

Edwards indica que: "...se calcula que en el año 2050 la raza humana causará un impacto ambiental 4 veces superior al del año 2000 (contando con un crecimiento económico del 2% anual promedio y una población mundial que alcanzará los 10000 millones de personas" (Edwards, 2006). Un informe del IPCC – Intergubernamental Panel for Climate Change, indica que entre el año 2000 y 2010, se incrementó la concentración de CO2 más que en tiempos anteriores, a pesar de mayores normativas y conocimiento del problema (IPCC, 2014).

En este contexto, el Acuerdo de París suscripto en 2015-2016, en su Artículo 2, el acuerdo tiene como objetivos fundamentales (ONU, 2015):

- Mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales,
- ir generando adaptación a los efectos del cambio climático, promoviendo la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero,
- todo esto de un modo que no comprometa la producción de alimentos y se tenga en cuenta la pobreza
- aumentar el financiamiento hacia estos fines.

La Unión Internacional de Arquitectos (UIA) ha establecido una serie de principios entre los cuales, indica que "...los arquitectos tienen una responsabilidad creciente respecto del impacto social y medioambiental de sus actividades profesionales" y "deben esforzarse por mejorar el medio ambiente, el hábitat, y la calidad de vida dentro del edificio de forma sostenible".

En vista a esto, se presume que la arquitectura tendrá que afrontar la presión entre la escasez de recursos y la magnitud de la contaminación que las sociedades generan.

La vida de los edificios es larga y la de las ciudades más aún. Se requieren acciones firmes tendientes a reducir el impacto de ambos, creando y utilizando tecnología y diseños sostenibles, realizando una optimización y refuncionalización de las ciudades existentes y generando también nuevos núcleos urbanos en base a estas prácticas.

Al construir un edificio estamos creando un sistema vinculado con el medio ambiente. Está sujeto a un rango de interacciones con el medio ambiente. Estas son afectadas por cambios estacionales y diarios del clima y pueden intensificarse por preferencias de las personas que lo habitan, ya que los usuarios demandan condiciones de confort que pueden variar en el tiempo y en el espacio.

Estas interacciones pueden ser beneficiosas o no. Los edificios del último siglo se han negado a estas interacciones y las han dominado luego con equipos de calentamiento, enfriamiento e iluminación artificiales, utilizando energía de base fósil, excesivamente caros tanto desde el punto de vista energético, económico y ambiental.

Este libro<sup>4</sup> presenta métodos y técnicas simples que ayudarán y guiarán a los arquitectos desde el inicio del anteproyecto en el diseño de una arquitectura que tienda hacia la sustentabilidad, proporcionando además, una metodología de fácil incorporación y ayuda en la tarea profesional cotidiana.

## DESCRIPCION DE LOS CONTENIDOS

El libro se desarrolla en 7 capítulos abarcando desde **la forma energéticamente eficiente, la conservación de energía, los sistemas solares pasivos de calefacción y sistemas pasivos de enfriamiento**. Se muestra una metodología de cálculo y se adjunta un CD con el programa Balance Térmico de Edificios Sustentables (BTES) (Esteves y Gelardi, 2009). Los contenidos de cada capítulo se resumen a continuación:

### Capítulo 1

Incluye conceptos de la arquitectura sustentable y una introducción con ejemplos de edificios que se vinculan positivamente o no con el clima del lugar, tanto del ámbito internacional como nacional y local. Además indica la

<sup>4</sup> ARQUITECTURA BIOCLIMATICA Y SUSTENTABLE - Autor: Alfredo Esteves Miramont - ISBN 9789874251022 – 318 p.(color) + CD-DVD; 29 x21cm. 1ra. Ed. 2017. Ed. Esteves A. Mendoza, Argentina.

responsabilidad de nos cabe a los profesionales proyectistas, dado que, la vida del edificio, superará ampliamente la duración del edificio y en ese contexto, este último deberá estar preparado para afrontar la situación futura.

Capítulo 2

Presenta conocimientos de confort térmico, características del clima del lugar y metodologías concretas para su aprovechamiento. El medio ambiente exterior a un edificio produce una influencia que será mayor o menor de acuerdo al mayor o menor alejamiento de las condiciones llamadas de confort térmico. Para conocer la influencia del medio ambiente exterior se continúa con las condiciones de confort, en las cuales, el hombre percibe una situación térmica más cómoda para cada tarea que debe realizar. El capítulo termina con una introducción a las formas de transferencia de calor que gobierna a cada intercambio que permanentemente ocurren en el edificio.

Por ejemplo la Fig. 1 muestra el diagrama bioclimático de Givoni, ampliado por Milne con las estrategias pasivas: la zona de confort, indicada para verano e invierno, dado por la diferente vestimenta que culturalmente utilizamos los argentinos (esto es representativo para el 80% de personas en confort). Marca la zona de sistemas solares pasivos separándolos para baja masa térmica y alta masa térmica; zona de ventilación natural o artificial, enfriamiento evaporativo, alta masa térmica sombreada, alta masa térmica con refrescamiento nocturno, zona de aire acondicionado y zona de calefacción artificial (Milne et al., 2009).

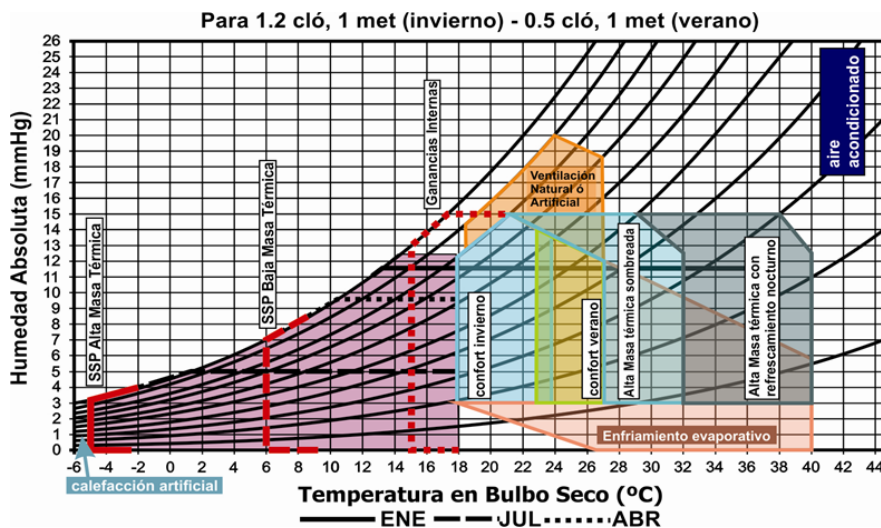


Fig. 1: Diagrama Bioclimático de Givoni-Milne. Adaptación de Milne et al., 2009.

Se puede observar que para Mendoza Aeropuerto, se puede hacer uso de sistemas solares pasivos (con la tecnología adaptada a las temperaturas reinantes) durante todos los días claros y parcialmente nublados utilizando alta masa térmica. En la época estival, se puede sumar a esta alta masa térmica, el enfriamiento convectivo nocturno y cubrir gran parte de los días calurosos, mitigando el uso de medios mecánicos. Todo esto ayudado por la conservación de energía. En el Anexo II del libro se incluye el diagrama para otras localidades (49 de Argentina y 11 de Chile).

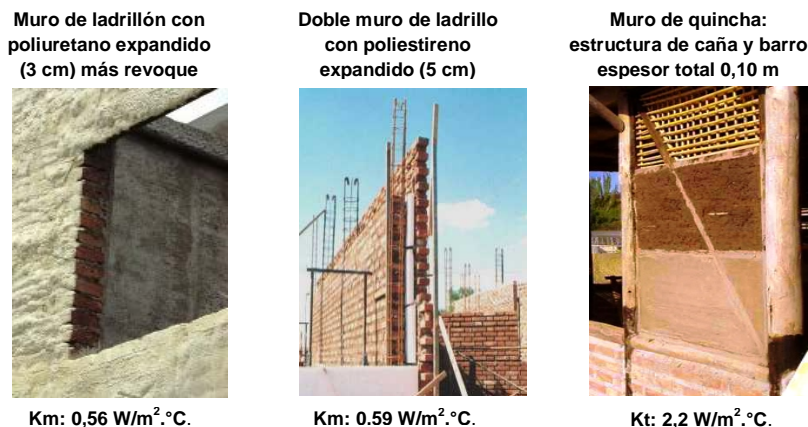


Fig. 2: ejemplode diversos muros con su valor de transmitancia térmica Km. (Cuitiño et al, 2015; Esteves Miramont, 2017).

Se indican ejemplos de diversos techos y muros con y sin aislamiento térmico y su valor de transmitancia térmica K, para cada caso. La Figura 2 muestra algunos ejemplos. En este caso, muros con aislamiento térmico y muro de quincha, cada uno con su conformación y valor de K. Además se indica cómo calcular el valor de K de un muro distinto.

### Capítulo 3

En este capítulo se realiza un análisis de los elementos que dispone la arquitectura frente a las presiones del ambiente en particular. Se evalúa el impacto de la forma edilicia, a través del cálculo del FAEP<sup>5</sup>, que permite optimizar la forma de la envolvente, ahorrando materiales (Esteves et al., 2018) y previniendo pérdidas de energía en toda su vida útil.

Indica la teoría e incluye la práctica de la incorporación de sistemas de conservación de energía. Esta teoría se vincula con las condiciones del clima del lugar. La Figura 3 muestra la relación resistencia térmica de muros vs. Grados-día del lugar donde se quiere construir el edificio (Mercado y Esteves, 2004) y se describen varias tecnologías y se muestran ejemplos de incorporaciones realizadas en distintos edificios en la zona acompañados de figuras y fotos a todo color (ver Fig. 2).

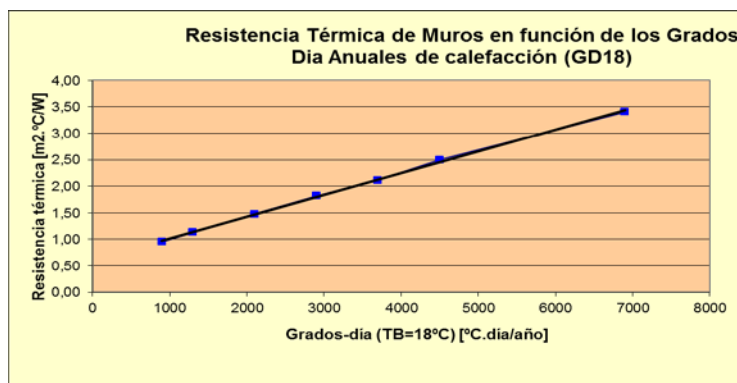


Fig. 3: relación entre resistencia térmica del muro en función de los grados-día de Calefacción con temperatura base de 18°C (GD18). (Adaptación de Mercado et al, 2004).

Por otro lado, se indican técnicas constructivas para alcanzar la conservación de energía en los diversos elementos de la envolvente: espesores de aislamiento térmico en muros, techos y fundaciones, que dependerán del clima donde se encuentra construido el edificio, y es necesario optimizarlos (para ser más eficientes), inclusión de simple vidrio, DVH o TVH para ventanas dependiendo también del clima y de la superficie de la ventana respecto del muro.

### Capítulo 4

La energía solar es el único recurso climático para aportar calor directo en los meses de invierno. Si se requiere de energía adicional y no se aprovecha la energía que incide en el edificio, se debería tomar en cuenta que existirá un consumo de energía auxiliar de otra base, generalmente de base fósil (Gas Natural, Gas Envasado, kerosene) o energía eléctrica (cuyo origen puede ser renovable hidroeléctrico, fotovoltaico o eólico o fósil). Aún en edificios “Zero Energy”, en los cuales, el balance cero se produce sobre la base de un período anual puede requerir consumo de una fuente auxiliar en determinados momentos del año. Se dan también conocimientos respecto de la interacción entre la energía solar y los materiales, ya sean opacos o transparentes y las propiedades puestas en juego.

Los sistemas pasivos de calefacción solar que se indican en el libro, se presentan en la Figura 3, que indica los sistemas solares pasivos de calefacción, que permiten acondicionar térmicamente los ambientes interiores, aprovechando la energía solar del lugar. Se incluye una metodología clara para dimensionar su incorporación al edificio.

<sup>5</sup> FAEP: Factor de Area Envolvente/Piso, representa la superficie de envolvente expuesta del edificio por unidad de superficie de superficie cubierta. Ej.: si es 2,12 implica para una vivienda de 100 m<sup>2</sup> de superficie cubierta 212 m<sup>2</sup> de envolvente expuesta.

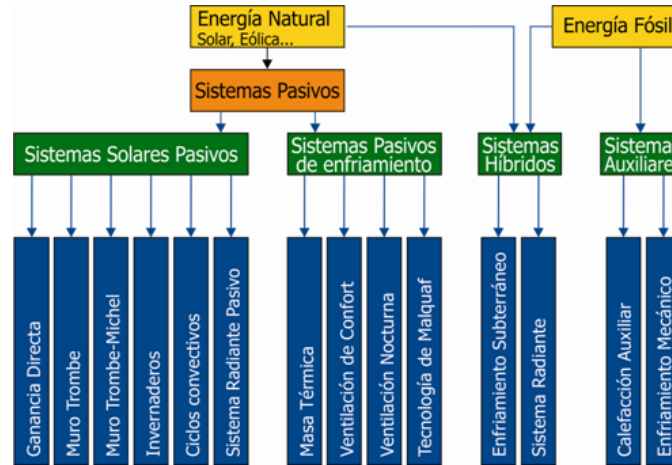


Fig. 3: sistemas pasivos e híbridos explicados en el libro.

Se presentan ejemplos concretos y temperaturas alcanzadas por los sistemas. La Fig. 4 muestra como uno de los ejemplos, el caso del Muro Trombe ciego, su incorporación en dos escuelas construidas en la provincia de Mendoza y mediciones térmicas en tres días de primavera. El rendimiento de cada sistema solar pasivo, depende de cómo sea la vivienda en la que se incorpora. Con la metodología presentada se puede dimensionar tomando en cuenta el Coeficiente Neto de Pérdidas (CNP) y la relación Carga Térmica/Colector (RCC) – Balcomb et al, (1990). Esto se calcula mediante el programa BTES. El grado de ajuste del mismo ha sido presentado en la XL Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente (ASADES 2018), (Esteves et al., 2018).

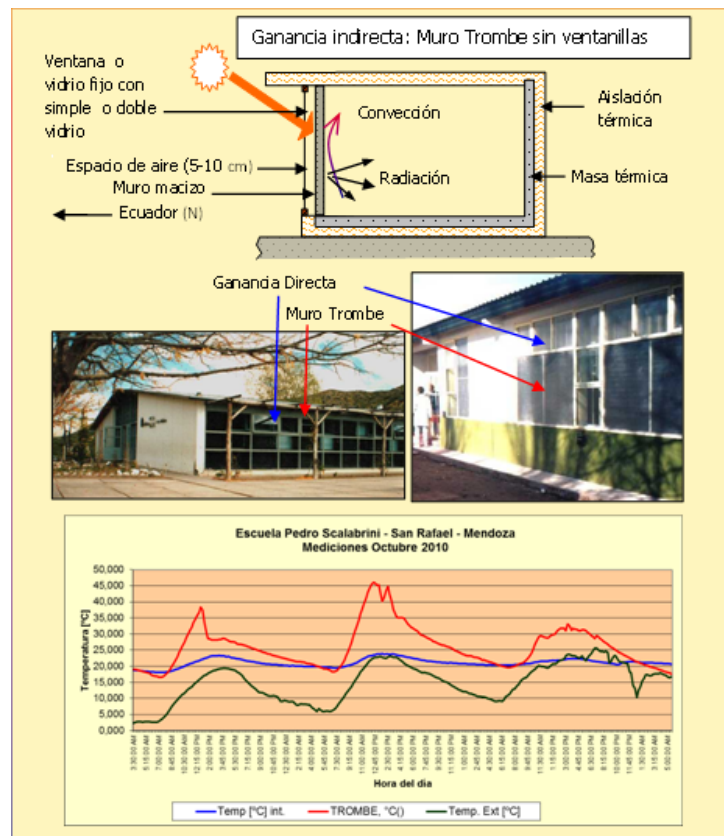


Fig. 4: ejemplo de explicación del sistema pasivo, en este caso Muro Trombe, Escuela Yapeyú en San Carlos y Escuela Pedro Scalabrini en San Rafael, ambas en Mendoza, Argentina. Mediciones realizadas en ésta última escuela.

Capítulo 5

Presenta sistemas de enfriamiento pasivo, que se desarrollan con descripción, dimensionamiento y ejemplos concretos con situaciones térmicas medidas en algunos casos.

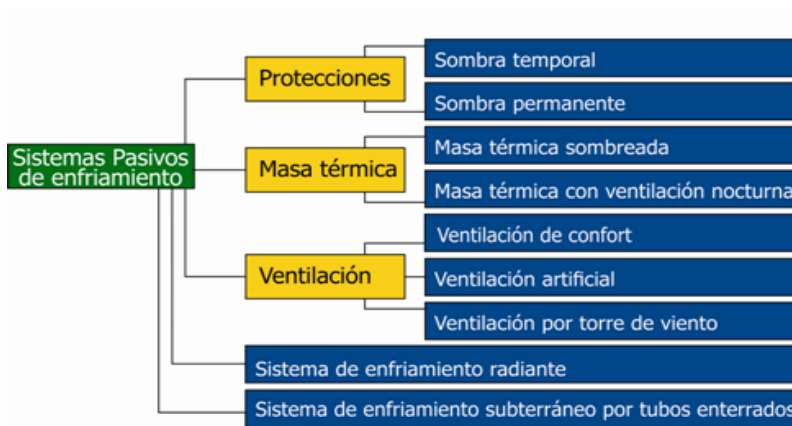


Fig. 5: clasificación de los sistemas pasivos de enfriamiento.

El cálculo de las ganancias de calor del edificio se realiza para el día más crítico del clima del lugar, usualmente el día 15 de Enero y sobre una base horaria. Esto permite conocer a distintas horas del día la ganancia de calor, tomando en cuenta la metodología expresada en Quadri, (1998) respecto de la ganancia de calor en distintas partes de la envolvente. De este modo se incluye el cálculo de la potencia necesaria en el sistema de enfriamiento mecánico, tomando en cuenta las condiciones de conservación de energía y forma que ya posee el proyecto del edificio. Luego se indaga acerca de las posibilidades de masa térmica sombreada (permite dimensionar la cantidad de superficie de masa térmica y su ubicación (Esteves et al., 2017), tomando en cuenta la admitancia térmica del material, admitiendo distinto material del piso a las paredes), masa térmica con ventilación nocturna (permite dimensionar el tamaño de las aberturas operables para enfriar el edificio ventilando en la noche), ventilación de confort (permite dimensionar el tamaño de las aberturas operables para ventilar el edificio en el día).

Capítulo 6

Aparecen ejemplos de cálculo de edificios en los que se incluye la tecnología presentada en los capítulos 3, 4 y 5. Se hace mención del programa de Balance Térmico de Edificios Sustentables (BTES), que se incorpora en el Anexo III del mismo libro. Este permite dimensionar y/o ajustar los sistemas incorporados al proyecto y también tomar en cuenta la potencia necesaria de los sistemas de energía auxiliar de calefacción y enfriamiento.

Tabla 1: resumen de valores para el anteproyecto del edificio en forma y conservación de energía.

Item	Factor	Variable	Valores concretos
<b>Variables geográficas</b>			
		Latitud	32° 58´ S
		Longitud	69° 11´ O
		Altitud	1456 msnm
<b>Variables del clima</b>			
		GDC	2000 °C.día/año
<b>Variables del edificio</b>			
Forma	FAEP		2.31
	FAEP Optimizado		2,12
<b>Conservación de Energía</b>			
Muros	Aislación térmica: PE	Espesor en muros	5 cm
Techos	Aislación térmica: PE	Espesor en techos	7,5 cm
Fundaciones	Opción 1: PU	Espesor en fundac.	2 cm
	Opción 2: H° c/ perlita	Espesor en fundac.	10 cm

La Tabla 1 muestra para el caso de un edificio proyectado para Potrerillos hacia el oeste de la Ciudad de Mendoza, la optimización de la superficie de envolvente que pasa de tener un FAEP de 2,31 a 2,12 (esto permite ahorrar 19 m<sup>2</sup> de superficie de envolvente para un edificio de 100 m<sup>2</sup>). Se indican también espesores de aislamiento térmico en elementos de la envolvente tomando en cuenta los grados-día del lugar.

La Tabla 2, indica la superficie de los sistemas pasivos de calefacción (conformado por ventanas de abrir 6,6 m<sup>2</sup> y vidrio fijo 10,6 m<sup>2</sup> orientados al Ecuador). Para enfriamiento natural se indican 169,9 m<sup>2</sup> de masa térmica (muros, techos o pisos macizos igual o mayores de 10 cm de espesor), superficie de aberturas operables para ventilación nocturna (mínimo 3,6 m<sup>2</sup> que por las calmas en el régimen de vientos se deberá aumentar a 6,6 m<sup>2</sup> mínimo) y la cantidad de tubos enterrados si se trata de sistema de enfriamiento subterráneo (7 tubos de 15 cm de diámetro).

**Tabla 2:** resumen de valores para el anteproyecto del edificio en sistemas pasivos de acondicionamiento calefacción y enfriamiento

Item	Factor	Variable	Valores concretos
<b>SISTEMAS PASIVOS</b>			
<b>Calefacción Solar</b>	Superficie de sistema pasivo	Ventana de abrir +	6,6 m <sup>2</sup>
		vidrio fijo	10,6 m <sup>2</sup>
	Fracción de Ahorro Solar		30%
<b>Enfriamiento Natural</b>	Masa térmica	Sup. necesaria	169,9 m <sup>2</sup>
	Masa térmica c/ventilación	Sve/Scu	3,6 m <sup>2</sup>
		% Calmas	45%
		Sup. Ventilación	6,6 m <sup>2</sup>
		Tubos enterrados	Cant. De Tubos

### Capítulo 7

Es el último capítulo y se presentan 7 casos de viviendas y edificios de escuelas construidos con estas tecnologías y los resultados de la evaluación térmica, temperaturas obtenidas y los consumos energéticos en algunos de ellos. Se adjuntan casos de 5 viviendas, 3 bioclimáticas y 2 de construcción tradicional para poder ilustrar la comparación. Además se agregan 2 escuelas bioclimáticas y un taller experimental construido con quincha (una estructura de postes de madera con caña de Castilla y barro, para el cual se presentan los datos completos).

### Anexos

Se adjuntan tres anexos.

El Anexo I incluye mapeos e isolíneas de radiación solar mensual para la República Argentina, elaborados por Hugo Grossi Gallegos (1998). Esto permite trabajar con sistemas activos ya sea para producir agua caliente o electricidad (fotovoltaicos).

El Anexo II comprende variables bioclimáticas de varias localidades: 49 de la República Argentina y 11 de la República de Chile. Estas variables son: valores mensuales de temperaturas (máximas y mínimas - absolutas y medias - y promedio, humedad relativa, radiación solar, grados-día de calefacción y enfriamiento, precipitaciones, etc.; el diagrama bioclimático con las estrategias para el lugar, carta de sombra temporal y permanente necesaria para ese clima y velocidad y dirección de viento para las cuatro estaciones del año.

El Anexo III se adjunta el programa Balance Térmico para Edificios Sustentables - BTES para el cálculo del balance térmico considerando los distintos sistemas pasivos y de conservación de energía para las localidades indicadas en el Anexo II. Este que se constituye en una planilla en Excel se incluye en un CD que se adjunta al libro.

### CONCLUSIONES

Se indican los contenidos del libro, que como se puede observar, es bastante abarcativo de los conocimientos necesarios en la Arquitectura Bioclimática y Sustentable en etapas de anteproyecto. En definitiva se trata de acercar los conocimientos necesarios para dimensionar la vinculación edificio-medio ambiente, disminuyendo el impacto ambiental, acercándonos a la mayor sustentabilidad posible, tanto en la construcción del edificio como en su operación a lo largo de toda su vida útil. Cabe destacar que toda la metodología de cálculo se ha tratado de incorporar del modo más amigable posible para el proyectista.

El mismo ha sido publicado en 2017 y se ha hecho dos tiradas de 150 ejemplares, de los cuales, ya se ha comercializado a la mayoría. Además han sido entregados unos 30 a Universidades, bibliotecas y Escuelas Técnicas del Centro-Oeste de la Argentina y a la UNAM de México.

#### REFERENCIAS

Balcomb J. D., Barley D., McFarland R., Perry J., Wray W. and Noll S. 1982. *Passive Solar Design Handbook* Vol. 1,2 (en Stein B. y Reynolds J.S. 1992. "Mechanical and Electrical Equipment for Buildings". Ed. J. Wiley).

Cuitiño G; Esteves A., Maldonado G., Rotondaro R. 2015. Análisis de la transmitancia térmica y resistencia al impacto de los muros de quincha. *Rev. Informes de la Construcción*. Vol. 67, 537, e063.

Edwards Brian. 2006. *Guía de la Sustentabilidad*. Ed. Gustavo Gili. Barcelona.

Esteves A., Gelardi D. 2009. "Balance Térmico de Edificios Sustentables". Solicitud de Inscripción de Obra Inédita N° 02809. Expte. 746850. 13/04/09.

Esteves A., Mercado M.V., Ganem C., Gelardi D. 2017. Positioning And Design Recommendations For Materials of Efficient Thermal Storage Mass in Passive Buildings. *Architecture Research*. 2017, 7(2): 29-40. <http://doi.org/10.5923/j.arch.20170702.01>.

Esteves A., Esteves M.J., Mercado M.V., Barea G., Gelardi D. 2018. Building Shape that Promotes Sustainable Architecture. Evaluation of the Indicative Factors and Its Relation with the Construction Costs. *Architecture Research* 2018, 8(4): 111-122 DOI: 10.5923/j.arch.20180804.01.

Esteves A., Scalia A., Gelardi D. 2018. Arquitectura sustentable. Ajuste del programa de balance térmico en el cálculo de energía auxiliar de calefacción. Acta de la XLI Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 6, pp. 02.135-02.146. Córdoba. IPCC, 2014.

Mercado M.V., Esteves A. 2004. *Arquitectura Sustentable*. Estudio térmico y técnico económico de la incorporación de aislación térmica. *Rev. ERMA*. N° 15. Salta.

Milne M., Liggett R., Benson A., Bhattacharya Y. 2009. *Climate Consultant 4.0 Develops Design Guidelines for Each Unique Climate*. [www.aud.ucla.edu/energydesign-tools](http://www.aud.ucla.edu/energydesign-tools).

IPCC, 2014. *Cambio climático 2014. Informe de síntesis*. Contribución de los grupos de trabajo I, II y III al Quinto informe de evaluación del IPCC, IPCC, Ginebra.

Quadri N. "Instalaciones de Calefacción y Aire Acondicionado". 3ª Ed. Alsina. Bs. As. Grossi Gallegos H. 1998. Evaluación a nivel de superficie de la Radiación Global de Argentina. Tesis Doctoral. Universidad Nacional de Salta. Res. 186/98.

ONU, 2015. *Objetivos del Desarrollo Sustentable. Combatir el Cambio Climático*. Acuerdo de Paris. Organización de las Naciones Unidas. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/combater-el-cambio-climatico/>.



## MODELO REDUCIDO DE PREDICCIÓN DE DEMANDA DE EDIFICIOS RESIDENCIALES EN BASE A PARÁMETROS METEOROLÓGICOS

**Díaz J.A.\*, Soutullo S.\*, Bujedo L.A.\*\*\*, Castellanos A.\*, Heras M.R.\*, Samaniego J.\*\*\*, Ferrer J.A.\***

\*Departamento de Energía, Unidad de Eficiencia energética en la Edificación, CIEMAT, Avda. Complutense, 40, Madrid, 28040, (Madrid) España, [alberto.diaz@ciemat.es](mailto:alberto.diaz@ciemat.es)

\*\*División de Energía, Centro Tecnológico CARTIF, Parque Tecnológico de Boecillo, parc. 205, Boecillo 47151, (Castilla y León) España

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2125>

### RESUMEN/RESUMO

En el proyecto Girter se desarrolló una herramienta inteligente de control de redes de distrito de calor y frío que gestione de forma conjunta generación y demanda. En este trabajo se busca anticipar la evolución de la demanda, lo que permitirá optimizar la producción, maximizando el aporte de energía renovable. Para ello se obtendrá una ecuación de orden reducido que caracterice el comportamiento energético del edificio en base a sus variables constructivas. Esta formulación matemática permite predecir, de forma estimada, la climatización de un edificio dentro de un horizonte de predicción climático disponible. Analizando los valores de energía obtenidos de una batería de simulaciones dinámicas, se escoge un modelo de calidad probada y se obtienen los parámetros correspondientes a 6 tipos de edificios. Estos permiten definir la predicción de demanda de un distrito completo.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** Eficiencia Energética, Redes de Distrito, Predicción, Reducción de la Demanda

### ABSTRACT

In Girter project we developed an intelligent tool to control district heating and cooling networks, managing jointly generation and demand. The aim of this work is to anticipate the evolution of demand, which will optimize production and maximize the contribution of renewable energy. To this end, we will obtain a reduced order equation characterizing the energy behavior of the building based on its construction variables. This mathematical formulation allows to predict an estimation of the HVAC energy of a building within an available climate prediction time horizon. After analyzing the energy values obtained from a battery of dynamic simulations, we chose model of proven quality, and the associated parameters corresponding to 6 types of building are obtained. These allow a whole district demand prediction to be defined.

**KEYWORDS:** Energy Efficiency, District Networks, Forecasting, Demand Reduction

### INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

En las redes de calor y frío de distrito existen muchas interacciones y factores que hacen compleja su gestión (volumen de agua en la distribución, tiempos de propagación, pérdidas, capacidad y volumen de cada caldera – aporte de energías renovables como la solar térmica). El proyecto GIRTER tiene como objetivo el desarrollo de una herramienta inteligente de control de redes, que permita la gestión conjunta de los diferentes equipos de generación y las demandas conectadas. Para ello se deben tener en cuenta previsiones de contorno de operación: uso necesario, características climatológicas.

Con ello se pretende optimizar la operación, reduciendo el consumo de calderas y maximizando la integración de fuentes de generación renovable y el aprovechamiento de calor residual de procesos cercanos. Para realizar bien este ajuste es muy importante tener un buen conocimiento de la demanda, estimando cómo es su evolución temporal y cómo se espera que sea.

Las referencias disponibles en GIRTER son dos redes de distrito: una de uso residencial y educativo (Ciudad Universitaria) situada en Valladolid capital y otra de uso residencial en Cuéllar.

### OBJETIVO

El objetivo principal de la actividad que se presenta en este documento, es obtener una ecuación de orden reducido que caracterice el comportamiento energético del edificio en base a sus variables constructivas. Esta ecuación permite predecir, de forma estimada, la demanda de climatización de un edificio dentro de un horizonte de predicción climático disponible y para unas condiciones deseadas. Este modelo se integrará con la producción de energía, optimizándola gracias a la anticipación. Con ello se persigue maximizar el aporte de energía solar y reducir el consumo de calderas.

Una vez identificados los modelos asociados a edificios de distinta tipologías, se podrá ampliar el estudio mediante modelos a nivel de distrito. Estos modelos facilitan la toma de decisiones a la hora de optimizar el dimensionamiento y el funcionamiento de una red de distrito.

### METODOLOGÍA

Para escoger el modelo de ecuación se van a comparar datos reales con datos de predicción: Esto se realiza partiendo del estudio de unos valores reales de demanda y condiciones de contorno y clima, y se obtienen ecuaciones de predicción de demanda. Para cada ecuación propuesta y datos meteorológicos correspondiente (análogos a los que se obtendrían en una predicción meteorológica) se obtendrá una predicción de demanda para un periodo de tiempo, que será comparada con la demanda de referencia para determinar hasta qué punto se parecen y determinar la calidad del modelo de predicción. Por lo tanto, el punto de partida es disponer de datos de demanda energética de edificios, climáticos y de condiciones en el interior del edificio (temperatura) relacionados.

#### Bases para la ecuación

Se plantean dos métodos para relacionar la demanda energética con las variables meteorológicas: mediante un modelo físico que define demanda como un equilibrio entre ganancias y pérdidas (obtenidas a partir de estas magnitudes), o mediante un modelo matemático que relacione demanda y magnitudes a través de una ecuación o algoritmo obtenido de forma estadística. Partiendo del modelo físico:

$$(1) \text{ Demanda} = \text{Pérdidas} - \text{Ganancias.}$$

Las pérdidas de un edificio fundamentalmente se producen por conducción y ventilación. La conducción, que relaciona la diferencia entre temperatura interior y exterior, se puede calcular conocidos sus materiales de construcción, pues cada componente del cerramiento del edificio tiene un coeficiente de transmisión global de calor ( $U_n$ ). La pérdida también es proporcional a la superficie ( $A_n$ ). A partir de estos valores se puede obtener un valor UA definitorio del edificio:

$$(2) \text{ Pérdidas} = U \cdot A \cdot (T_i - T_e)$$

Un edificio real es complejo, con varias estancias, existen huecos, infiltraciones y ventilación. Por ello, se emplea una versión corregida del UA que incluye estas pérdidas por renovaciones de aire, el término HLC:

$$(3) \text{ Pérdidas} = \text{HLC} \cdot (T_i - T_e).$$

En función de la localización, el uso y las características constructivas, se consideran más términos en el balance energético. Se consideran especialmente la ganancia solar (relacionada directamente con la radiación incidente y la superficie en cada orientación de fachada) y las ganancias internas (por iluminación, equipos, ocupación...).

El modelo matemático, a partir de valores medidos o simulados conocidos, estima una ecuación o algoritmo. Para ello se toman valores de demanda y se relacionan con las condiciones exteriores así como a las condiciones interiores conocidas, realizando un ajuste estadístico. Este método tiene el inconveniente de que quizás no tenga un sentido físico justificable (funciona como una caja negra), pero matemáticamente puede llegar a ser muy acertado. Un modelo físico completo real requeriría mucha información, siendo complejo de definir y trabajar. En este trabajo se define un modelo sencillo donde es muy importante conocer los principios físicos (como el orden de magnitud de influencia de los parámetros que se conocerán en una predicción meteorológica) a modo de referencia para definir la ecuación matemática: En vez de tener un término físico HLC que se multiplique por el salto de temperatura, se utiliza un término estadístico  $k_l$ .

Obtención de datos

Para poder realizar un análisis numérico son necesarios datos fiables de referencia: climatológicos, operacionales y condiciones de consumo. Dado que se quiere conocer el comportamiento de edificios con diferentes características, se decide utilizar datos de simulaciones numéricas basados en los valores normativos españoles. El modelado numérico se ha realizado con el programa de simulación dinámica TRNSYS. El entorno de simulación se ha realizado mediante el acoplamiento de modelos estándar disponibles (types) en este programa, en concreto los siguientes: Lector de datos climatológicos, tratamiento de la radiación, edificio, horarios, sistemas de control y salidas de la simulación. Las condiciones climáticas provienen del año meteorológico facilitado por el Código Técnico de la Edificación (CTE). En este trabajo se han empleado los ficheros sintéticos de Valladolid y Cuéllar.

Se ha definido un edificio base en TRNSYS sobre el que se modifican distintos parámetros. Se ha considerado un modelo de 2 plantas y 400 m<sup>2</sup> de superficie, con una sola zona térmica por planta y sin sombras, Se han definido dos tipologías constructivas en función de las normativas constructivas españolas de 1979 (CT79) y 2006 (CTE06) (ver Tabla 1). También se han considerado distintos ratios de acristalamientos sobre la superficie de la fachada: 25, 50 y 75%. La elección de estos parámetros es debido a su influencia sobre la demanda de climatización del edificio. Partiendo del modelo del edificio base se ha realizado un análisis paramétrico donde se modifican los cerramientos de la envolvente del edificio según normativa y el porcentaje de acristalamiento sobre la fachada.

Tabla 1- Valores de los parámetros definitorios de envolvente del edificio según las dos normativas analizadas

Valores	CT79	CTE2006
U fachada [W/m <sup>2</sup> ·K]	1,4	0,66
U contacto terreno [W/m <sup>2</sup> ·K]	2	0,66
U suelos [W/m <sup>2</sup> ·K]	1	0,66
U cubiertas [W/m <sup>2</sup> ·K]	0,9	0,68
U vidrios [W/m <sup>2</sup> ·K]	3,44	2,15
U marcos [W/m <sup>2</sup> ·K]	4 (14,4 kJ/h·m·K)	2,2 (7,92 kJ/h·m·K)
g vidrios [p.u]	0,76	0,466
Infiltración[renov/h]	0,8	0,24

Se definen las condiciones de trabajo de la batería de simulaciones. Dos periodos de acondicionamiento térmico (verano e invierno) con dos temperaturas de consignas diferenciadas para cada uno (26°C y 21°C respectivamente, con un rango de 2°C de variabilidad), y ventilación relacionada con la época del año. La envolvente está relacionada tanto con la transmisión como con la infiltración. El resto de las cargas internas de los edificios residenciales están definidas por sus valores de ocupación, iluminación y equipos – los horarios de uso y ocupación también son definidos y fijados. Una vez establecidas las condiciones iniciales y de contorno, se ejecutan las baterías de simulaciones de 6 edificios distintos. La salida obtenida por estas baterías es un archivo que proporciona la demanda energética y la temperatura interior con frecuencia horaria para un año y para cada caso estudiado.

Ecuación

En base al modelo físico y matemático, para la caracterización simplificada de la demanda de un edificio se presentan en este artículo 2 modelos con dos versiones, con un término independiente que puede equivaler a ganancias no definibles y sin él:

- Modelo 1: Relacionando la demanda sólo con las pérdidas del edificio con el medio.
- Modelo 2: Relacionando demanda con pérdidas y el efecto de la radiación solar.

Tabla 2 – Modelos de ecuación planteados

		Sin término independiente		Con termino independiente
Modelo 1	(M1)	$P = k_1 \cdot (T_i - T_e)$	(M1b)	$P = k_1 \cdot (T_i - T_e) + b$
Modelo 2	(M2)	$P = k_1 \cdot (T_i - T_e) + k_2 \cdot I_{dh}$	(M2b)	$P = k_1 \cdot (T_i - T_e) + k_2 \cdot I_{dh} + b$

La ecuación se ha planteado para estimar una demanda bajo una predicción de condiciones meteorológicas y de uso. Donde P (demanda), Ti (Temperatura interior), Te (Temperatura exterior), e I<sub>dh</sub> (radiación horizontal) son

conocidos, a partir del archivo climático de entrada, y de la salida de simulación; y los valores "k" y "b" serán las incógnitas, que se obtendrán mediante métodos estadísticos de estimación lineal. A partir de estos valores "k" y "b" se puede evaluar el modelo. Tomando estos valores de los propios datos estudiados, se hace una predicción de demanda estimada bajo la ecuación simplificada, con la misma frecuencia horaria con la que se está trabajando. La comparación de predicción de demanda a través de los modelos con la demanda tipo simulada en TRNSYS indicará la calidad del modelo. En este estudio el error de referencia va a ser el error absoluto horario, puesto que lo que se busca en el proyecto es la mayor fiabilidad en los valores horarios de demanda:

$$(4) \text{ Error}[\%] = \frac{P_{Real} - P_{prediccion}}{P_{Real}} \cdot 100$$

### SELECCIÓN DE MODELO

A la hora de elegir un modelo, es necesario tomar una serie de decisiones.

- Selección de modelo simplificado: Evaluar y poder comparar cuál de las ecuaciones planteadas es más fiable a la par que sencilla.
- El periodo de estudio: Año completo o un periodo representativo.
- El periodo de integración para la estimación: La frecuencia de medición y frecuencia de repetición.

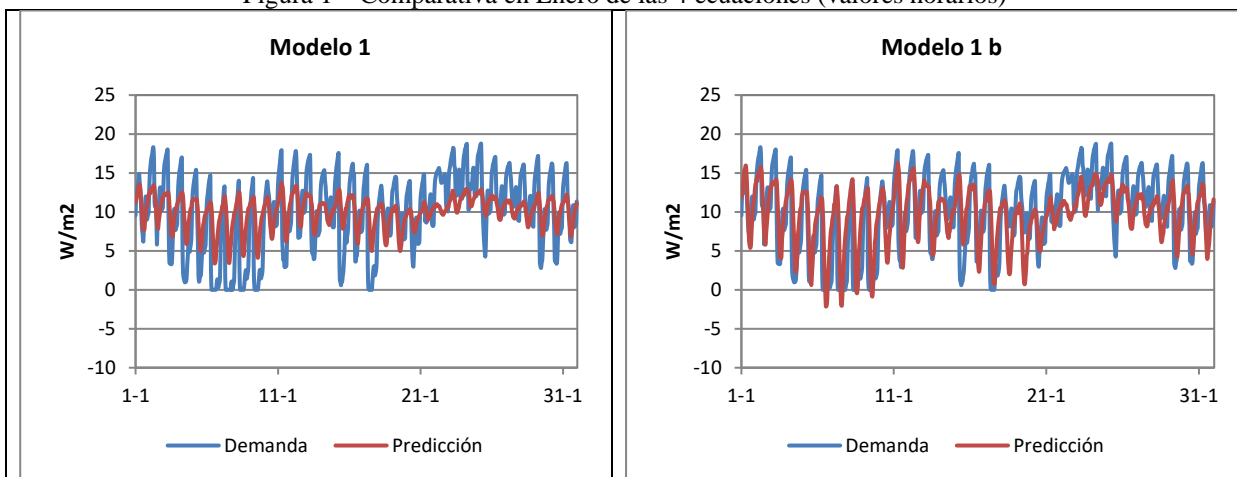
El estudio ha considerado diferentes opciones de cálculo. Se ha estudiado el caso del año completo frente a dos meses simbólicos: Enero y Julio, considerando parámetros distintos en función del modo de operación. La calidad del ajuste de predicción (comparativa visual predicción/consumo, cualitativa) y el error (medida cuantitativa) serán lo que permita decidir entre los modelos propuestos. Se plantean 4 periodos de integración distintos, con dos bases temporales: Horaria y diaria.

Aunque el estudio se ha realizado de forma más extensa, a modo explicativo se toma un modelo fijo (CTE07\_25V) y un mes (enero), sobre el que se realizarán comparativas visuales de distintos casos frente al original (predicción considerando distintas ecuaciones, periodo de estudio y de integración); se considerarán el error y gráficas.

#### Selección de Ecuación:

Mediante interpolación de los valores horarios de demanda para el mes de enero, se obtienen valores de los parámetros correspondientes a los 4 modelos de ecuación planteados. La figura 2 muestra la comparación entre la demanda de referencia y la predicción de demanda correspondiente a la previsión meteorológica y condiciones deseadas. La tabla 2 muestra los errores obtenidos con las 4 ecuaciones planteadas para el periodo horario.

Figura 1 – Comparativa en Enero de las 4 ecuaciones (valores horarios)



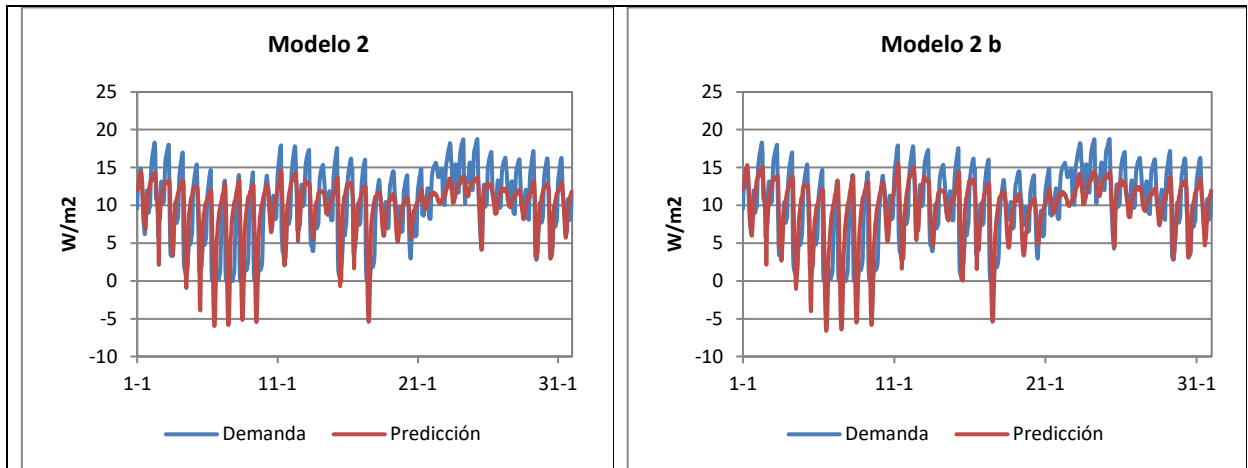


Tabla 2 – Error horario de los de ecuación planteados (%)

Modelo 1	32,79	Modelo 1b	29,83
Modelo 2	26,59	Modelo 2b	26,49

El modelo 1 se descarta directamente. Los otros 3 tienen un mayor ajuste, siendo mejores los modelos que consideran la influencia de la radiación solar – si bien existen picos de refrigeración que no son óptimos (pero serían fácilmente ajustables al tratarse de un único pico en los días que acontece). Aunque se prioriza la predicción horaria, se analiza la diaria en la Figura 3. La tabla 3 muestra los errores obtenidos con las 4 ecuaciones planteadas para el periodo diario.

Figura 2 – Comparativa en Enero de las 4 ecuaciones (valores diarios)

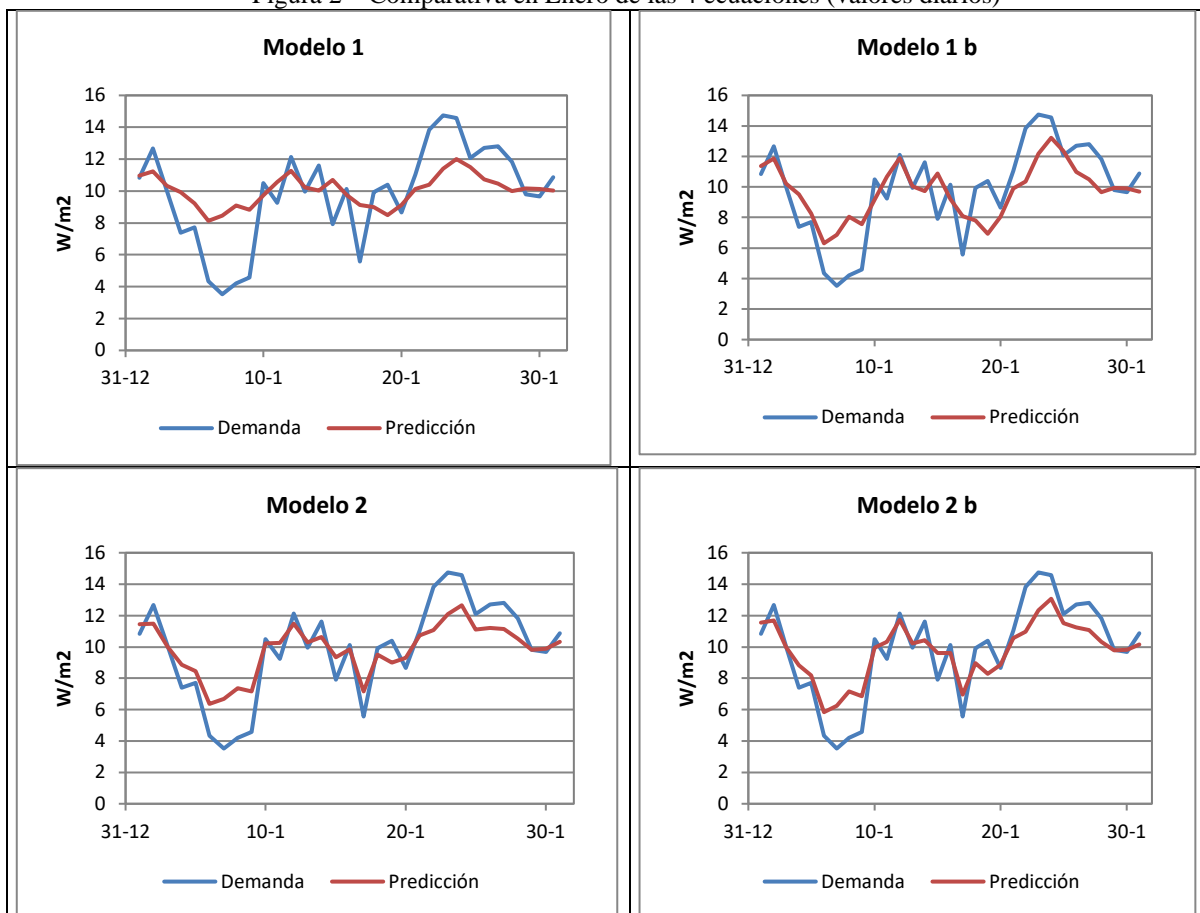


Tabla 3 – Error horario de los de ecuación planteados (%)

Modelo 1	19.47	Modelo 1b	13.19
Modelo 2	17.87	Modelo 2b	13.10

En base al error obtenido con frecuencia diaria, la elección del modelo estaría entre el modelo 2 (más sencillo) y el modelo 2b (menos error). Con el objetivo de seleccionar uno de estos dos modelos, se comparan los errores producidos en todos los casos disponibles (Tabla 4).

Tabla 4 –Comparación errores modelo 2 y 2b (%)

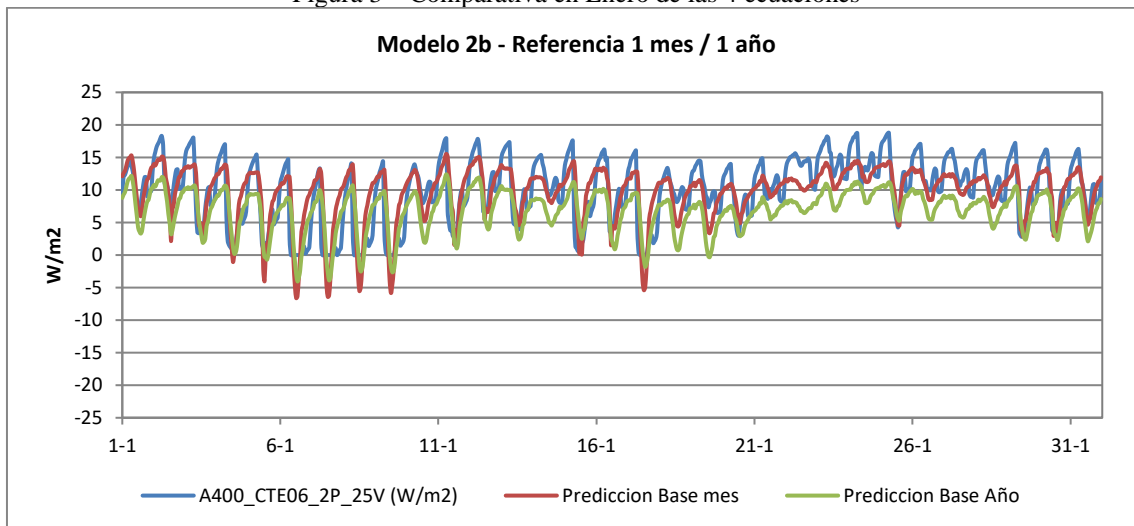
	M2 - Invierno		M2b - Invierno		M2 - Verano		M2b - Verano	
	Horarios	Diarios	Horario	Diario	Horarios	Diarios	Horario	Diario
CT79_25V	9.5	5.3	9.1	5.4	82.0	56.9	55.9	42.9
CT79_50V	11.1	6.0	11.0	6.1	53.4	35.6	32.3	17.5
CT79_75V	12.7	6.4	12.7	6.4	45.1	29.1	27.8	11.2
CTE06_25V	26.6	13.2	26.5	13.1	66.4	35.0	50.3	19.0
CTE06_50V	35.5	17.3	34.0	17.3	46.4	23.9	35.9	7.2
CTE06_75V	38.4	18.4	36.9	18.9	40.8	20.5	32.4	5.1

Analizando los resultados de los errores obtenidos en todos los casos estudiados, se escoge es el Modelo 2b.

Selección del Periodo de estudio

Se ha realizado una prueba considerando todo el año, cuyo valor de error promedio absoluto es del orden de 70%. Al analizar los datos, las épocas en torno a la fecha de cambio de régimen y consigna son la que se corresponde con unos valores de predicción más alejados de la referencia. En la Figura 3 se comparan las predicciones de dos casos para el mes de Enero:

Figura 3 – Comparativa en Enero de las 4 ecuaciones



Tomando los valores de k correspondientes al estudio anual, se analiza a modo de ejemplo un mes del año (enero). Esto permite comparar tanto con la demanda de referencia como con la predicción (en base estacional) energética. El error del modelo de predicción en base anual para el mes de enero es de 39.55%, siendo un ajuste mejor que el promedio anual. Aún así el error obtenido es superior al del modelo en base a estudio mensual. Por lo tanto, se considera más atinado realizar estudio de valores de verano e invierno de forma independiente para el sistema de GIRTER.

Elección del periodo de integración.

Se consideran 4 periodos:

- Caso 1: Integración de todas las horas del mes
- Caso 2: Promedio de las integraciones de todas las horas de cada día
- Caso 3: Integración de valores promedio diarios
- Caso 4: Promedio de las integraciones de grupos de 10 días

A lo largo del estudio de las distintas ecuaciones (y también del estudio de otros periodos de análisis y edificios), el caso 1 generalmente es el que muestra menos error. Esto es debido a que la referencia de datos que toma es horaria y considera un periodo largo. Por ese motivo ha sido empleado en los otros pasos de la selección del modelo. A modo de ejemplo, se muestran los modelos de predicción obtenidos para el modelo 2b (Figura 2), así como los errores asociados obtenidos (Tabla 2).

Figura 4 – Comparativa en Enero de las 4 periodos de integración

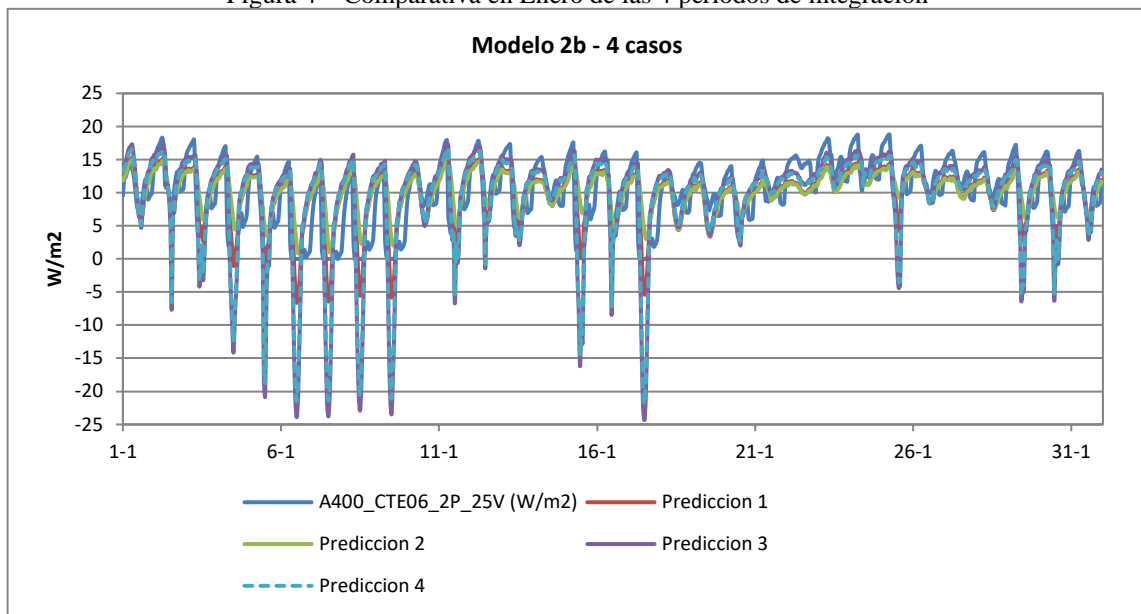


Tabla 2 – Error horario de los de ecuación planteados (%)

Caso 1	26.49	Caso 3	33.45
Caso 2	29.48	Caso 4	31.99

## RESULTADOS

En base a lo visto no sólo en este estudio, sino al análisis más amplio realizado en Ginter, se considera que lo más adecuado es un modelo de ecuación 2b. Este modelo considera la predicción horaria de temperatura exterior y radiación vertical, así como un término independiente. Los parámetros más fiables son los de un modelo estacional, obtenidos por interpolación de un mes. Los parámetros concretos que se pueden aplicar a cualquier edificio de uso residencial en la zona climática de Valladolid y Cuéllar, en función de su tipología son los siguientes:

Tabla 5. Constantes de predicción de demanda energética para invierno y verano

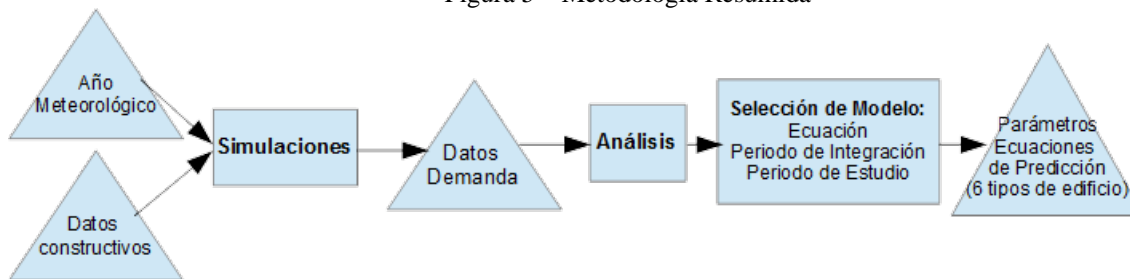
Edificio	Invierno			Verano		
	$k_1$ [W/m <sup>2</sup> ·K]	$k_2$ [-]	$b$ [W/m <sup>2</sup> ]	$k_1$ [W/m <sup>2</sup> ·K]	$k_2$ [-]	$b$ [W/m <sup>2</sup> ]
CT79_25V	1.54	-0.0371	6.13	1.12	-0.0005	-5.95
CT79_50V	1.81	-0.0714	4.80	1.57	-0.0122	-9.28
CT79_75V	2.08	-0.0981	3.81	1.81	-0.0237	-11.29
CTE06_25V	0.82	-0.0272	-3.37	0.93	-0.0020	-7.24
CTE06_50V	1.15	-0.0460	-7.52	1.30	-0.0189	-10.78
CTE06_75V	1.34	-0.0771	-8.73	1.46	-0.0349	-13.05

Donde las unidades son referentes a plantas de edificios de 3 metros de altura. El error asociado es el indicado en la tabla de análisis de error de ecuación correspondiente a los modelos 2b.

### CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

Se ha desarrollado una metodología para conseguir un modelo de orden reducido de predicción de demanda de climatización de edificios en base a parámetros meteorológicos

Figura 5 – Metodología Resumida



Una vez obtenido el modelo, se han analizado 6 edificios de referencia: Dos tipos de envolvente según NBE-CT79 y CTE2006 y tres porcentajes de vidrio con respecto a la fachada.

El estudio estacional, realizado para los meses de enero y julio, muestra más fiabilidad y menos error que el estudio anual, obteniendo constantes para las ecuaciones dependiendo del modo de funcionamiento calor / frío. El periodo de integración con un menor error en el horizonte temporal del proyecto es el que considera directamente la integración de valores de todas las horas de un mes.

La ecuación que mejor se ajusta considera la temperatura exterior, el efecto de la radiación solar y un término independiente. Los modelos tienen menor error en invierno que en verano. En invierno los correspondientes a CTE79 y a menor porcentaje de ventanas son los que menos error muestran. En verano las dos envolventes se corresponden con un error similar – siendo en este caso los edificios con mayor porcentaje de ventanas los que tienen un mejor ajuste.

### AGRADECIMIENTOS

El Proyecto GIRTER, Referencia RTC-2016-5800-3, es un Proyecto financiado por el Programa Estatal de Investigación, Desarrollo e Innovación Orientada a los Retos de la Sociedad, en el marco del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2013-2016 de la Agencia Estatal de Investigación (Ministerio de Economía, Industria y Competitividad), cofinanciado con Fondos FEDER

### REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

*Artículo en Actas de Congreso:*

J. Samaniego et al. Desarrollo de un Gestor Inteligente de Redes TERmicas (GIRTER). *II Congreso Iberoamericano de Ciudades Inteligentes (ICSC-CITIES 2019)*.

*Artículo en Actas de Congreso:*

Cristina Cano et al. Calefacción de distrito urbana con biomasa de la Universidad de Valladolid: Objetivo 20/20/20. *Congreso Nacional del Medio Ambiente CONAMA2014*.

*Artículo de Revista:*

Soutullo, S.; Giancola, E.; Heras M.R. Dynamic energy assessment to analyze different refurbishment strategies of existing dwellings placed in Madrid. *Energy 2018*; 152, 1011-1023.

*Página Web:*

Código Técnico de la Edificación - <https://www.codigotecnico.org/>

*Programa informático:*

TRNSYS: A transient Simulation Program (1990). Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison WI.



## APLICAÇÃO DAS TECNOLOGIAS FACILITADORAS ESSENCIAIS (TFE) NA GESTÃO, CONTROLO E MONITORIZAÇÃO INTELIGENTE DE EDIFÍCIOS

Lourenço J.M.\*, Aelenei L.\*, Facão J.\*, Aelenei D.\*\*\*, Pina J.M.\*\*

\* Unidade de Energias Renováveis e Integração de Sistemas de Energia (UER), LNEG, Estrada do Paço do Lumiar, 22, Lisboa, Portugal, [jorge.facao@lneg.pt](mailto:jorge.facao@lneg.pt)

\*\* Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Campus da Caparica, 2829-516 Caparica, Portugal

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2126>

### RESUMO

A partir de 31 de dezembro de 2020, pretende-se que todos os edifícios novos na União Europeia sejam nZEB, edifícios com necessidades energéticas quase nulas. No edifício Solar XXI, em Lisboa, encontra-se uma sala laboratorial sob monitorização equipada com sistemas de controlo de temperatura. O objetivo deste estudo é validar uma simulação da sala em EnergyPlus com os dados obtidos experimentalmente e determinar o impacto dos sistemas nas necessidades energéticas e conforto térmico dos ocupantes. Dois sistemas em particular foram analisados: o sistema BIPV, para o inverno, e o sistema dos tubos enterrados, para o verão. Após validação, uma simulação da sala sem os sistemas foi efetuada, de modo a determinar o impacto de cada um. Resultados mostram que, para os períodos analisados, o BIPV reduziu as necessidades de aquecimento em 20%, além de aumentar o conforto térmico do ocupante, e os tubos enterrados reduziriam em 93% as necessidades energéticas de arrefecimento. A análise efetuada contribuiu para a promoção dos KETs no setor dos edifícios.

**PALAVRAS-CHAVE:** Tecnologias Facilitadoras Essenciais; Edifícios; Simulação energética; Monitorização

### ABSTRACT

After 31 December 2020, it is intended that all new buildings in the European Union are nZEB, nearly Zero Energy Buildings. In the Solar XXI building, in Lisbon, there is a monitored test room equipped with temperature control systems. The objective of this paper is to validate a simulation of the room in EnergyPlus with the data obtained experimentally and determine the impact of the control systems on energy needs and on occupant thermal comfort. Two systems in particular were studied: the BIPV system, during the winter, and the earth tubes, during the summer. Once validated, the simulation of the room without the systems were made, allowing their impact to be determined. Results show that, for the analyzed periods, the BIPV system reduced the heating needs by 20%, while also increasing the occupant's thermal comfort, and the earth tube system would reduce the cooling needs by 93%. The analysis performed enables the promotion of KETs in the building sector.

**KEYWORDS:** Key Enabling Technologies; Buildings; Energy simulation; Monitoring

### INTRODUÇÃO

Na União Europeia, os edifícios são responsáveis por cerca de 40% do consumo de energia e 36% da emissão dos gases de efeito de estufa (European Commission, 2019a). Em 2010 foi criada a diretiva EPBD (Energy Performance of Buildings Directive) (European Commission, 2019b), com o objetivo de atingir metas de eficiência energética e ambientais, além de produzir edifícios inovadores e eficientes. Conjuntamente com a EED (Energy Efficiency Directive), as duas diretivas tencionaram melhorar significativamente os edifícios na UE, tanto do ponto de vista energético, mas também ambiental (European Commission, 2019b). Em 2018, a EPBD foi emendada e reforçada de forma a transmitir a melhoria dos edifícios europeus, na qual exige que todos os edifícios novos sejam nZEB (Edifícios de balanço energético quase nulo, nearly Zero Energy Buildings), a partir de 31 de dezembro de 2020 (European Commission, 2019b). Para um edifício ser nZEB, terá que reduzir os seus consumos energéticos, e produzir energia proveniente de fontes de energia renováveis de tal forma que compensa a maioria o seu consumo (European Commission, 2020), sem prejudicar o conforto térmico dos ocupantes.

Em 2011, a comissão europeia identificou as Tecnologias Facilitadoras Essenciais (KET, Key Enabling Technologies), um grupo de 6 tecnologias que são fundamentais para a modernização industrial da Europa (European Commission, 2011). Este grupo de tecnologias são compostas por: micro e nano-eletrónica, nanotecnologia, biotecnologia industrial, materiais avançados e fotónica. O projeto SudoKET iniciou em 2018 com o objetivo de

promover o desenvolvimento europeu e liderança tecnológica no ramo dos edifícios inovadores (EI) através da investigação, inovação e desenvolvimento das capacidades das soluções baseadas nas KETS (SUDOKET Project, 2018). O projeto desenvolve ferramentas que além de ser informativas, permitem a colaboração dos vários agentes integrados. Neste projeto existem quatro principais demonstradores, KETmaterials, KETsupply, KETstorage e KEToperation. O presente estudo foca em KEToperation, que demonstra a aplicação dos KETs na monitorização, controlo e gestão inteligente, numa sala laboratorial, quanto ao seu consumo energético e conforto térmico dos seus ocupantes, cujas conclusões contribuem para o desenvolvimento e promoção dos KETs neste setor.

## CASO DE ESTUDO

O edifício Solar XXI, ilustrado na Figura 1, construído em 2006, é a sede do laboratório de energia do LNEG (Laboratório de Energia e Geologia) e um projeto demonstrador em si de um edifício nZEB. O edifício encontra-se localizado em Lisboa e tem uma área de 1500 m<sup>2</sup>, pela qual 1200 m<sup>2</sup> são aquecidos, distribuídos por 3 andares que contém escritórios, laboratórios e instalações de ensaio. O edifício Solar XXI integra várias soluções passivas de redução de necessidades energéticas, tanto para o Inverno como o Verão.



Fig. 1. Edifício Solar XXI

O edifício, sendo um edifício inovador, incorpora uma envolvente avançada, como demonstrado na Tabela 1.

Tabela 1. Características térmicas do edifício Solar XXI

Envolvente	Descrição
<b>Parede exterior</b>	Tijolo de 22 cm; 6 cm poliestireno expandido; Valor U = 0,45 W/m <sup>2</sup> K
<b>Cobertura</b>	10 cm Lajetas; 5 cm poliestireno expandido; 5 cm poliestireno extrudido; 20 cm betão; 2 cm reboco tradicional; Valor U = 0,38 W/m <sup>2</sup> K
<b>Pavimento interior</b>	15 cm gravilha; 10 cm poliestireno expandido; 15cm betão; 0,3 cm linóleo; Valor U = 0,34 W/m <sup>2</sup> K
<b>Janelas</b>	Duplo vidro; Quadro de rolagem de alumínio; Valor U = 2,41 W/m <sup>2</sup> K
<b>Persianas exteriores</b>	Lâminas ajustáveis que permitem fatores de ganhos solares de 0,09; Fs = 0,09

### Sala de Monitorização

A sala monitorizada tem dimensões 5,22 m × 3,5 m × 3,4 m destinada a ser um escritório ocupado por uma pessoa. Tem uma fachada a sul com uma janela de 2,8 m<sup>2</sup> com uma persiana exterior para controlar os ganhos solares no verão. A parede ao norte liga o gabinete com o corredor central (temperatura não controlada), e as paredes a este e ao oeste, o teto e o pavimento ligam a outros gabinetes (temperaturas controladas). Acima da porta existe uma grelha de ventilação translúcida cuja orientação pode ser manuseada pelo ocupante e permitir trocas de ar com o corredor.

Os sensores instalados permitem a monitorização de diversas variáveis como a temperatura e humidade relativa do ar interior, temperatura e velocidade do ar na caixa-de-ar entre o gabinete e os PV, potência térmica dos radiadores e o nível de CO<sub>2</sub>. Uma consola gráfica está montada em cada sala onde é possível, de maneira simples, visualizar e controlar as variáveis. Os valores são recolhidos e armazenados através do software Power Monitoring Expert® (PME) da Schneider Electric, demonstrado na Figura 2.

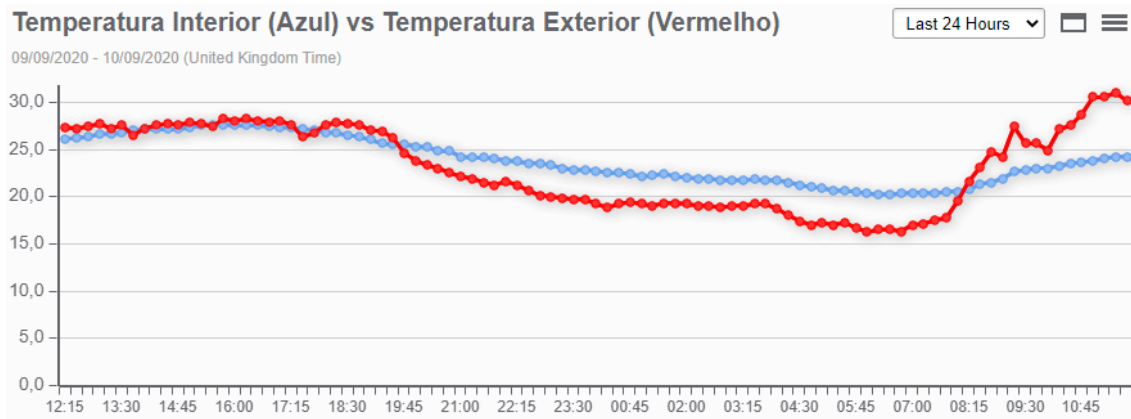


Fig. 2. Observação das variáveis. Interface PME

## SIMULAÇÃO

As ferramentas utilizadas no desenvolvimento desta simulação foram EnergyPlus® V9.3 e SketchUp® Make 2017. EnergyPlus® é um programa de simulação energética utilizado para modelar o consumo de energia de um edifício (EnergyPlus, 2020). EnergyPlus® desempenhou um papel essencial na calibração do modelo e permitiu analisar o efeito dos sistemas nos consumos de energia e no conforto do ocupante. SketchUp® é um programa de modelação 3D pertencente à Trimble Inc. que contém várias aplicações de arquitetura à engenharia civil e mecânica, têm uma aplicação on-line gratuita, SketchUp® Free, uma versão gratuita, SketchUp® Make, e uma versão paga, SketchUp® Pro (SketchUp in Wikipedia, 2020). O modelo SketchUp ilustrado na Figura 3 representa o edifício Solar XXI.



Fig. 3. Modelo SketchUp do edifício Solar XXI

### Dados de Entrada

A recolha de dados e a observação de comportamentos dos utilizadores foram realizadas de modo a simular o funcionamento do edifício. O gabinete estudado, embora desocupado, de modo a realizar uma análise do conforto de um utilizador, foi necessário introduzir dados quanto aos horários de ocupação, à sua atividade e ao isolamento devido à sua roupa. O horário de ocupação considerado foi de segunda à sexta das 9:30 às 12:30, e das 14:30 às 18:30. De ASHRAE (2009) foram retirados os valores de taxa metabólica ( $65 \text{ W/m}^2$ ,  $120 \text{ W}$ ), o isolamento de verão ( $0,5 \text{ clo}$ ) e de inverno ( $1 \text{ clo}$ ) e os consumos energéticos dos equipamentos ( $135 \text{ W}$ ) e da iluminação ( $12 \text{ W/m}^2$ ). Na sala não há arrefecimento, e a temperatura de aquecimento considerada foi de  $20^\circ\text{C}$ . O valor da infiltração utilizada foi de  $1,32 \text{ ACH}$  (Renovações de ar por hora, Air Changes per Hour).

### Conforto Térmico

Conforto térmico é definido como “a condição mental que expressa satisfação com o ambiente térmico” (ASHRAE, 2009). De acordo com Fanger (1973), existem 6 parâmetros principais que influenciam o conforto térmico, 4 devidos ao ambiente térmico (temperatura do ar, temperatura radiante média, velocidade do ar, pressão do vapor de água no ar), e 2 relacionados com o ocupante (nível de atividade, resistência térmica da roupa). Destes parâmetros resultaram as quantidades de PMV (Voto médio previsto, Predicted Mean Vote) e PPD (Porcentagem prevista de dissatisfação, Predicted Percentage Dissatisfied). PMV prevê a resposta média de uma população de acordo com a escala de

sensação térmica da ASHRAE, uma escala onde 0 é definido como “confortável”, valores negativos como “frio”, e valores positivos como “quente”, definida pela Equação (1).

$$PMV = (0,303e^{-0,036M} + 0,028) * L \quad (1)$$

Onde M é a taxa metabólica do corpo humano [W/m<sup>2</sup>] e L a carga térmica do corpo [W/m<sup>2</sup>], função dos 6 parâmetros mencionados. A zona de conforto definida pela ASHRAE, é de -0,5 a 0,5 (ASHRAE 55 in Wikipedia, 2020). PPD representa a percentagem da população dessatisfeita com o seu conforto térmico, e é definida pela Equação (2).

$$PPD = 100 - 95e^{-(0,03353PMV^4 + 0,2179PMV^2)} \quad (2)$$

Em função de PMV. Convertendo a zona de conforto definida entre -0,5 a 0,5 PMV para PPD, as zonas de conforto em PPD situam-se para valores inferiores a 10%.

### Sistemas de Controlo Instaladas

Neste seção a integração dos sistemas de controlo existentes na sala de monitorização será descrita. Os sistemas BIPV (Fotovoltaicos integrados no edifício, Building Integrated PhotoVoltaic) foram instalados na fachada sul do edifício Solar XXI. Nestes sistemas, existe uma caixa-de-ar entre a fachada e o PV, com 2 orifícios interiores e 2 orifícios exteriores, permitindo 4 configurações diferentes que controla o percurso do ar. No período de aquecimento, apenas os 2 orifícios interiores estão abertos, permitindo o ar interior da sala entrar na caixa-de-ar, retirar energia térmica dos PV, e regressar à sala com uma temperatura superior, aquecendo-a. Esta configuração permite a redução de necessidades de aquecimento, além de arrefecer os painéis, o que leva a maior eficiência na produção de energia elétrica. As 4 configurações do sistema BIPV estão descritas na Figura 4 (esquerda). Tubos enterrados permitem a entrada de ar exterior no edifício, como apresentado na Figura 4 (direita). Neste processo, ar exterior é recolhido fora do edifício, é redirecionada para tubos enterrados, que permite a troca de energia entre o ar e o solo envolvente. O solo atua como um poço natural de calor, visto que, enquanto o ar exterior no verão pode chegar aos 35°C, a temperatura do solo para um período homologado encontra-se entre 16 e 18°C (Edifício Solar XXI, 2005). Este sistema atua mais eficazmente no fim da tarde, quando a temperatura exterior diminui, enquanto a temperatura interior, devido à ocupação e à inércia térmica, permanece alta.

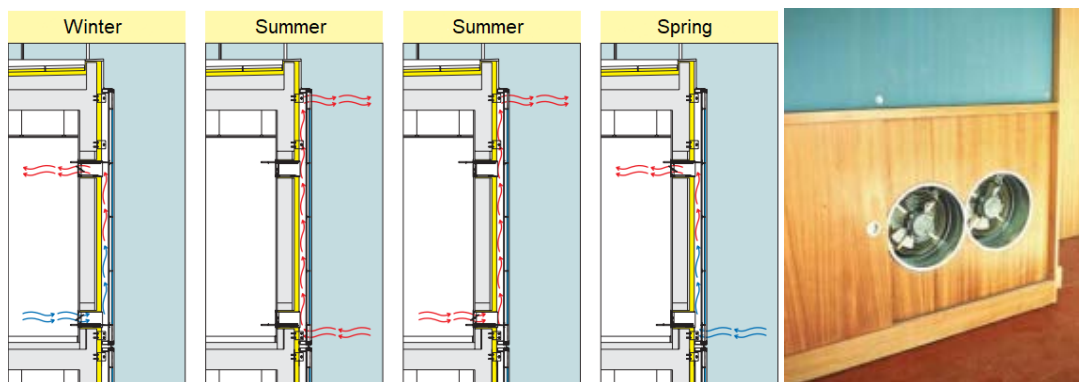


Fig. 4. Sistemas de controlo. (esquerda) Funcionamento dos BIPV (direita) Entrada dos tubos enterrados na sala (Edifício Solar XXI, 2005)

A medição da temperatura do ar na caixa-de-ar foi efetuada a partir da utilização de uma sonda de temperatura PT100. Com os valores medidos experimentalmente foi possível a validação dos BIPV no modelo de simulação, validando o controlo das aberturas e das características térmicas dos materiais no sistema.

O controlo da abertura dos orifícios no EnergyPlus foi efetuado utilizando a classe “ZoneMixing”, que permite troca de ar simples entre duas zonas. Para utilizar esta ferramenta, foi necessário criar uma zona que representa a sala, uma zona para a parte inferior e superior da caixa de ar, e uma zona que representa o exterior. O controlo das aberturas dos orifícios está dependente da temperatura da zona “poço”, da zona “fonte”, e da zona exterior.

O sistema dos tubos enterrados foi implementado no EnergyPlus utilizando a classe “ZoneEarthtube”. Esta classe permite definir os limites da temperatura interior da sala pela qual opera o sistema dos tubos enterrados. A temperatura mínima da sala para o funcionamento dos tubos enterrados foi definida como 21°C, de modo a garantir que não interfira negativamente no aquecimento ativo proveniente do radiador.

### Validação

Para realizar a validação do modelo de simulação, foi efetuada a comparação dos valores medidos da temperatura interior da sala e da câmara de ar com os valores simulados, com condições atmosféricas homólogas. De modo a aproximar as condições metrológicas às condições exteriores medidas no período de simulação, os valores medidos da temperatura exterior, radiação difusa e radiação direta substituíram os valores pré-definidos existentes no ficheiro metrológico utilizado. Dois índices estatísticos foram utilizados para realizar a validação do modelo, o erro médio (MBE, Mean Bias Error) e o coeficiente de variação do erro quadrático médio (CvRMSE, Coefficient of Variation of the Root Mean Square Error), definidas pelas Eq. (3) e (4), utilizadas pela ASHRAE e FEMP, (ASHRAE, 2014; FEMP, 2015), sugerindo valores limite de 10% e 30%, respetivamente, para uma análise horária.

$$MBE(\%) = \frac{\sum_i^n (S_i - M_i)}{\sum_i^n M_i} \times 100\% \quad (3)$$

$$Cv(RMSE)(\%) = \frac{\sqrt{\frac{\sum_i^n (S_i - M_i)^2}{n}}}{\frac{\sum_i^n M_i}{n}} \times 100\% \quad (4)$$

Onde  $S_i$  representa os valores simulados,  $M_i$  representa os valores medidos, e o subscrito  $i$  indica o intervalo de tempo.

Com o objetivo de validar a simulação, 3 períodos de uma semana foram analisados (Inverno, Primavera, Verão). Para as semanas analisadas, as temperaturas simuladas da temperatura interior do gabinete e da caixa-de-ar foram comparadas às temperaturas obtidas experimentalmente, retirando, para cada dia, os valores dos índices estatísticos. Na Figura 5 apresenta-se, para cada dia, os índices estatísticos registados para os 3 períodos analisados, distribuídos por cor, para a temperatura interior do gabinete “TR1” e para as temperaturas na caixa-de-ar: “BIPV-INF” e “BIPV-SUP”.

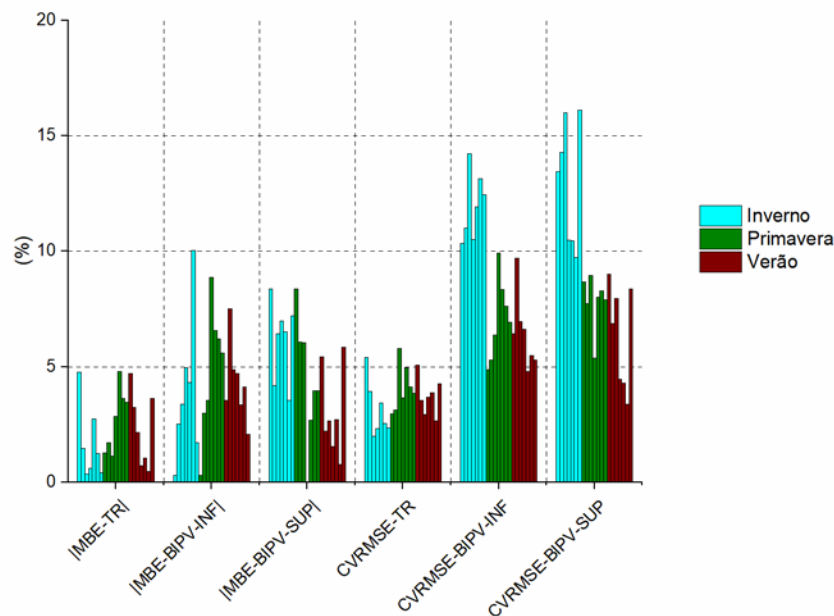


Fig. 5. Índices de validação nos períodos de estudo

Os índices estatísticos apresentados na Figura 5 comprovam a validade da simulação, registando valores de MBE (apresentados sob valor absoluto) inferiores a 10%, e valores de CvRMSE inferiores a 30%.

## RESULTADOS

Nesta seção serão analisados o impacto dos sistemas de controlo, nomeadamente os BIPV e os tubos enterrados, nas necessidades energéticas de aquecimento ( $N_i$ , Necessidades inverno) e arrefecimento ( $N_v$ , Necessidades verão) e no conforto térmico.

### BIPV

Dois cenários foram estudados: A sala com todos os sistemas funcionais e ocupada e a sala, ocupada, com todos os sistemas funcionais exceto os BIPV. Os dois cenários, apresentado na Figura 6, foram comparados a nível de conforto térmico e das necessidades energéticas de aquecimento (Ni) de cada hora, para o mês de janeiro. A Figura 6 (superior) apresenta valores retirados durante o horário de ocupação, excluindo valores de fim-de-semana e noite.

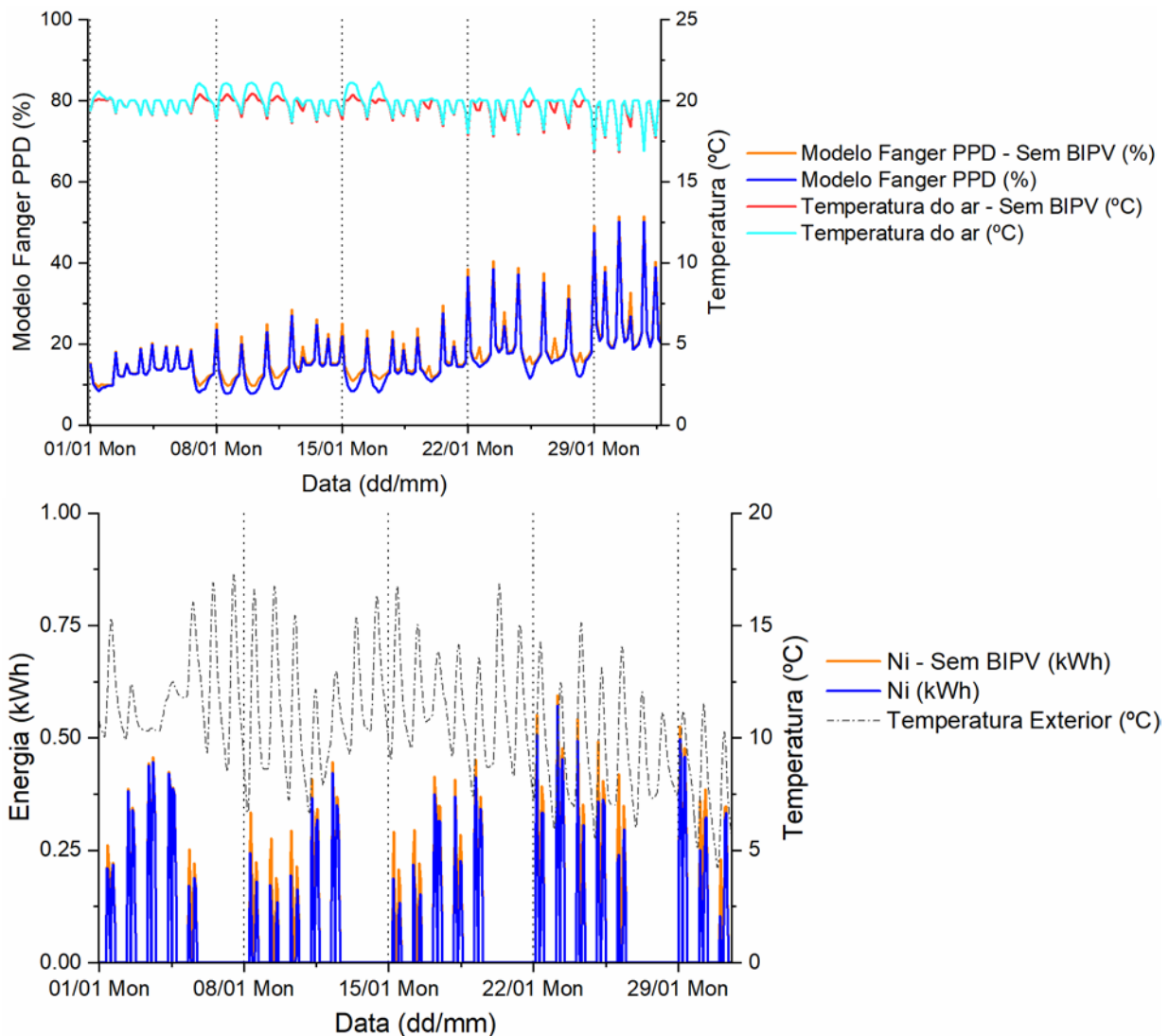


Fig. 6. Impacto dos BIPV (superior) no conforto térmico (inferior) nas necessidades energéticas – janeiro

Na Figura 6 (superior) verifica-se que a temperatura da sala com BIPV é superior à temperatura da sala sem BIPV. Associado ao aumento da temperatura interior, a percentagem de dissatisfação reduz. Filtrando os resultados da PPD para uma temperatura fixa de 20°C, regista-se que a PPD varia entre 12 a 20% no mês estudado. Para avaliar a temperatura à qual a zona de conforto é atingida, quando o valor da PPD é menor que 10%, regista-se que as temperaturas interiores do gabinete variam entre 20,05°C e 21,17°C no mês estudado. Para avaliar as situações em que a PPD é superior à 20%, os resultados foram filtrados e avaliados, notando que a barreira dos 20% foi ultrapassada em 38 ocorrências, 17 ocorrências entre 1 e 26 de janeiro às 10h e às 15h (quando o radiador inicia o aquecimento), e as restantes 21 ocorrências nos dias 29, 30 e 31 de janeiro, no decorrer do dia. Na Figura 6 (inferior) nota-se que as necessidades de aquecimento da sala com todos os sistemas são menores devido ao efeito térmico dos BIPV, registando uma redução de 20,6%.

#### Tubos Enterrados

Nesta seção dois cenários foram estudados: A sala com todos os sistemas funcionais e ocupada e a sala, ocupada, com todos os sistemas exceto os tubos enterrados, apresentados na Figura 7, e foram comparados a nível de conforto térmico e das necessidades energéticas de arrefecimento (Nv) de cada hora, para o mês de julho. A Figura 7 (superior)

apresenta valores retirados durante o horário de ocupação, com particular ênfase na diferença de temperaturas da temperatura interior devido ao arrefecimento dos tubos enterrados.

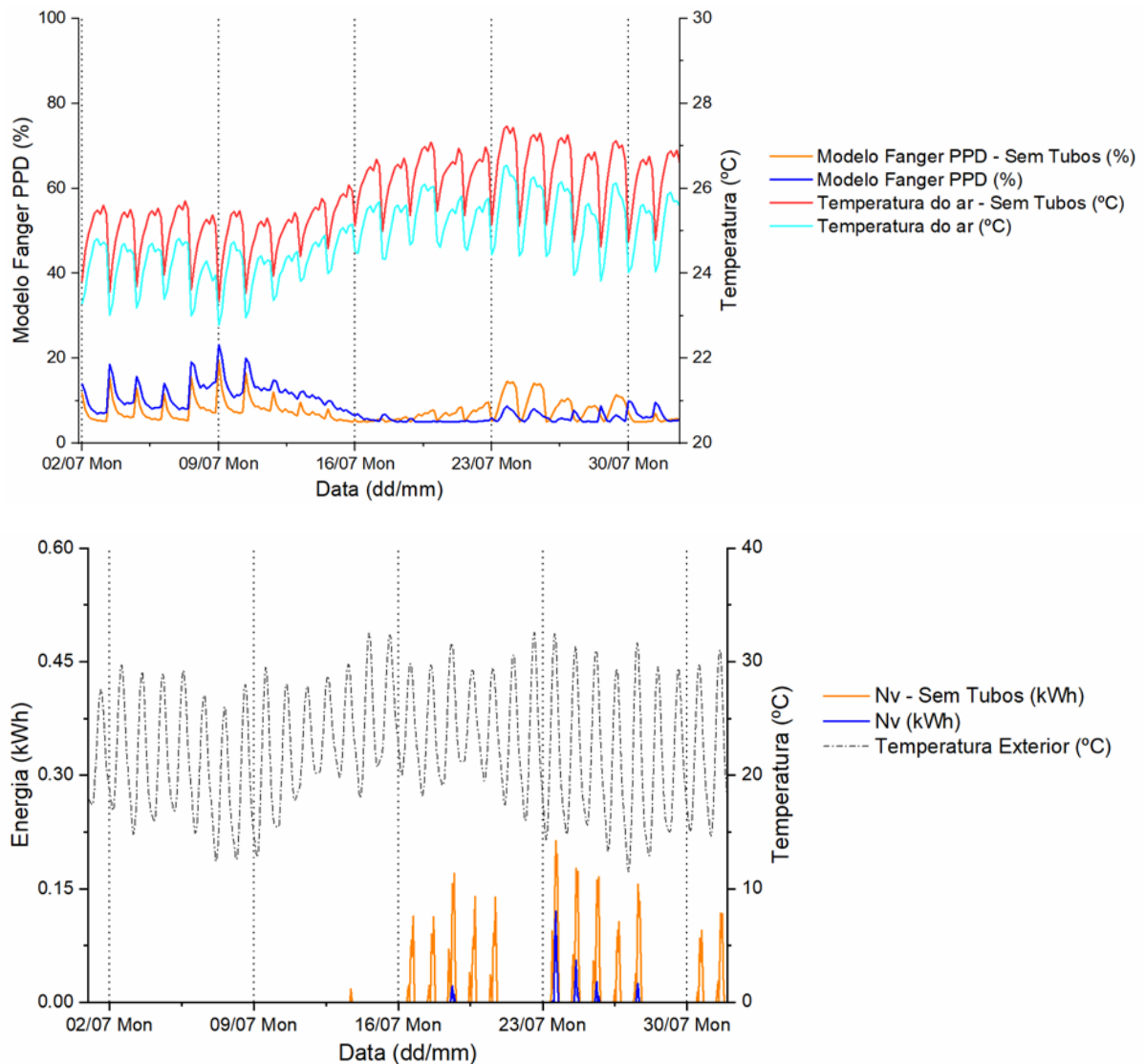


Fig. 7. Impacto dos tubos enterrados (superior) no conforto térmico (inferior) nas necessidades energéticas – julho

Na Figura 7 (superior) verifica-se que a temperatura da sala com os tubos enterrados é inferior à temperatura da sala sem os tubos enterrados, com reduções de temperatura até 1,54°C. Filtrando os resultados para uma PPD menor a 10%, as temperaturas registadas encontram-se entre 23,82°C e 26,54°C. Para a temperatura de 26,54°C, um PMV de 0,43 foi obtido, que se situa perto do limite máximo definido de 0,5, sugerindo que temperaturas superiores aumenta a PPD e, eventualmente, encontram-se fora da zona de conforto. Avaliando os mínimos de PPD, as temperaturas interiores obtidas variam entre 25,21°C e 25,7°C, o que sugere uma temperatura de arrefecimento de 26°C. Na Figura 7 (inferior) analisa-se as necessidades de arrefecimento da sala caso fosse arrefecida. Neste cenário, a temperatura do ar interior máxima estabelecida foi de 26°C. Nesta análise, nota-se que as necessidades de arrefecimento com todos os sistemas são significativamente menores devido ao arrefecimento proveniente dos tubos enterrados, registando uma redução de 92,8%.

## CONCLUSÕES

Neste estudo, foi efetuada a validação de uma simulação de uma sala de monitorização pertencente ao edifício Solar XXI do LNEG. A sala simulada é uma sala laboratorial, desocupada, com vários sistemas de controlo de temperatura e de qualidade de ar interior. Dos sistemas existentes, foi realizado um estudo do impacto do sistema “BIPV” e do sistema “Tubos enterrados”, nas necessidades energéticas de climatização e do conforto térmico de um ocupante.

Para investigar o efeito do sistema BIPV, foram comparados o modelo simulado normal com o modelo simulado sem trocas de ar entre a sala e o sistema BIPV no Inverno (janeiro). Neste período, foi verificado um aumento da temperatura interior nas horas de funcionamento devido ao aquecimento proveniente dos BIPV, o que reduz o nível esperado de dissatisfação e as necessidades de aquecimento foram reduzidas em 20%. A partir da análise do conforto térmico, foram retiradas as ocorrências de dissatisfação do ocupante, e foi observada a dificuldade do radiador de manter a temperatura da sala a 20°C no final do mês de janeiro. De modo a estudar o efeito do sistema tubos enterrados, foram comparados o modelo simulado normal com o modelo simulado sem os tubos enterrados no Verão (julho). No mês estudado, foram registadas reduções de temperatura do ar interior de até 1,54°C. A nível de conforto térmico, foi observado que, durante o período de conforto, abaixo dos 10% de dissatisfação, a temperatura interior da sala encontrou-se entre 23,8°C e 26,5°C. Com este resultado, foi efetuada a análise do impacto dos tubos enterrados nas necessidades de arrefecimento para uma temperatura do ar interior máxima de 26°C. Devido ao arrefecimento fornecido pelos tubos, as necessidades de arrefecimento da sala seriam reduzidas em 93% no mês analisado. Os resultados obtidos comprovam o potencial destes sistemas na redução das necessidades energéticas de climatização de edifícios e na melhoria do conforto térmico. Em trabalho futuro, os sistemas na sala funcionarão de forma inteligente, permitindo regularizar estes resultados e manter o funcionamento adequado dos sistemas.

## AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do projeto Sudoket – Mapeamento, consolidação e disseminação das Tecnologias Facilitadores Essenciais (TFE) para o setor da construção no espaço SUDOE, do Programa Interreg Sudoeste através de fundos da política regional europeia: o Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER).

## REFERÊNCIAS

ASHRAE 55, in Wikipedia (2020). Disponível em: <[https://en.wikipedia.org/wiki/ASHRAE\\_55](https://en.wikipedia.org/wiki/ASHRAE_55)>. Acesso em: 20 ago. 2020.

ASHRAE. (2009). *ASHRAE Handbook 2009 Fundamentals*, (SI Edition).

ASHRAE (2014). *ASHRAE Guideline 14-2014: Measurement of Energy Demand and Water Savings*; American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers: Atlanta, GA, USA, 2014.

DGEG (2018). *National plan for increasing the number of nearly zero-energy buildings in Portugal*. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/portugal\\_en\\_version.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/portugal_en_version.pdf)>. Acesso em: 20 ago. 2020.

Edifício Solar XXI (2005) - Disponível em: <[http://repositorio.lneg.pt/bitstream/10400.9/1321/1/BrochuraSolarXXI\\_Dezembro2005.pdf](http://repositorio.lneg.pt/bitstream/10400.9/1321/1/BrochuraSolarXXI_Dezembro2005.pdf)>. Acesso em: 20 ago. 2020. EnergyPlus (2020). Disponível em: <<https://energyplus.net/>>, Acesso em: 20 ago. 2020.

European Commission (2011). *Horizon 2020 - The Framework Programme for Research and Innovation*. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/research/horizon2020/pdf/proposals/communication\\_from\\_the\\_commission\\_-\\_horizon\\_2020\\_-\\_the\\_framework\\_programme\\_for\\_research\\_and\\_innovation.pdf](https://ec.europa.eu/research/horizon2020/pdf/proposals/communication_from_the_commission_-_horizon_2020_-_the_framework_programme_for_research_and_innovation.pdf)>. Acesso em: 21.08.2020.

European Commission (2019a). *New Rules for Greener and Smarter Buildings Will Increase Quality of Life for All Europeans*. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/info/news/new-rules-greener-and-smarter-buildings-will-increase-quality-life-all-europeans-2019-apr-15\\_en](https://ec.europa.eu/info/news/new-rules-greener-and-smarter-buildings-will-increase-quality-life-all-europeans-2019-apr-15_en)>. Acesso em: 20 ago. 2020.

European Commission (2019b). *Energy Performance of Buildings Directive*. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive_en)>. Acesso em: 20 ago. 2020.

European Commission (2020). *Nearly zero-energy buildings*. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/nearly-zero-energy-buildings\\_pt](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/nearly-zero-energy-buildings_pt)>. Acesso em: 01 set. 2020.

Fanger, P. O. (1973). Assessment of man's thermal comfort in practice. *Occupational and Environmental Medicine*, 30(4), 313-324. <https://doi.org/10.1136/oem.30.4.313>.



FEMP (2015). Federal Energy Management Program, *M&V Guidelines: Measurement and Verification for Performance-Based Contracts*, Version 4.0; U.S. Department of Energy Federal Energy Management Program: Washington, DC, USA, 2015.

SketchUp, in Wikipedia (2020). Disponível em: <<https://en.wikipedia.org/wiki/SketchUp>> Acesso em: 20 ago. 2020.  
SUDOKET Project, in Sudoket (2018). Disponível em: <<http://en.sudoket.com/project>> Acesso em: 20 ago. 2020.



## ESTUDIO DEL POTENCIAL DE IMPLANTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN PISCINAS CLIMATIZADAS DE MALLORCA PARA TENER UN BALANCE CERO DE EMISIONES.

Moià-Pol, Andreu

\* Àrea de Ingeniería Mecánica, Grupo Investigación de Ingeniería Energética.  
 Departamento de Ingeniería Industrial y Construcción,  
 Cra Valldemossa km 7,5. 07122 Palma de Mallorca. Illes Balears. España  
 e-mail: [andreu.moia@uib.es](mailto:andreu.moia@uib.es) web: <http://www.uib.es>

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2127>

### RESUMEN/RESUMO

Los centros deportivos con piscina climatizada son los edificios con mayor consumo energético unitario en el sector municipal y terciario. El primer objetivo de este estudio es identificar las medidas realizadas y a realizar en algunos centros de Mallorca que para reducir el consumo de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero. Finalmente encontrar un escenario objetivo con "cero emisiones de CO<sub>2</sub>" y "energías 100% renovables" para el consumo energético en las piscinas cubiertas de centros deportivos que cumpla con los objetivos de la UE. Según el Pacto de los Alcaldes tiene que haber una gran reducción hacia los objetivos 2020 o 2030. En este estudio se han utilizado los consumos de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub> de las piscinas cubiertas de varios municipios de Mallorca y las mejores medidas implantadas para llegar a escenarios de cero emisiones.

### INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

El Pacto de los Alcaldes es el movimiento más grande del mundo para acciones climáticas y energéticas locales. La iniciativa se firmó en las Islas Baleares inicialmente con 20 autoridades locales, 15 de ellas están siguiendo el Plan de Acción. Algunos de estos municipios tienen piscina climatizada con o sin pabellones deportivos; En sus planes de acción están reduciendo el consumo de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub> con propuestas activas en más de un 30%. La ley de cambio climático de las Islas Baleares establece cero emisiones para el 2050 con un 100% de renovables.

El Centro Deportivo con piscina cubierta es el edificio con mayor consumo de energía en el sector terciario, como demostró Trianti-Stourna y otros en el 1998, en nuestro caso los edificios estudiados tienen un consumo de energía entre 410- 759 kWh / m<sup>2</sup>. El gran aumento en este tipo de construcciones en la isla en los últimos 40 años junto con el aumento en el consumo de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub> hacen que no sea un escenario medioambientalmente sostenible.

Todos los edificios estudiados se construyeron en los años 90 o principios de 2000, cuando no estaba obligado por ley la instalación de energías renovables, aunque como existían subvenciones y legislaciones municipales, algunos de ellos aún disponen de energía solar térmica para el Agua Caliente Sanitaria. Desde el 2006 con la entrada del Código Técnico de Construcción (CTE) en España, un centro deportivo en las Islas Baleares tiene que cubrir el 70% del agua caliente sanitaria (ACS), desde el 2013 el 60% del consumo térmico de la piscina cubierta con energía solar, desde el 2019 el 70% se puede cubrir con otras fracciones de renovables, como solar, biomasa y también incluyendo bomba de calor de alta eficiencia.

La Tabla 2 muestra el consumo de energía real de estos Centros Deportivos, con la superficie de paneles Solares Térmicos (ST) instalados ahora, la superficie teórica ST que necesitarán se hizo de acuerdo con el CTE de 2013, aunque se han revisado los cálculos con el nuevo CTE de 2019, en el cual se permite utilizar cualquier fracción de renovables (incluye Biomasa, Fotovoltaica, Bomba de calor,...). En nuestro caso se ha estudiado con Energía Fotovoltaica (PV) y Bomba de Calor.

A partir de los datos de consumo real, la superficie mínima necesaria estaría entre 300 y 1200 m<sup>2</sup> por cada centro deportivo en Mallorca. La mayoría de ellos necesitan primero mejorar la eficiencia energética de sus instalaciones (control, recuperación de calor, aislar, iluminación, deshumidificación) y luego instalar más energías renovables.

Los municipios han diseñado diferentes estrategias para reducir el consumo de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub>, públicas en la página web del Pacto de los Alcaldes. Algunos de ellos han instalado calderas de biomasa (Campos), generalmente es la forma más fácil de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> aunque a largo plazo no es la más económica, ya que el precio de la biomasa es similar a los combustibles fósiles, y en algunos casos si no es de procedencia cercana la energía embebida de la biomasa hace que las emisiones de CO<sub>2</sub> sean similares o superiores a otros combustibles

fósiles. En Baleares, al ser considerado sistema extrapeninsular las emisiones de CO<sub>2</sub> de los consumos eléctricos tienen un peso mucho mayor, debido a la baja eficiencia del sistema eléctrico, por ello cualquier iniciativa que reduzca el consumo eléctrico tiene un impacto mucho mayor que en la Península Ibérica.

Tabla 1. Coeficientes de paso de energía final a primaria en España. Fuente: IDAE

Factores de conversión de energía final a primaria					
	Fuente	Valores aprobados			Valores previos (****)
		kWh E.primaria renovable /kWh E. final	kWh E.primaria no renovable /kWh E. final	kWh E.primaria total /kWh E. final	kWh E.primaria /kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	(*)	0,396	2,007	2,403	
Electricidad convencional peninsular	(**)	0,414	1,954	2,368	2,61
Electricidad convencional extrapeninsular	(**)	0,075	2,937	3,011	3,35
Electricidad convencional Baleares	(**)	0,082	2,968	3,049	
Electricidad convencional Canarias	(**)	0,070	2,924	2,994	
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	(**)	0,072	2,718	2,790	
Gasóleo calefacción	(***)	0,003	1,179	1,182	1,08
GLP	(***)	0,003	1,201	1,204	1,08
Gas natural	(***)	0,005	1,190	1,195	1,01
Carbón	(***)	0,002	1,082	1,084	1,00
Biomasa no densificada	(***)	1,003	0,034	1,037	
Biomasa densificada (pelets)	(***)	1,028	0,085	1,113	

La mayoría de los polideportivos y piscinas climatizadas tienen colectores solares térmicos para cubrir la demanda de ACS (Inca, UIB, Sa Pobla, Palma (RF, SJ, GE)). En 2018, en Palma, Inca y Sa Pobla instalaron paneles fotovoltaicos y/o bombas de calor, para cubrir una parte del consumo eléctrico y una alta fracción del consumo térmico.

La energía geotérmica de baja temperatura ( bombas de calor Agua-Tierra) también es una tecnología interesante que está siendo estudiada en Son Hugo y Sa Pobla, aunque esta tecnología también requiere una inversión que en climas templados ( como España y Portugal) tienen un retorno superior a 10 años, además que en función de la localización no siempre son viables, ya que no siempre el subsuelo de la zona cumple con las propiedades hidrogeológicas y térmicas para un funcionamiento óptimo de los equipos.



Figura. 1. Mejora en Inca, Sa Pobra, Son Hugo, Germans Escalas.

El Ayuntamiento de Palma, que es el mayor de las Islas con más de 422.000 habitantes, es el que tiene el objetivo más ambicioso con el 100% de renovables en 2050. Tenía previsto en 2018 una medida singular, la de conectar el polideportivo de Sant Jordi a una instalación cercana de Biogás de la Estación Depurador de Aguas Residuales (EDAR), aunque a día de hoy aún no se ha realizado dicha inversión.

La energía que es aplicable a cualquier zona de España y Portugal con mayor potencial es la energía solar, por lo que será la que vamos a analizar en mayor profundidad, además es la que tiene una mayor presencia y potencial en Baleares.

Tabla 2. Consumo energético de algunos centros deportivos con piscina cubierta en Mallorca (2014-17) y potencial para llegar a cero emisiones.

	MWh/año	Sup. (m <sup>2</sup> )	kWh/m <sup>2</sup>	ST instalados (m <sup>2</sup> )	Según CTE-13 ST(m <sup>2</sup> )	PV inst. kWp	PV kWp cero emisiones
Palma -Son Hugo (SH)	4174	5500	759	0	1200	100	400
Palma-UIB	2048	5000	410	200	600	0	240
Palma-Rudy Fernandez (RF)	1337	3150	424	60	400	0	160
Palma - Germans Escalas-(GE)	1220	2900	421	280	400	0	130
Palma - Sant Jordi (SJ)	948	1210	783	40	500	0	50
Sa Pobra	908	2000	454	50	500	40	60
Inca	680	1500	483	200	600	0	15
Andratx	615	1500	410	0	400	0	40
Campos	498	1000	498	0	300	0	40

La UIB, Son Hugo, Inca y Sa Pobra puede servir de ejemplo del camino a seguir, en las cuatro se ha cambiado el sistema de deshumectación y ventilación, instalando un nuevo sistema de recuperación de calor, con enfriamiento evaporativo adiabático; Esto ha aumentado la deshumidificación y ha reducido más de un 30% el consumo energético. En el 2019 la deshumectadora de la UIB se cambió por una nueva unidad con un Sistema de refrigeración adiabático, parecido al instalado en Son Hugo. La deshumectación aprovechando el aire exterior supone un ahorro muy importante en uno de los mayores consumos de las piscinas.



Fig. 2. Mejoras del sistema solar de la UIB 2015 (izquierda) y 2018 (derecha).



Fig. 3. Deshumectadora antigua y nueva unidad instalada.

Tab.3: Consumo energético y ahorros de la nueva deshumectadora de la UIB .

	<b>Antes</b>	<b>Ahora</b>
Energía Térmica (MWh)	961	160
Energía recuperada(MWh)	0	283
Coste Térmico (€)	51.653	0
Consumo eléctrico(MWh)	130	185
Coste Eléctrico (€)	17.811	25.292
Coste Total Energético (€)	69.465	18.644
Ahorros (Toneladas CO <sub>2</sub> )		185,66
Ahorro (€)		50.821
Inversión (€)		120.000
Retorno inversión (años)		2,4

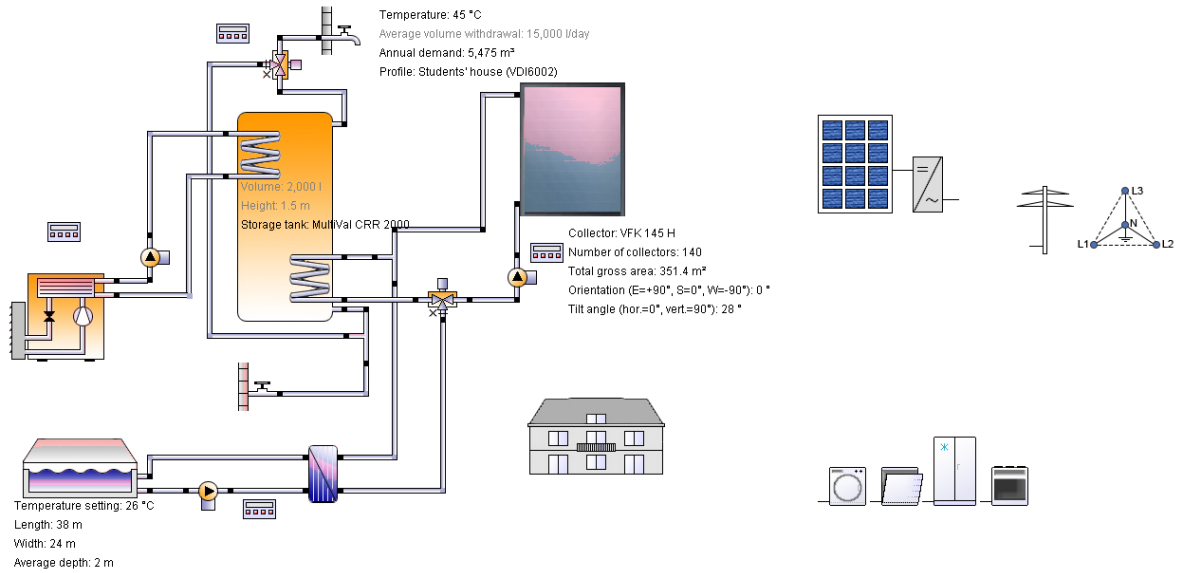


Figura 4. Esquema de principio de un sistema Solar Térmico (ST) y Fotovoltaico (PV) con el programa de simulación.

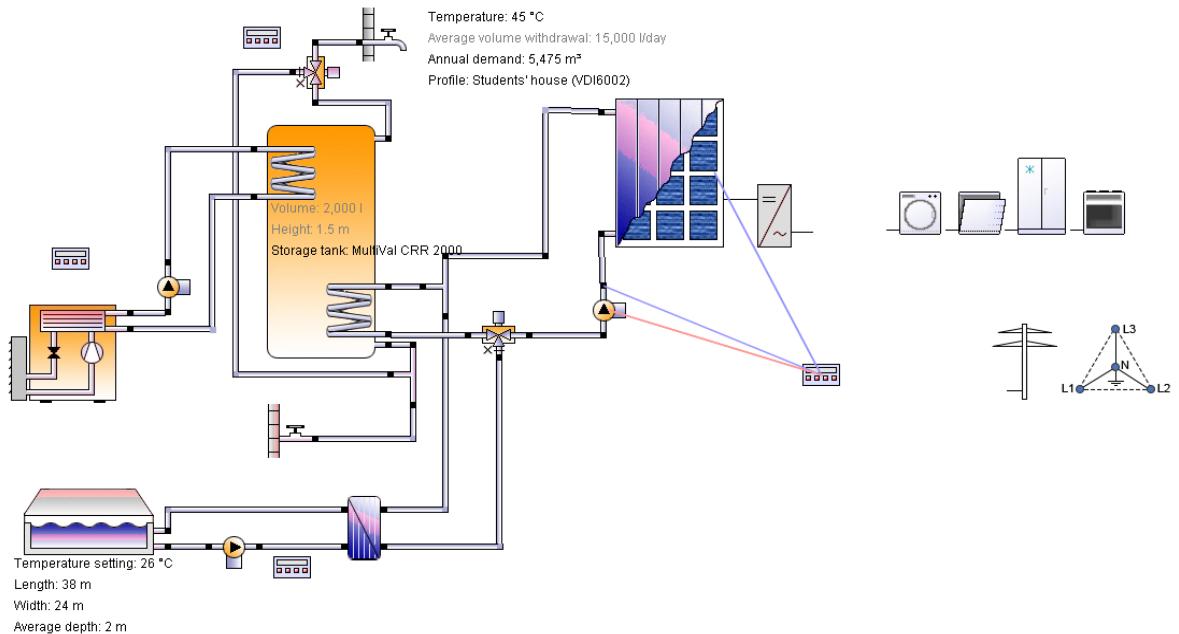


Figura 5. Esquema de principio de un sistema Termo Fotovoltaico ( PVT) con el programa de simulación.

En la UIB se quiere instalar una fracción más alta de energía solar térmica y un nuevo sistema fotovoltaico combinado con una nueva bomba de calor, inicialmente son el mejor sistema para esta ubicación (Moià-Pol 2018).

En la Tabla 4 mostramos los resultados de la simulación de los 2 escenarios propuestos, el coste de inversión tiene una horquilla muy amplia de inversión debido a que se han analizado varias calidades y marcas de paneles. En función de las marcas y calidades los precios de los paneles Térmicos, fotovoltaicos y las bombas de calor pueden variar considerablemente. Se pueden ver tres escenarios con una superficie de 350 m<sup>2</sup> en 2019, para llegar al 100% de las necesidades térmicas. Para cubrir toda la demanda eléctrica y térmica será necesario instalar más energía fotovoltaica en 2020, hasta llegar a a 240 kWp o bien reducir drásticamente el consumo.

Tab.4: Escenarios con diferentes tecnologías en la UIB.

Tecnología	Margen estimado de inversión		Energía (kWh)	Ahorros estimados €	Amortización (años)		Reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> (kg CO <sub>2</sub> )
PV	83 504 €	71 504 €	93 797	12 711 €	6.6	5.6	78 790
PVT	126 000 €	70 440 €	118 618	13 889 €	9.1	5.1	69 145
ST	90 000 €	60 000 €	111 341	10 778 €	8.4	5.6	33 402

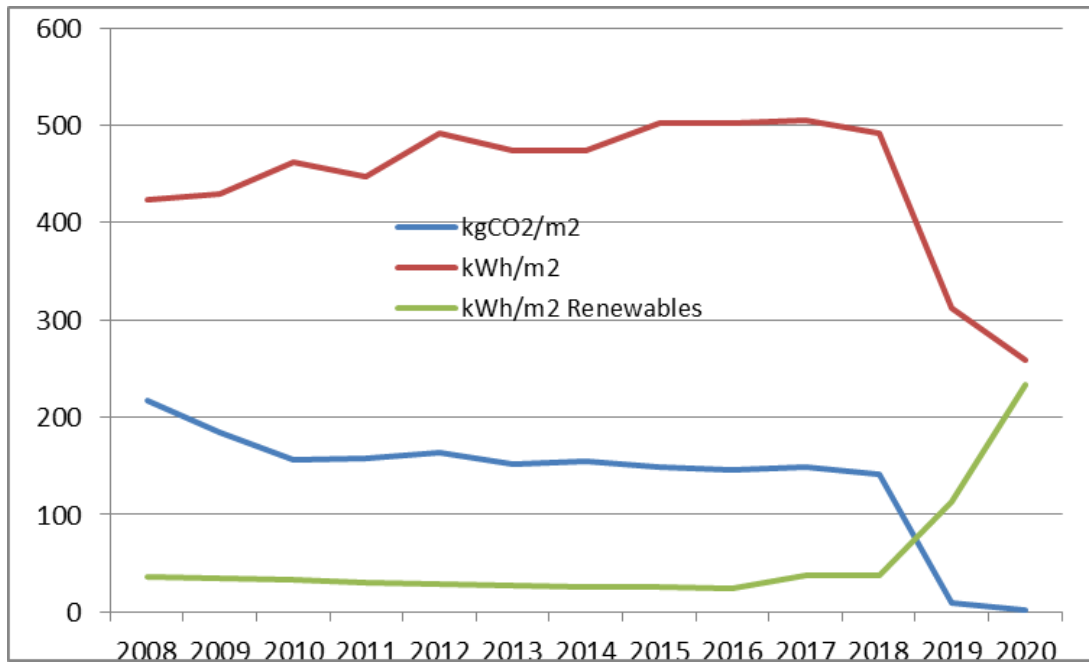


Fig. 6: prevision of kg of CO<sub>2</sub> emissions, energy consumption and renewables energies of the UIB

La reducción esperada en el centro deportivo UIB será de 150 a 0 kg de CO<sub>2</sub> / m<sup>2</sup>, llegando al escenario de cero emisiones o incluso energía positiva en función de la potencia final que se instale y de las medidas de reducción que se apliquen, si se aplicase la normativa actual con las medidas que se están tomando en los centros deportivos se obtiene la tabla 5.

Tabla 5. Potencial de renovables para llegar a cero emisiones de los centros deportivos analizados (2030-50).

	Instalados en 2018 ST(m <sup>2</sup> )	Según CTE-13 ST(m <sup>2</sup> )	PV kWp	Según CTE-19 PV(kWp)	2018 CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>	2030 CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
Palma -Son Hugo (SH)	0	1200	100	110	190	-11,7
Palma-UIB	200	600	0	240	149	-6,4
Palma-Rudy Fernandez (RF)	60	400	0	126	134	-1,4
Palma - Germans Escalles-(GE)	280	400	0	116	99	-4,6
Palma - Sant Jordi (SJ)	40	500	0	36,3	249	-19,9
Sa Pobra	50.	500	40	60	121	-2,6
Inca	200	600	0	22,5	94	-30,2
Andratx	0	400	0	22,5	138	-5,1
Campos	0	300	0	30	128	-7,4

En algunos casos se podría combinar con el cambio de caldera con biomasa o biogás e incrementar la potencia de las bombas de calor. Si el resto de los edificios estudiados incrementase la superficie de paneles según el Código Técnico de la Edificación e instalase paneles fotovoltaicos con bomba de calor se podrían combinar las tecnologías para lograr una alta fracción solar y descarbonizar los edificios, llegando en algunos casos a energía positiva.

## CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

Con la tecnología actual los Centros deportivos de Mallorca pueden tener unos costes de funcionamiento casi nulos, llegando al escenario de cero emisiones. La amortización de las inversiones a realizar es inferior a 10 años, por lo tanto, es técnicamente y económicamente viable para cualquier municipio. Los resultados muestran posibles procesos que pueden reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> al 100% y descubrir escenarios futuros de construcción de energía neta cero para otros municipios e incluir esto en su objetivo de energía.



## AGRADECIMENTOS/AGRADECIMIENTOS

El autor quiere agradecer al Campus Esport, Ayuntamiento de Inca, Consell Insular de Mallorca y del IME por su ayuda para la realización de este artículo.

## REFERÊNCIAS/REFERENCIAS

E. Trianti-Stourna, et al., Energy Conservation Strategies for Sports Centers - Part B: Swimming Pools, Energy & Buildings, 27, 123-135, (1998)

Andreu Moià-Pol .Estudio de ampliación del sistema solar de una piscina climatizada en Mallorca. CIES 2018.

Andreu Moià-Pol, Ramon Pujol-Nadal, Víctor Martínez-Moll, Julian David Hertel . Retrofit of a solar system in sport center in Mallorca. SHC 2015. Energy Procedia.

Andreu Moià Pol et al. Study Case of Solar Thermal and Photovoltaic Heat Pump System for Different Weather Conditions. Proceedings of the Eurosun 2014

Christian Wintelera, Ralf Dotta, Thomas Afjeia, Bernd Hafnerb. Seasonal Performance of a Combined Solar, Heat Pump and latent heat storage. SHC 2013.

Guía de eficiencia energética en Instalaciones Deportivas. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Año 2008. [www.fenercom.com](http://www.fenercom.com)

<http://www.codigotecnico.org/>

<https://www.pactodelosalcaldes.eu>



**UTILIZACIÓN DE MATERIALES NATURALES Y RECICLADOS PARA ALCANZAR EDIFICIOS DE ENERGÍA CASI NULA. PROYECTO LIFE RENATURAL NZEB.****Gamero E.C-Z.\*, Ruiz-Roso M.V.L.\*, Trinidad MªJ.L.\*\*, García R.M.\*\*, Cuéllar S.B.\*\***

\* Dirección General de Arquitectura y Calidad de la Edificación, Junta de Extremadura, Avda. Valhondo, Mérida, 06800, (Badajoz) España, [esther.gamero@juntaex.es](mailto:esther.gamero@juntaex.es)

\*\*Centro de Investigaciones Científicas y Tecnológicas de Extremadura (CICYTEX), Junta de Extremadura, Ctra. A-V, Km 372, Guadajira, 06187, (Badajoz) España, [mariajose.trinidad@juntaex.es](mailto:mariajose.trinidad@juntaex.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2128>

**RESUMEN**

El proyecto LIFE ReNatural NZEB promueve el uso de nuevos materiales de construcción naturales y reciclados para alcanzar edificios de Consumo de Energía Casi Nulo con baja huella de carbono, en España y Portugal. El proyecto plantea cuatro fases principales de ensayo y demostración: caracterización básica de materiales naturales, caracterización técnica y mecánica de materiales y productos de construcción, ensayos a escala real en los demostradores EDEA, y experiencias de demostración: construcción de cuatro nuevas viviendas sociales en Ribera del Fresno (Badajoz); rehabilitación de un bloque de 16 viviendas sociales en el barrio de San Lázaro de Mérida; rehabilitación de cuatro viviendas sociales en el barrio de Santa Engracia de Badajoz; y rehabilitación de un edificio de uso público en La Bazana (Badajoz).

**PALABRAS CLAVE:** EECN, sostenibilidad, economía verde y circular, materiales naturales y reciclados.

**ABSTRACT**

The LIFE ReNatural NZEB project promotes the use of new natural and recycled construction materials to achieve Nearly Zero Energy Buildings with low carbon footprint, in Spain and Portugal. The project involves four main phases of testing and demonstration: basic characterization of natural materials, technical and mechanical characterization of construction materials and products, test of technologies in EDEA's real-scale construction laboratory, and demonstration projects: construction of four new social housing in Ribera del Fresno (Badajoz); rehabilitation of one block of 16 social housing in the neighborhood of San Lázaro, in Mérida; rehabilitation of four social housing in the neighborhood of Santa Engracia, in Badajoz; and rehabilitation of one public building in La Bazana (Badajoz).

**KEYWORDS:** NZEB, sustainability, green and circular economy, natural and recycled materials.

## INTRODUCCIÓN

El sector de la edificación se encuentra entre los sectores que más recursos consume en la Unión Europea. Según datos del Observatorio Europeo del Sector de la Construcción (ECSO), los edificios representan el 40% del total de la energía consumida, y producen el 35% de todas las emisiones de gases de efecto invernadero (ECSO, 2020). Además, los datos señalan que sus residuos suponen el 33% del total de los residuos generados.

Según datos extraídos del documento “*Sectoral Resource Maps*”, publicado por *EU D.G. Environment*, España es el país de la Unión Europea que más recursos consume para construcción, mientras que Portugal ocupa el 8º puesto (Mudgal, Tan, Pahal, Stefan y Brückner, 2013).

En este contexto nace el proyecto europeo *LIFE ReNatural NZEB*, con objeto de ensayar y promover el uso de materiales de construcción naturales y reciclados en edificios de consumo de energía casi nulo con baja huella de carbono; desarrollar e introducir en el mercado de la construcción materiales naturales y reciclados; promocionar y difundir los criterios de la economía verde y circular en el sector de la construcción; y desarrollar documentación y regulación técnica.

Los objetivos específicos del proyecto son:

- Desarrollar un modelo de construcción de edificios de consumo de energía casi nulo con baja huella de carbono y bajo coste, utilizando materiales naturales y reciclados.
- Introducir materiales de construcción sostenibles como el aislamiento de kenaf, materiales compuestos de cáscara de arroz o adición de cenizas de biomasa.
- Promover tecnologías de construcción sostenibles con baja tasa de mercado en España y Portugal.
- Construir 25 prototipos en edificios existentes y de nueva construcción con los materiales naturales y reciclados seleccionados en el proyecto.
- Disminuir la demanda de energía en los edificios, utilizando envolventes construidas con materiales naturales y reciclados.
- Difundir las tecnologías propuestas en el proyecto.
- Promover y difundir edificios de consumo de energía casi nulo en Portugal y España.
- Promover la economía verde y circular en el sector de la construcción, utilizando tecnologías de construcción realizadas con recursos materiales naturales y locales para mejorar la economía regional y las oportunidades sociales en las regiones participantes en el proyecto.
- Desarrollar documentación técnica, regulaciones urbanas y recomendaciones para reducir energía embebida en construcción y promover el uso de tecnologías de la construcción basadas en el reciclado.

Además de estos objetivos, el proyecto pretende alcanzar los siguientes resultados medioambientales:

- Reducción del 60% de la energía embebida y de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la construcción y rehabilitación de 25 edificios pilotos, utilizando materiales naturales y reciclados con baja industrialización.
- Reducción del 80% de demanda y consumo de energía durante el período de uso del edificio, comparado con el valor medio de los edificios en Portugal y España.
- Reducción del 20% del peso del edificio, comparado con el estándar actual de construcción.
- Reducción del 50% de los residuos producidos durante la construcción del edificio, comparado con el estándar actual de construcción.

## METODOLOGÍA

En primer lugar, el proyecto realizará ensayos de laboratorio para comprobar las características físicas y mecánicas, entre otras, de los materiales naturales seleccionados para las tecnologías de construcción.

Posteriormente, algunos de estos materiales serán ensayados a escala real en los demostradores EDEA, situados en Cáceres. Este nuevo ensayo permitirá conocer el comportamiento de los materiales en un entorno real y comprobar su resistencia térmica y acústica.

Finalmente, el proyecto desarrollará varias experiencias de demostración para comprobar y verificar el impacto del uso de los materiales naturales y reciclados. Su proceso de construcción seguirá criterios de contratación pública ecológica para incluir medidas de baja huella de carbono incluso en el proceso de gestión, preparación de la construcción, trabajos auxiliares, etc. Las experiencias de demostración seleccionadas conjugan diferentes tipos de edificios y situaciones constructivas:

- Construcción de 4 nuevas viviendas sociales en Ribera del Fresno (Badajoz).
- Rehabilitación de un bloque de 16 viviendas sociales en el barrio de San Lázaro, en Mérida (Badajoz).
- Rehabilitación de 5 viviendas sociales adosadas en el barrio de Santa Engracia, en Badajoz (Badajoz).

- Rehabilitación de un edificio público en La Bazana (Badajoz).

Después de los procesos de construcción o rehabilitación se instalarán sensores para comprobar los consumos y el confort interior, medir temperatura, humedad y calidad del aire, así como los consumos de agua y electricidad.

Tras los proyectos de rehabilitación, todos los consumos de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub> serán comparadas con la situación previa a la construcción para verificar la influencia de la intervención y el porcentaje de mejora asociado. Los proyectos de nueva construcción serán comparados con edificios construidos con soluciones estándar para monitorizar las diferencias durante la construcción y el tiempo de vida del edificio.

## ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados esperados en este proyecto se engloban en seis ámbitos:

### Impacto en la economía local y regional.

El proyecto propone el uso de tecnologías naturales y recicladas para reducir la huella de carbono del sector de la construcción.

Hay que destacar que estas nuevas tecnologías utilizarán, principalmente, productos y subproductos locales y regionales. Consecuentemente, estos nuevos usos de recursos naturales mejorarán la economía local y regional.

### Estrategias de economía verde y circular.

Todas las tecnologías propuestas están basadas en criterios de economía verde y circular. Conforme al análisis del ciclo de vida de los materiales propuestos, el proyecto aumentará la economía circular en las regiones participantes, utilizando los desechos de la agricultura y el sector de la construcción, para construir o rehabilitar edificios.

### Empleo en agricultura y construcción.

Se desarrollarán soluciones para la economía regional en el sector de la agricultura y la construcción. El Proyecto quiere crear nuevos empleos en el campo de la agricultura, para dirigir y gestionar plantaciones de kenaf y subproductos del olivo y el arroz para ser utilizado en los materiales de construcción.

También el sector de la construcción tendrá más afluencia de trabajadores con habilidades en tecnologías naturales y recicladas, aplicadas a los proyectos.

### Conciencia ambiental en el sector de la construcción.

En la actualidad, el sector de la construcción y los técnicos son conscientes de la importancia de la eficiencia energética durante el uso de los edificios, debido a la nueva legislación y las certificaciones. Sin embargo, el sector de la construcción no es consciente de la relevancia de la energía embebida y las emisiones relacionadas con los edificios, así como las ventajas de los materiales de baja huella de carbono.

Este proyecto mejorará la conciencia del sector en las regiones participantes en el proyecto y desarrollará legislación y recomendaciones para garantizar la introducción de construcciones con baja energía embebida.

### Situación del mercado de materiales naturales de la construcción.

Los materiales de construcción naturales son muy poco comunes en el sector de la construcción. Actualmente, este tipo de soluciones solo se usan para edificios donde los promotores y técnicos quieren usar materiales con baja huella.

En este ámbito, el mercado de materiales naturales y reciclados es muy pequeño y los precios, hoy en día, son superiores a los de la construcción estándar. Este tipo de materiales, en algunos casos, tienen precios similares a la construcción estándar, pero, debido a su bajo uso, es muy difícil adquirirlos y la construcción es más cara.

El objetivo más importante del proyecto es democratizar este tipo de productos e introducirlos en la cadena portuguesa y española de distribución de materiales de construcción en centros o tiendas especializadas.

### Situación del mercado de materiales reciclados de la construcción.

El reciclaje tiene una influencia positiva en la producción de materiales, para el medioambiente. El aumento de las tasas de reciclaje disminuye el impacto ambiental de su producción, con independencia del desarrollo en su consumo total por parte de la industria de la construcción.

Sin embargo, el porcentaje del material reciclado utilizado no es suficientemente conocido. El contenido reciclado es 59% para acero, 33% para aluminio y 37% para cobre, que son los metales más importantes si se tienen en cuenta los impactos y el volumen general en la Unión Europea. Hormigón, ladrillos y otros materiales voluminosos contienen

poco o ningún material reciclado (en el caso del hormigón reciclado solo puede contribuir a los agregados en el hormigón, pero no en la producción de cemento que es responsable de la mayor parte de los impactos).

Como se muestra en los análisis del ciclo de vida, utilizar materiales reciclados tiene un impacto ambiental mucho menor que el uso de materias primas vírgenes, especialmente metales. Uno de los enfoques más aplicados son los de las emisiones de gases de efecto invernadero equivalentes de CO<sub>2</sub>. El caso de los procesos que consumen mucha energía, a menudo son un indicador muy preciso de los impactos ambientales generales.

El uso creciente de materiales reciclados tiene potencial de aumentar el empleo.

#### CONCLUSIONES

En conclusión, el proyecto *LIFE ReNatural NZEB*, a lo largo de sus tres años de recorrido, quiere ensayar y promover el uso de nuevos materiales de construcción naturales y reciclados para su utilización en Edificios de Consumo de Energía Casi Nulo con baja huella de carbono, en España y Portugal.

#### REFERENCIAS

European Construction Sector Observatory (ECSO): [http://ec.europa.eu/growth/sectors/construction\\_en](http://ec.europa.eu/growth/sectors/construction_en)

S. Mudgal, A. Tan, S. Pahal, S. Stefan and M.Brückner, (2013). “Sectoral Resource Maps”, *European Commission, DG Environment*, pp. 62.

**INFRAESTRUTURA NACIONAL DE INVESTIGAÇÃO NA ÁREA DE ENERGIA:  
NZEB\_LAB - INTEGRAÇÃO DOS SISTEMAS SOLARES EM EDIFÍCIOS****Aelenei L.\*, Gonçalves H.\*, Carvalho M.J.\*, Facão J.\*, Joyce A.\*, Diamantino T.C.\*,  
Rodrigues C.\*, Salema D.\*, Rodrigues R.\***

\* Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar, 22,  
1649-038 Lisboa, Portugal, [laura.aelenei@lneg.pt](mailto:laura.aelenei@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2129>

## RESUMEN/RESUMO

NZEB\_LAB representa uma infraestrutura nacional de investigação na área da integração de sistemas de energia solar em edifícios, localizada nas instalações do Laboratório Nacional de Energia e Geologia coordenada pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) e localizada nas suas instalações do Lumiar, em Lisboa. A plataforma experimental do NZEB\_LAB oferece condições únicas para desenvolver e ensaiar sistemas inovadores de energia solar para a integração nos edifícios, como: Edifício Solar XXI a *Nearly Zero Energy (NZE) Living Laboratory*, Laboratório de Energia Solar e Laboratório de Materiais e Revestimentos. Os principais objetivos da NZEB\_LAB são desenvolver e consolidar as capacidades experimentais, o conhecimento sistemático, a investigação e inovação bem como e formar novos profissionais. No presente trabalho a equipa do projeto quer partilhar com a comunidade científica e outros stakeholders as principais atividades dos projeto, funcionamento e perspetivas futuras.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar, Integração, Edifícios de Balanço Quase Nulo de Energia

## ABSTRACT

NZEB\_LAB represents a national research infrastructure in the area of integration of solar energy systems in buildings, located at the facilities of the National Laboratory of Energy and Geology (LNEG) and located at its Lumiar facilities in Lisbon. The NZEB\_LAB experimental platform offers unique conditions to develop and test innovative solar energy systems for building integration, such as: Solar Building XXI to *Nearly Zero Energy (NZE) Living Laboratory*, Solar Energy Laboratory and Materials and Coatings Laboratory. The main objectives of NZEB\_LAB are to develop and consolidate experimental capacities, systematic knowledge, research and innovation in these fields and to train professionals. In this work the project team wants to share with the scientific community and other stakeholders the main activities of the project, operation and prospects.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Integration, Nearly Zero Energy Buildings

## INTRODUÇÃO

A principal aplicação dos sistemas solares passa pela sua integração em edifícios, quer para preparação de água quente sanitária ou aquecimento ambiente através de coletores térmicos quer pela produção local de energia elétrica através da tecnologia fotovoltaica incluindo BIPV (*building integration photovoltaics*) mas também, tecnologias híbridas como o PV/T. Um edifício NZEB (*Nearly Zero Energy Building*) é caracterizado por um desempenho energético muito elevado, por ter necessidades de energia quase nulas ou muito pequenas, cobertas principalmente por fontes de energia renováveis (produzida no local ou nas proximidades). A diretiva europeia nº 2010/31/EU prevê a obrigação dos estados membros assegurarem que os edifícios novos sejam edifícios NZEB. Na legislação nacional (Portaria nº98/2019 de 2 de abril) é pormenorizado o conceito de NZEB, e são determinadas as datas de aplicação das exigências de edifícios NZEB, sendo estas, a partir de 1 de janeiro 2019 para edifícios na propriedade de uma entidade pública e 1 de janeiro 2021 para os restantes edifícios. A integração de sistemas de energia solar em edifícios NZEB é um contributo muito importante na conceção destes edifícios sendo a existência de uma infraestrutura de investigação com este objetivo um suporte importante para que se possam atingir as metas legais já estabelecidas (diretiva nº 2010/31/EU, portaria nº98/2019 de 2 de abril) e também desenvolver sistemas que venham a responder às necessidades de reabilitação de edifícios e às metas que serão estabelecidas para as mesmas. No âmbito do próximo programa quadro de apoio à investigação – Horizonte Europa – prevê-se como um dos pilares do programa as Missões, estando definidas entre outras as missões para “Adaptação às alterações climáticas, incluindo transformação societal” e “Cidades inteligentes e com impacto neutro no clima” nas quais existe uma clara relação com os objetivos desta infraestrutura de investigação.

A visão da Infraestrutura de investigação NZEB\_LAB centra-se na consolidação da capacidade experimental e criação dum laboratório com características únicas ao nível nacional, mas também Europeu no domínio da Energia Solar e a sua integração no ambiente construído, na perspetiva do conceito (NZEB) e a integração no ambiente urbano, na perspetiva do conceito *Positive Energy Districts* (PED). Através da investigação desenvolvida pelo projeto NZEB\_LAB, a estratégia da infraestrutura de investigação visa desenvolver e promover soluções ótimas para alcançar padrões de energia zero em edifícios. Em comparação com a prática real de novas construções, os NZEBs exigem um equilíbrio bem dominado entre a procura de energia minimizada e o uso de energia renovável para compensar as necessidades de energia restantes. Nos últimos anos, novos desafios para o NZEB foram considerados, a fim de preparar um design inovador para uma nova geração de NZEB. A nova geração de NZEB deve ser preparada para ser flexível por meio de seu design, a integração de sistemas de automação predial pode desempenhar um papel importante para a realização de edifícios flexíveis com desempenho quase zero de energia. O projeto é apoiado também por soluções de flexibilidade como sistemas de armazenamento e mobilidade, algoritmos de automação apropriados e design para garantir o desempenho energético para atender à intenção do projeto original do edifício sem comprometer o conforto e a eficiência dos ocupantes de maneira económica e ambientalmente correta. Espera-se que essas soluções também facilitem o uso inteligente do potencial de flexibilidade em diferentes edifícios sem comprometer o conforto e demonstrem a flexibilidade, prontidão do edifício e energia.

### NZEB\_LAB: Descrição

O projeto NZEB\_LAB integra o Roteiro Nacional das Infraestruturas de Investigação de interesse estratégico (FCT, 2020) que sustentem os avanços científicos e tecnológicos e reforcem a capacidade da comunidade de I&D em Portugal, por forma a fomentar a sua participação ativa em projetos europeus e internacionais, iniciativa apoiada pela Fundação para a Ciência e Tecnologia (FCT). NZEB\_LAB integra infraestruturas laboratoriais na área dos sistemas solares térmicos e fotovoltaicos, capazes de integrar e ensaiar em laboratório e em ambiente real, novos sistemas solares a integrar em edifícios, numa perspetiva dos denominados “Net Zero Energy Buildings”. O objetivo principal do NZEB\_LAB é desenvolver as capacidades experimentais, o conhecimento sistemático, a investigação e a inovação nestes domínios e formar profissionais de alto nível. A plataforma RI oferece condições únicas para desenvolver e ensaiar sistemas inovadores de energia solar para a integração nos edifícios, como: Edifício Solar XXI, Laboratório de Energia Solar e Laboratório de Materiais e Revestimentos do LNEG. Quer no contexto nacional, quer internacional (Europeu), a infraestrutura NZEB\_LAB constitui uma referência, participando em consórcios nacionais e internacionais na apresentação de propostas e em projetos de investigação como demonstração, benchmarking e utilização.

### Edifício Solar XXI

O edifício Solar XXI, ilustrado na Figura 1, construído em 2006, é a sede do laboratório de energia do LNEG (Laboratório de Energia e Geologia) e um projeto demonstrador em si de um edifício NZEB. O edifício encontra-se localizado em Lisboa e tem uma área de 1500 m<sup>2</sup>, pela qual 1200 m<sup>2</sup> são aquecidos, distribuídos por 3 andares que contém gabinetes, laboratórios e instalações de ensaio. O edifício Solar XXI integra várias soluções passivas de



redução de necessidades energéticas, tanto para o Inverno como o Verão. Neste projecto, a consolidação da capacidade de ensaio à saída do Solar XXI foi incrementada.



Fig. 1 Plataforma experimental Edifício Solar XXI

Por um lado, a nível do edifício, foi instalado um sistema detalhado de monitorização e gestão (Fig.2) em todos os espaços do edifício, monitorizando o consumo e produção de energia, conforto térmico (temperatura e humidade), níveis de CO<sub>2</sub>. Uma estação meteorológica foi instalada na cobertura do edifício bem como um sistema de gestão de energia.

Por outro lado, dois gabinetes do Solar XXI foram transformados em salas de ensaio (laboratórios) onde estão instalados protótipos de elementos da fachada. Além disso, nestas duas salas de ensaio foi instalado um conjunto de sensores e atuadores que permitem o controlo dos sistemas instalados e a monitorização detalhada das respectivas variáveis.



Fig.2 SolarXXI: sistema de monitorização e controlo

### Laboratório de Energia Solar

O Laboratório de Energia Solar (LES), (Fig.3) tem como missão o desenvolvimento de atividades metrológicas (processos físicos) relativas à Energia Solar para caracterização de sistemas térmicos (e seus componentes), ativos e passivos, desde a captação ao fornecimento de energia térmica (frio e calor) com vista, quer ao desenvolvimento normativo, quer ao desenvolvimento e à qualificação de produtos. As atividades são tendencialmente desenvolvidas de acordo com a referência normativa NP EN ISO/IEC 17025 (Acreditação de Laboratórios de Ensaio). O LES participa ainda em estudos de pré-normalização e normalização a nível europeu e internacional e acompanha a atividade normativa da CT54, CEN TC 312, ISO TC 180 e IEC TC 117. A atual versão da norma ISO 9806 abrange os coletores de fachada, o LES pode agora dar um contributo para a caracterização de novos elementos de fachada para integração em edifícios. Os investimentos NZEB\_LAB para o LES têm como principais objetivos: garantir o cumprimento de todos os requisitos das normas atuais e consolidar os requisitos para ensaio de coletores que operam a gamas de temperatura mais elevadas. O circuito hidráulico de ensaio de coletores foi adaptado de forma a minimizar o consumo de água da rede e para trabalhar a temperaturas mais elevadas. Foi adquirido um novo seguidor solar de forma a realizar o ensaio de rendimento de coletores solares aproveitando melhor a incidência de radiação. Está em fase de conclusão uma adaptação do circuito hidráulico do ensaio de sistemas solares de forma a eliminar o consumo de água da rede. Adicionalmente, estão a ser planeadas novas capacidades de ensaio, com a contribuição de projetos sob a égide do NZEB\_LAB, nomeadamente duas células de ensaio para componentes de fachada. As células de ensaio são: uma célula de referência com uma parede de alvenaria a implementada na fachada sul e uma célula com uma parede composta por nanofluidos a ser implementada na fachada sul. A parede com nanofluidos terá um comportamento termorregulador com ajuda de duas bombas submersíveis instaladas no interior e no exterior das cavidades. A parede será feita em chapas acrílicas transparentes e com 50 mm de isolamento térmico com cortiça

aglomerada. A espessura da parede do fluido será de 120 mm. O protótipo experimental será instrumentado para medir temperaturas dentro das cavidades, temperaturas do ar dentro das células e condições ambientais exteriores (temperatura, irradiância e vento).



Fig. 3 Plataforma experimental Laboratório de Energia Solar

### Laboratório de Materiais e Revestimentos

O Laboratório de Materiais e Revestimentos (LMR), (Fig.4) é um centro especializado em corrosão, proteção anticorrosiva de materiais e revestimentos e na sua durabilidade. Este Laboratório tem como missão desenvolver atividades de I&D e prestar serviços avançados para a Indústria em termos de projetos, peritagens, consultoria, estudos e ensaios. Estas atividades estão particularmente direcionadas para a durabilidade de materiais para sistemas de energia.



Fig. 4 Plataforma experimental Laboratório de Materiais e Revestimentos

O LMR é um laboratório de ensaios acreditado segundo a NP EN ISO/IEC-17025:2005 com Certificado de Acreditação N.º L0698 do IPAC. Os ensaios acreditados, encontram-se disponíveis em [http://www.ipac.pt/pesquisa/ficha\\_lae.asp?id=L0698](http://www.ipac.pt/pesquisa/ficha_lae.asp?id=L0698). No âmbito das suas áreas de intervenção, o LMR desenvolve igualmente outras atividades complementares de ciência e tecnologia, como sejam: divulgação científica nacional e internacional (Edição da Revista “Corrosão e Proteção de Materiais”, publicação de artigos, livros e guias, participação e organização de encontros técnico-científicos); apoio à normalização nacional e internacional; formação avançada como suporte às universidades e também específica para empresas. No âmbito do NZEB\_LAB foi adquirido um microscópio digital para consolidar as capacidades de ensaio do laboratório na caracterização de materiais e revestimentos utilizados na infraestrutura, mas também para aumentar os serviços externos a fornecer pela infraestrutura NZEB\_LAB. O microscópio digital é um instrumento ideal para análise e documentação de peças e amostras durante a investigação e desenvolvimento, inspeção, controlo de qualidade, bem como análise de falhas.

### NZEB\_LAB: Objetivos e Atividades previstas

O objetivo principal do NZEB\_LAB é desenvolver as capacidades experimentais, o conhecimento sistemático, a investigação e a inovação no domínio de integração da energia solar nos edifícios e edifícios NZEB. A plataforma RI oferece condições únicas para desenvolver e ensaiar sistemas inovadores de energia solar para a integração nos edifícios, como: Edifício Solar XXI, Laboratório de Energia Solar e Laboratório de Materiais e Revestimentos do

LNEG. Desta forma e para o melhor aproveitamento das condições que NZEB\_LAB proporciona, um conjunto de atividades foram delineadas para atingir os objetivos específicos propostos. Os objetivos específicos e as atividades correspondentes são ilustrados na Fig. 5.

NZEB_LAB PRINCIPAIS ATIVIDADES	OBJETIVOS ESPECIFICOS	REPARTIÇÃO ATIVIDADES
A1 Coordenação, Consolidação, Disseminação, Formação	Management and access to the testing facilities in the four main areas of research	A1.1 Coordination: internal coordination activities, coordination with future European infrastructures, joint management access of European infrastructures
	Common standards, testing procedures, harmonization for Solar Energy Systems (SES) towards NZEB	A1.2 Consolidation of existing testing capacities and establishment of new ones; Accreditation
	Common knowledge, dissemination and sharing within Portuguese community	A1.3 Dissemination, internal and external communication
	Training of the scientific community	A1.4 Training and exchange activities for scientist
A2 Investigação	Desenvolvimento de soluções inovadoras para integração dos sistemas de energia solar em fachadas, com alta fração solar e melhor desempenho térmico e durabilidade	A2.1 Investigação experimental sistemas inovadores de energia solar (laboratório e ambiente real - integradas no edifício) A2.2 Identificação de parâmetros para caracterização de componentes e sistemas testados
	Desenvolvimento e otimização de algoritmos para gestão de energia inteligente de energia fornecida e utilizada	A2.3 Novos conceitos de sistemas de energia solar integrados como solução para novos edifícios e reabilitação
	Definição de um conjunto de parâmetros chave para a caracterização de componentes e sistemas de energia integrados	A2.4 Investigação pré-normativa e transferência de tecnologia
	Modelação numérica e simulação de sistemas solares de energia, incluindo modelação ótica, térmica e elétrica Melhorar e consolidar a qualidade dos serviços prestados pela infraestrutura	
A3 Acesso e oferta de serviços	Acelerar o desenvolvimento de novas tecnologias solares integradas, validação do desempenho e qualidade dos produtos	A3.1 Acesso e utilização A3.2 Oferta de serviços

Fig. 5. NZEB\_LAB: Atividades e objetivos

### NZEB\_LAB: Estratégia e implementação

#### Estratégia de funcionamento NZEB LAB

Deste o início NZEB\_LAB adotou uma estratégia (Fig. 6) de desenvolvimento e coordenação e comunicação com vários *stakeholders* externos (indústria, comunidade científica e académica) que visa não só resultados de investigação, mas também a oferta de serviços e condições de acesso.



Fig. 6. NZEB\_LAB: Estratégia de funcionamento

#### Implementação: exemplos nas três atividades principais

##### **A1 Coordenação, Consolidação, Disseminação, Formação**

Um dos primeiros resultados do NZEB\_LAB foi o desenvolvimento da página web do projeto para comunicação e melhor disseminação das actividades. A estrutura da informação da página é ilustrada na Fig.7.

Um primeiro curso de formação foi desenvolvido em colaboração com a Universidade Nova de Lisboa, no âmbito da Pós-graduação “Engenharia das Fachadas” com o título “Building Integration of Solar Energy”.

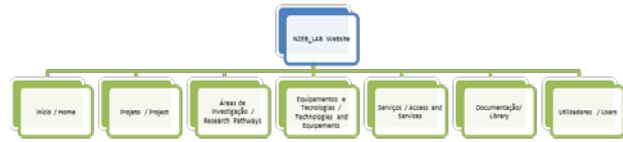
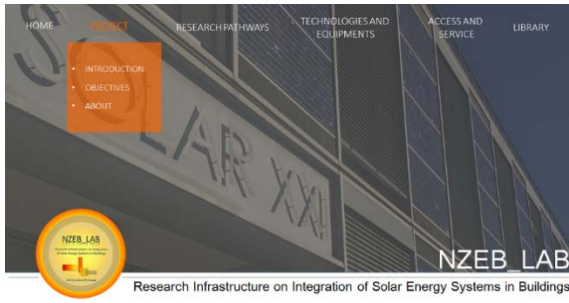


Fig. 7. NZEB\_LAB: página web

O curso com uma duração de 18h, incluiu tópicos variados e complementares, conteúdos sobre energia solar em Portugal, integração de sistemas solares térmicos e painéis fotovoltaicos, soluções passivas de fachadas solares, durabilidades dos materiais, sistemas solares para aquecimento e arrefecimentos, exemplos, caso de estudos e visita técnica nas instalações do NZEB\_LAB. A publicitação do curso e os conteúdos são ilustrados na Fig.8.

**NZEB\_LAB TRAINING SCHOOL 1**  
Building integration of solar energy

	CARGA HORÁRIA (h)	FORMADOR	
NZEB (introdução)	2	Heider Gonçalves Laura Aelenei	M1
Energia Solar	1	Maria João Carvalho António Joyce	M2
Soluções passivas e integração em fachadas	2	Heider Gonçalves Laura Aelenei	M3
Colectores solares térmicos e integração em fachadas	2	Maria João Carvalho	M4
Módulos PV e integração em fachadas	3	António Joyce Carlos Rodrigues	M5
Durabilidade dos materiais (metálicos)	2	Terese Diamantino Cristina Ferreira	M6
Sistemas solares para aquecimento e arrefecimento	2	Jorge Facção	M7
NZEB exemplos e casos de estudo	2	Heider Gonçalves Laura Aelenei	M8
Visita técnica (LES, LMR)	2	Maria João Carvalho Carlos Rodrigues	M9
	<b>18.0</b>		

Fig. 8. NZEB\_LAB: Curso de formação

### A2 Investigação Experimental

As atividades de investigação desenvolvidas correspondam por um lado aos objetivos específicos propostos no âmbito do NZEB\_LAB e que dizem respeito a integração de sistemas de energia solar em fachadas, mas também aos objetivos enquadrados em vários projetos de investigação em áreas adjacentes e enquadrados sob o chapéu no NZEB\_LAB.

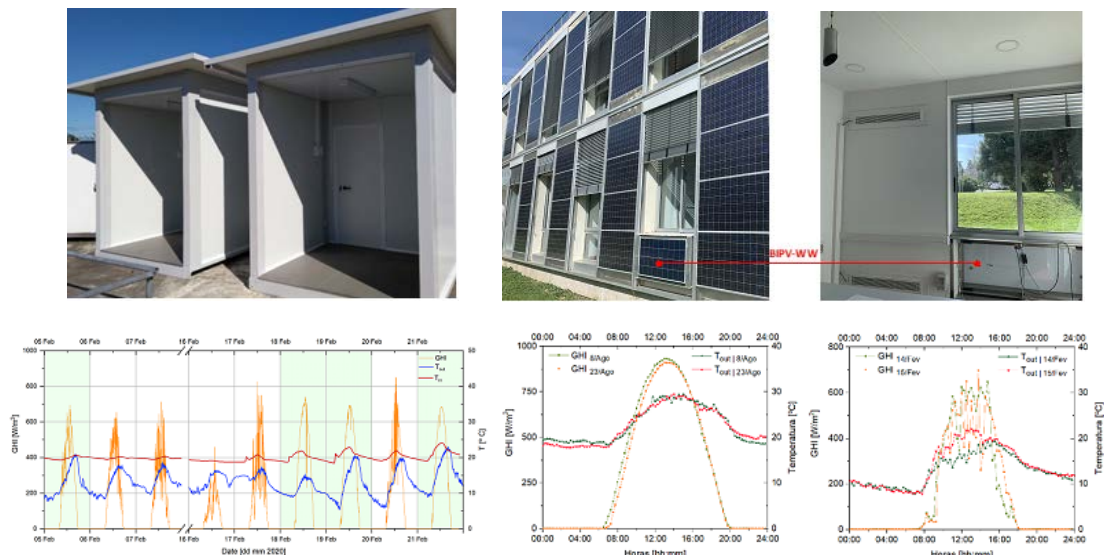


Fig. 9. NZEB\_LAB: Investigação experimental (células de test, Test Rooms, protótipos de fachada)

Na Figura 9 são ilustrados a plataformas experimentais, células test preparadas para integrar elementos de fachada

solares, os *Test Rooms* do SolarXXI com integração de sistema solar com armazenamento através de tanque de água, *BIPVT-Water*. Estes sistemas são testados em ambiente real, ao longo do ano e em varias configurações para analisar o melhor desempenho do sistema em varias condições.

### A2 Investigação Numérica

Em paralelo com a investigação experimental, um conjunto de estudo numéricos foram e continuam a ser desenvolvidos (Fig.10). Os estudos numéricos visam analisar o comportamento térmico do sistema (BIPVT com água ou com isolamento) tendo em conta varias configurações e modos de funcionamento (ventilado, fechado). Como é preciso de uma análise mais detalhada foi utilizada a ferramenta ANSYS-Fluent (Ansys, 2011) para ter uma imagem mais clara sobre o campo de temperaturas e velocidade do ar dentro da caixa de ar incorporada.

Com base nos resultados obtidos através das simulações numéricas dos protótipos, o estudo numérico das salas e edifício foi desenvolvido para avaliar a influencia destes sistemas no comportamento de uma sala e do edifício e utilizando ferramenta de simulação dinâmica dos edifícios.

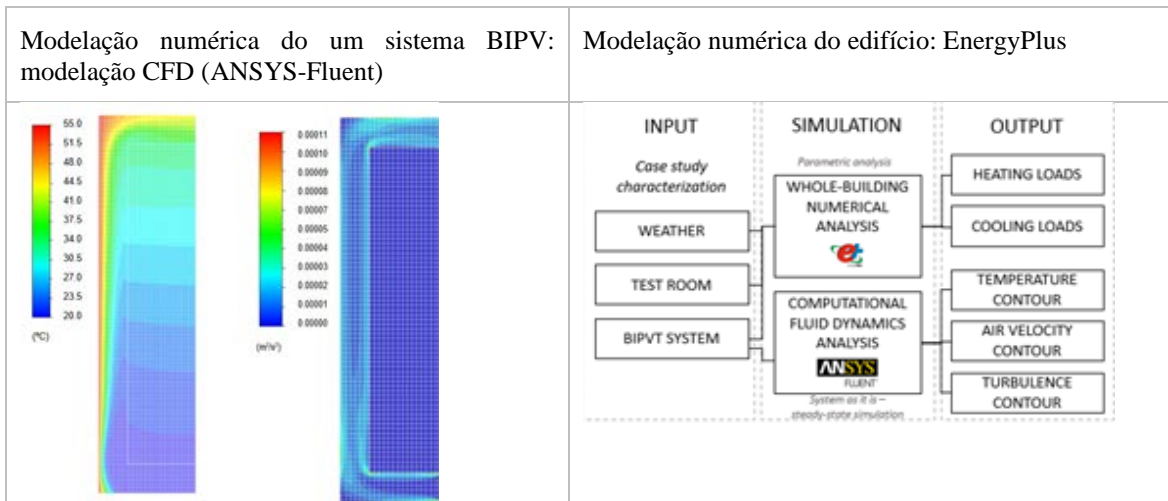


Fig. 10. NZEB\_LAB: Investigação numérica (Bot et al, 2020)

### A3 Acesso e oferta dos serviços

Através das capacidades experimentais integradas no NZEB\_LAB incluindo infraestruturas, equipamentos, pessoal qualificado, o NZEB\_LAB esta preparada para oferecer acesso e serviços para diferentes categorias de utilizadores representantes da indústria ou centros de investigação, academia.

DESCRIPTION OF THE INFRASTRUCTURE	DESCRIPTION OF THE INFRASTRUCTURE
<p>Name of the infrastructure: NZEB_LAB</p> <p>Location (town, country): LUS, Pólo do Lumiar, Lisbon, Portugal</p> <p>Website or email contact: <a href="http://www.lisecp.pt">www.lisecp.pt</a></p> <p>Legal name of the organization operating the infrastructure: LISREC</p> <p>Location:</p>	<p>Name of the infrastructure: LIS</p> <p>Location (town, country): LISREC, Pólo do Lumiar, Lisbon, Portugal</p> <p>Website: <a href="http://www.lisecp.pt">www.lisecp.pt</a></p> <p>Legal name of the organization operating the infrastructure: LISREC</p> <p>Location:</p>
<p><b>SERVICE PROVIDED</b></p> <p>Service Name: Test of PV modules under on-site natural conditions</p>	<p><b>SERVICE PROVIDED</b></p> <p>Service Name: Thermal Performance Testing of Collectors</p>
 <p><b>Associated equipment:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Curve tracer PV95020C, IPRM 1040C</li> <li>- Back surface temperature sensors</li> <li>- Irradiance sensors, PV reference cells and pyranometers</li> </ul> <p><b>Method:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Test of PV modules, strings or arrays. Measurement of photovoltaic current-voltage (I-V) Curves) characterized under on-site conditions and their translation to standard test conditions (STC).</li> <li>- For a particular module, on-site measurements transferred to STC can be directly compared with results previously obtained in a laboratory or factory.</li> <li>- IEC 60904-9 Photovoltaic devices - Part 9: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics</li> <li>- IEC 61828 Photovoltaic (PV) Array - On-site measurement of current-voltage characteristics</li> </ul> <p><b>Deliverables:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Test report with measured performance characteristics and performance characteristics expected under Standard Test Conditions. Includes the description of the test environment, weather conditions, location of sensors and possible sources of errors (reflections, shading, ...)</li> </ul> <p><b>Testing period (weeks/year):</b> To be defined</p> <p><b>Costs:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- On request</li> </ul> <p><b>Contact:</b> Carlos Rodriguez, <a href="mailto:carlos.rodriguez@lisecp.pt">carlos.rodriguez@lisecp.pt</a></p>	 <p><b>Associated equipment:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Test bench for thermal performance measurement of solar thermal collectors</li> </ul> <p><b>Method:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- According to ISO 9806 (section 19)</li> </ul> <p><b>Deliverables:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Test report with the Thermal Performance characterization of the collector according to ISO 9806</li> </ul> <p><b>Testing period (weeks/year):</b> To be defined</p> <p><b>Costs:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- On request</li> </ul> <p><b>Contact:</b> Maria João Carvalho, <a href="mailto:mjcarvalho@lisecp.pt">mjcarvalho@lisecp.pt</a></p>

Fig. 11. NZEB\_LAB: Exemplos de fichas de acesso e serviço

A infraestrutura desenvolveu um plano bem definido para o acesso e oferta de serviços, para cada serviço sendo publicadas fichas de acesso e as respetivas condições e detalhes técnicos correspondes aos serviços oferecidos em todas as áreas de atuação do NZEB\_LAB (edifícios e integração em fachadas, sistemas solares térmicos e fotovoltaicos, materiais) (Fig.11).

### COMENTÁRIOS FINAIS

NZEB\_LAB integra o Roteiro Nacional das Infraestruturas de Investigação de interesse estratégico que sustentem os avanços científicos e tecnológicos e reforcem a capacidade da comunidade de I&D em Portugal, por forma a fomentar a sua participação ativa em projetos europeus e internacionais, iniciativa apoiada pela Fundação para a Ciência e Tecnologia (FCT). NZEB\_LAB representa uma infraestrutura nacional de investigação na área da integração de sistemas de energia solar em edifícios, única ao nível nacional, pelas suas plataforma experimentais, sobretudo representada pelo edifício SolarXXI, edifício NZEB transformado num laboratório vivo, através do envolvimento e interação directa dos seus utilizadores, mas também do sistema de gestão inteligente implementado para reduzir ainda mais os consumos energéticos e otimizar o aproveitamento e uso da produção renovável integrada no edifício. No presente trabalho a equipa do projeto quer partilhar com a comunidade científica e outros stakeholders as principais atividades dos projeto, funcionamento e perspetivas futuras, estratégias de acesso e utilização desta plataforma experimental.

### AGRADECIMENTOS

O projeto “NZEB\_LAB – Research Infrastructure on Integration of Solar Energy Systems in Buildings” (Ref. LISBOA-01-0145-FEDER-022075)” é financiado por fundos nacionais através da FCT/MCTES (PIDDAC) e co-financiado pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) do Programa Operacional Regional de Lisboa.

### REFERÊNCIAS

Roteiro Nacional de Infraestruturas de Investigação: [https://www.fct.pt/media/docs/Portuguese Roadmap Infrastructures2020.pdf](https://www.fct.pt/media/docs/Portuguese_Roadmap_Infrastructures2020.pdf) [Accessed 12 September 2020]

Ansys, I. (2011) ANSYS FLUENT theory guide, Canonsburg, Pa., 794

Bot, K.; Aelenei, L.; Gomes, M.G.; Silva, C.S. (2020); Assessment of a Building Integrated Photovoltaic Thermal System in Mediterranean Climate—A Numerical Simulation Approach; Energies, Vol.13, Issue 11

**MODELAGEM TRIDIMENSIONAL DO EDIFÍCIO ACAIACA: AVALIAÇÃO BIOCLIMÁTICA DE UMA OBRA MODERNISTA BRASILEIRA.**

**LIMA M.L.\*, MELO J.C.\*\*, MELO S.C.\*\*\***

\* Professora Dra. do Curso Técnico de Computação Gráfica, IFPE (Instituto Federal de Pernambuco), av. Fagundes Varela, 375, Jardim Atlântico, Recife-PE, CEP 53140-080, Brasil, [livia.lima@olinda.ifpe.edu.br](mailto:livia.lima@olinda.ifpe.edu.br)

\*\* Aluno do Curso Técnico de Computação Gráfica, IFPE (Instituto Federal de Pernambuco), av. Fagundes Varela, 375, Jardim Atlântico, Recife-PE, CEP 53140-080, Brasil, [juniormelo.cg@gmail.com](mailto:juniormelo.cg@gmail.com)

\*\*\* Aluna do Curso Técnico de Computação Gráfica, IFPE (Instituto Federal de Pernambuco), av. Fagundes Varela, 375, Jardim Atlântico, Recife-PE, CEP 53140-080, Brasil, [sofiamicdc@gmail.com](mailto:sofiamicdc@gmail.com)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2130>

**RESUMO**

Delfim Amorim, arquiteto modernista do edifício Acaiaca, utilizou arranjos bioclimáticos construtivos (peitoril ventilado, generosas aberturas, brises verticais fixos e cobogós), a fim de otimizar o aproveitamento dos recursos naturais (ventilação natural e iluminação natural) dentro do edifício e promover o conforto ambiental aos usuários. O objetivo do artigo é através da modelagem tridimensional do edifício Acaiaca (utilizando o *software Blender*), avaliar os arranjos construtivos, que possam promover a qualidade bioclimática do edifício. Para o desenvolvimento da pesquisa foi realizado o percurso metodológico: *Coleta documental e pesquisa bibliográfica do Acaiaca; Visita ao edifício; Aprofundamento teórico sobre qualidade ambiental e arquitetura bioclimática; Análise da qualidade ambiental do Acaiaca*. Constatou-se que o edifício possui uma série de dispositivos bioclimáticos, o que contribuiria no controle do desperdício de energia e na qualidade ambiental do edifício, no entanto alguns moradores intervíram nesses arranjos obstruindo as aberturas (peitoril ventilado e brises verticais), modificando o desempenho do edifício.

**PALAVRAS-CHAVE:** Edifício Acaiaca, arquitetura moderna e bioclimatismo.

**ABSTRACT**

Delfim Amorim, modernist architect of the Acaiaca building, used constructive bioclimatic arrangements (ventilated sill, generous openings, fixed vertical windshields and cobogós), in order to optimize the use of natural resources (natural ventilation and natural lighting) within the building and promote comfort to users. The objective of the article is through the three-dimensional modeling of the Acaiaca building (using the Blender software), to evaluate the construction arrangements, which can promote the building's bioclimatic quality. For the development of the research, the methodological path was carried out: *Documentary collection and bibliographic research of Acaiaca; Visit to the building; Theoretical deepening on environmental quality and bioclimatic architecture; Analysis of the environmental quality of Acaiaca*. It was found that the building has a series of bioclimatic devices, which would contribute to the control of energy waste and the environmental quality of the building, however some residents intervened in these arrangements by blocking the openings (ventilated sill and vertical breezes), modifying the performance of the building.

**KEYWORDS:** Acaiaca building, modern architecture and bioclimatism

## INTRODUÇÃO

Pode-se dizer que a preocupação com o conforto ambiental foi uma marca da arquitetura moderna, e por isso, seus edifícios tinham a intenção de integrar-se com o entorno e buscavam promover uma melhoria na qualidade ambiental através de seus dispositivos construtivos. O Recife possui um valioso patrimônio da chamada [Arquitetura Moderna](#). Segundo Naslavsky (2003) na produção pernambucana (1945-1970) os principais protagonistas que atuam em Pernambuco a partir de 1951 são os arquitetos Acácio Gil Borsoi (formado em 1949 na FNA) e Delfim Fernandes Amorim (português, formado na Escola do Porto, em 1947). No Recife, como em várias cidades brasileiras, a modernização urbana antecedeu o debate sobre a modernização da arquitetura preparando-lhe, ao mesmo tempo, um terreno favorável.

O arquiteto Delfim Fernandes Amorim, tendo emigrado ainda sob a égide tardia do racionalismo moderno de origem corbusieriana é influenciado pela Arquitetura Moderna Brasileira. Delfim Amorim desenvolve um verdadeiro tipo de casas unifamiliares com telhados em laje de concreto pouco inclinadas cobertas com telhas cerâmicas (SILVA, 1994). A nova maneira de pensar e fazer arquitetura introduzida no início do século XX com o surgimento da arquitetura moderna articulada de acordo com os cinco pontos principais – pilotis, terraço jardim, planta e fachadas livres e janela em fita (BRUAND, 2000) – trouxe consigo um desafio: repensar como a arquitetura lida com as conseqüências das novas atitudes projetuais para o conforto ambiental. A tentativa de adequação ambiental, ou seja, o aproveitamento dos recursos naturais (ventilação e iluminação natural), se deu através da arquitetura bioclimática. Esse propósito permite uma melhoria na qualidade ambiental do edifício, assim como, uma redução do consumo de meios mecânicos de refrigeração e de iluminação, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do ambiente construído. Os dispositivos construtivos buscavam solucionar problemas de desconforto térmico, acústico e lumínico. Como exemplo são os longos beirais, adotados na arquitetura moderna, que tinham a intenção de proteger da chuva e da incidência solar direta no edifício. Outros bons exemplos são os pilotis livres no pavimento térreo de um edifício que promovem a varredura de ar e impedem alguns futuros problemas de humidade no edifício.

O termo “arquitetura bioclimática” surgiu na década de 1960, a partir de pesquisas de Aladar e Victor Olgyay (OLGYAY, 1998). Esta consiste na adequada e harmoniosa relação entre ambiente construído, clima e seus processos de troca de energia, tendo como objetivo final o conforto ambiental humano. Mais do que parte do movimento ecológico mundial que se seguiu posterior, o bioclimatismo é uma das concepções que mais reforçam e contribuem para a eficiência térmico-energética de um edifício.

A concepção arquitetural do bioclimatismo, que correspondem aos próprio ambiente construído atuando como mecanismo de controle das variáveis do meio, através de sua envoltória (paredes, pisos e coberturas), seu entorno (água, vegetação, sombra, solo) e, ainda, através do aproveitamento dos elementos e fatores do clima para o melhor controle do vento e do sol (Bustos Romero, 2011).

Compreende-se a arquitetura bioclimática como a adequação do edifício às condições climáticas da região em que se encontra o empreendimento, proporcionando a eficiência térmica energética do edifício. É desta forma que se acredita que a utilização dos arranjos bioclimáticos, baseando-se no aproveitamento dos recursos passivos (naturais) de climatização dos espaços edificados quando o rigor do clima não é extremo, favorece diretamente no conforto térmico dos edifícios. O aproveitamento da ventilação e da iluminação natural na edificação subsidiará uma redução do consumo de meios mecânicos de refrigeração e de iluminação, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do ambiente construído. A bioclimatologia trata da relação entre o usuário e as condições climáticas, de modo que a arquitetura torne-se um “filtro” das condições exteriores, com a adequada envoltória.

A partir do acervo dos arquitetos modernistas da cidade do Recife pode-se constatar preocupações com a adequação ambiental dos edifícios a partir de alguns dispositivos construtivos, como é o caso do “peitoril ventilado” utilizado no edifício Acaiaca por Delfim Amorim, onde todos os cômodos voltados para o mar são refrescados pelo dispositivo. Outros dispositivos bioclimáticos foram utilizados na fachada oeste, como brises verticais fixos e combogós (protetor solar misto- horizontal e vertical), que permitem a proteção solar da radiação direta e a entrada da ventilação natural. Um dos edifícios residenciais emblemáticos da arquitetura moderna pernambucana é o Acaiaca, no qual se destacou na paisagem litorânea por sua dimensão, verticalidade e simplicidade volumétrica. Localizado na avenida Boa Viagem no final dos anos 50, projetado pelo arquiteto Delfim Amorim e Lúcio Estelita, com o propósito de uma residência de veraneio na época, acabou se tornando residência urbana. O edifício possui 11 pavimentos com 44 apartamentos divididos em dois blocos. O edifício possui características marcantes do modernismo que são as grandes aberturas constituída pelas janelas horizontais contínuas voltadas para a fachada principal com vista para o mar, a aplicação de azulejos no revestimento das fachadas desenhadas por Delfim Amorim e o uso do peitoril ventilado. O dispositivo do peitoril ventilado é um elemento construtivo localizado abaixo da janela que possui uma abertura protegida contra chuva e permite uma ventilação constante no interior do apartamento, podendo promover uma melhoria no conforto térmico do edifício.

Em tempos onde as discussões climáticas estão cada vez mais em alta, estudar o edifício Acaiaca a partir da sua implementação no terreno, orientação, tipologia da planta baixa e seus elementos construtivos são fundamentais para compreender se os dispositivos bioclimáticos são realmente eficientes no conforto térmico e podem promover qualidade ambiental do edifício.



A utilização da modelagem 3D irá auxiliar na análise de tais recursos, pois as maquetes virtuais dão parâmetro de visualização, já que são construções tridimensionais de qualquer objeto. Para este trabalho em específico foi escolhido o *software* de modelagem 3D, *Blender*, já que é possível conseguir resultados mais próximos do fotorrealismo com o renderizador *cycles*, que é encontrado dentro do próprio *software*, além de trazer diversos *plug-ins* que podem facilitar a análise dos fatores bioclimáticos, como, por exemplo, a iluminação natural.

O objetivo do artigo é através da modelagem tridimensional do edifício Acaiaca (utilizando os *softwares* *AutoCAD* e *Blender*), avaliar os arranjos contrutivos, que possam promover a qualidade bioclimática do edifício.

## METODOLOGIA

Para o desenvolvimento da pesquisa foi realizado o seguinte percurso metodológico para alcançar os objetivos da pesquisa:

### 1. Coleta documental e pesquisa bibliográfica do Acaiaca:

Neste primeiro momento foi realizada uma coleta documental e pesquisa bibliográfica do Acaiaca que será modelado, através de livros e artigos que tivessem imagens da planta-baixa do edifício. Como produto dessa etapa obteve-se um acervo arquitetônico (através da digitalização do projeto em 2D e 3D) do Acaiaca. Uma das dificuldades foi encontrar uma planta-baixa que tivesse a localização e o tamanho das esquadrias. Só foi possível conseguir essa informação na visita ao edifício.

### 2. Visita ao edifício

Foi realizada uma visita técnica no edifício, a fim de localizar a posição das esquadrias e conversar com algum morador que pudesse localizar as esquadrias dentro da unidade habitacional. O porteiro informou que não teríamos acesso a nenhum morador e o síndico não estava. Atualmente estão trocando as esquadrias da fachada principal, sendo assim conversamos com o mestre de obras que ajudou a posicionar as esquadrias, pois tinha entrada em alguns apartamentos. Foi possível acessar apenas as áreas comuns do edifício.

### 3. Aprofundamento teórico sobre qualidade ambiental e arquitetura bioclimática:

O aprofundamento teórico sobre qualidade ambiental e arquitetura bioclimática permitiu a conceituação e os principais preceitos que envolvem desempenho ambiental e bioclimático nas edificações. O entendimento destes conceitos resultou como produto uma leitura crítica da qualidade ambiental do Acaiaca.

### 4. Análise da qualidade ambiental do Acaiaca.

Com a análise arquitetônica do Acaiaca e o aprofundamento teórico acerca dos principais aspectos analisados (qualidade ambiental e princípios bioclimáticos), foi possível através da modelagem tridimensional realizar uma análise crítica do edifício. O intuito foi entender as soluções projetuais (implementação no terreno, orientação, tipologia da planta baixa e seus elementos construtivos) adotadas por Delfim Amorim que promoveu uma melhoria na qualidade ambiental, influenciando nas condições de conforto do usuário.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

O primeiro momento da pesquisa foi a elaboração da modelagem 3D do edifício Acaiaca no *software* *Blender*. Com o auxílio da planta baixa disponibilizada no livro *Delfim Amorim – Arquiteto* foi possível criar um modelo da planta no *AutoCAD* e então exportar para o *Blender* (ver Figura 1), para assim ter as medidas exatas do edifício na maquete eletrônica. Foram modelados o pavimento térreo e o primeiro pavimento, já que no edifício os outros dez pavimentos habitacionais são iguais, ver (Figuras 2 e 3).

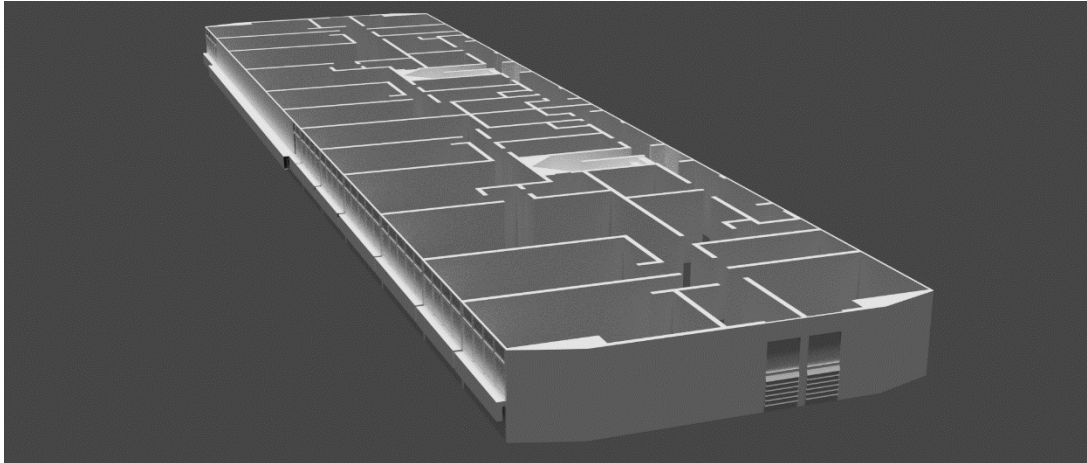


Fig. 1. Modelagem inicial do pavimento do edifício. Renderização inicial de teste.  
Fonte: o autor.



Fig. 2. Modelagem tridimensional do edifício Acaiaca  
Fonte: o autor



Fig. 3. Modelagem do Jardim do entorno do edifício Acaiaca.  
Fonte: o autor

O edifício possui dois elevadores sociais e dois de serviço. Cada elevador social atende dois apartamentos e os de serviço acessam exclusivamente as áreas de serviço. Percebe-se a divisão de classe social no próprio traçado do projeto arquitetônico. Em cada pavimento há 4 apartamentos, sendo os localizados na extremidade do edifício (terminação 01 e 04 com 180m<sup>2</sup>- 3 quartos) e os do meio (terminação 02 e 03 com 90m<sup>2</sup>-2 quartos). Os apartamentos possuem: quartos (variam de dois a três), sala para dois ambientes, banheiro social, dependência de empregada, área de serviço e copa, ver Figura 4.

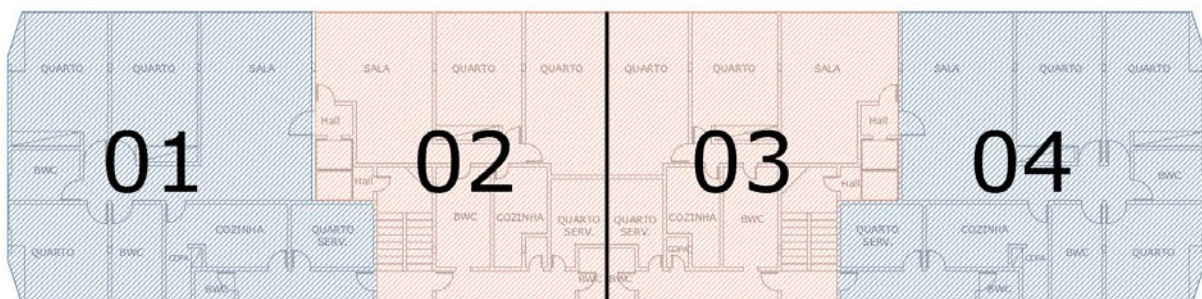


Fig. 4. Planta Baixa das diferentes terminações dos apartamentos  
Fonte: o autor

Ao modelar o edifício foi possível perceber a robustez de um edifício moderno, no qual sua fachada principal (nascente) dispõe a moldura do prédio, os azulejos portugueses com um desenho azul e um conjunto de esquadrias com quatro folhas de janelas de correr com uma bandeira fixa localizada na parte superior. Esses conjuntos de esquadrias estão localizadas na sala e nos quartos (são únicas aberturas dos cômodos) e recebem a incidência direta da ventilação Nordeste e Sudeste (ventilação predominante na maioria dos meses do ano). Abaixo das esquadrias está localizado o peitoril ventilado, como mostra a Figura 5. Esta abertura é responsável pela ventilação constante do cômodo há uma altura de aproximadamente 70cm, ou seja, o usuário que está no sofá, na mesa de jantar ou na cama seria beneficiado com a presença da ventilação constante nesta altura. "O peitoril ventilado direciona o fluxo de ar

para a altura das pessoas sentadas ou deitadas, podendo ser ainda otimizado pela adoção de esquadrias móveis” (BITTENCOURT e CÂNDIDO, 2008, p. 98). Na visita realizada no local foi possível perceber que apesar de haver a abertura da esquadria e do peitoril nesses cômodos, alguns moradores obstruíram o peitoril por de alguma forma se incomodar com a velocidade do insuflamento, a presença da ventilação constante ou até mesmo a entrada da iluminação pela abertura do peitoril.



Fig. 5. Fachada Principal e peitoril ventilado  
Fonte: o autor.

Nas fachadas Norte e Sul também possuem os lindos azulejos portugueses (as laterais dos edifícios maiores) estão localizados os banheiros que possuem janelas baixas e estão recuados da fachada (como uma caixa, ver Figura 6) compondo com uma proteção solar mista, ou seja, lateral e horizontal, favorecendo a proteção da radiação direta dos ambientes.



Fig. 6. Fachada Norte e as esquadrias dos banheiros  
Fonte: o autor.

Os ambientes que estão localizados no poente (Terceiro quarto dos apartamentos maiores, banheiro, cozinha e quarto de serviço – ver Figura 7) possuem suas aberturas voltados para o fundo dos ambientes e apenas as portas abertas teriam o insuflamento dos ventos vindo das aberturas da fachada principal do prédio, o que não seria uma solução ideal para proporcionar a ventilação cruzada. O ideal seria que existisse uma esquadria (janela baixa) para entrada no meio da parede e a saída assim como está (na parede oposta) gerando uma diferença de pressão para que houvesse um incremento na velocidade e distribuição do fluxo de ar.

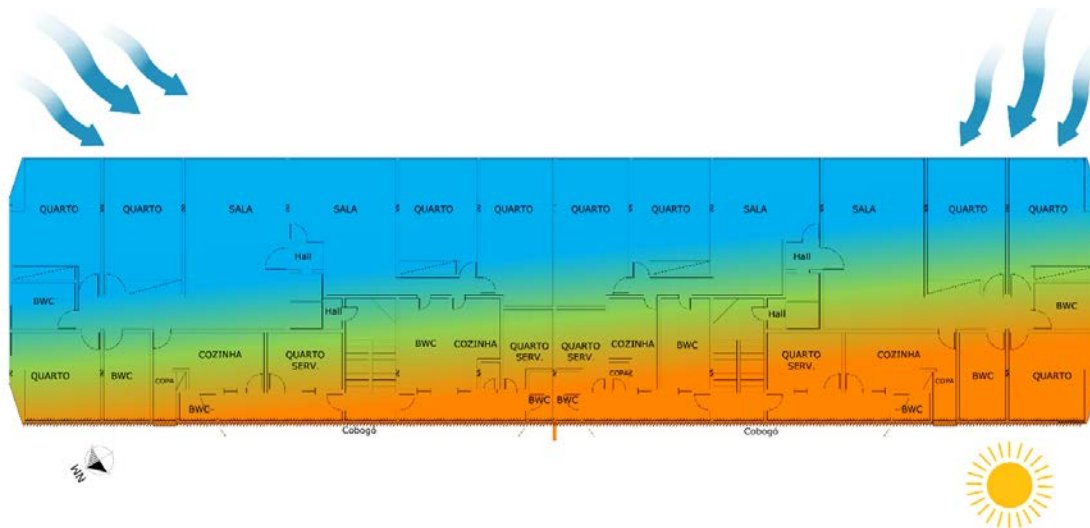


Fig. 7. Planta Baixa e o percurso da ventilação  
Fonte: o autor.

Na fachada posterior há apenas esquadria (janela baixa) no terceiro quarto dos apartamentos maiores – terminação 01 e 04) e aberturas de cerca de 1,5m (largura) x 1,0m (altura) nas áreas de serviço, no qual alguns moradores utilizam esse espaço para colocar os condensadores do ar condicionado, impedindo a entrada do fluxo de ar e obstruindo a entrada da iluminação natural nessas áreas. Ao lado dessas aberturas estão localizados os cobogós do edifício, um elemento vazado feito em concreto, um ícone da arquitetura moderna que funciona como protetor misto, protegendo as laterais e a parte superior da incidência solar direta, ver Figura 8.

“O cobogó foi inventado por dois comerciantes e um engenheiro radicados no Recife, Amadeu Oliveira Coimbra, August Boeckmann e Antonio de Góes, respectivamente. As iniciais dos sobrenomes deles serviram para batizar a novidade. Os três buscaram a patente da invenção em 1929. Depois, o cobogó foi explorado graficamente, como elemento estético, na decoração”(VIEIRA, A; BORNA, C; RODRIGUES, J, 2013).



Fig. 8. Fachada poente com brises verticais e cobogós  
Fonte: o autor.

Outros moradores chegaram a destruir parte do cobogó para colocar esquadrias de janelas baixas nas áreas de serviço. Toda a fachada poente do edifício possui brises verticais de concreto com uma inclinação (a uma altura acima de janelas baixas) que proporciona a entrada de iluminação e ventilação (apesar da ventilação dominante está na fachada principal do edifício), no entanto muitos destes brises foram obstruídos pelos moradores (ver Figura 9). Em regiões

de clima quente e úmido, como é o caso de Recife, a ventilação natural associada à proteção solar constitui o meio mais eficiente de se obter conforto térmico por vias passivas, isto é, sem o uso de equipamentos mecânicos (ALLUCI, 1988; ARENS, 1984, ASHLEY, 1984).



Fig. 9. Detalhe dos brises obstruídos pelos moradores  
Fonte: o autor.

## CONCLUSÃO

Constatou-se que o edifício possui uma série de dispositivos bioclimáticos que podem incrementar a ventilação e promover a iluminação natural, tais como: grandes aberturas de esquadrias e peitoril ventilado. Outros dispositivos como os brises verticais e o cobogó impede a radiação direta nos ambientes e permite as trocas de ar com o exterior. No entanto, percebeu-se que muitos moradores fizeram intervenções obstruindo o peitoril, assim como, os brises. Outro aspecto observado foi a retirada de parte dos cobogós na fachada posterior. Além de modificar as estratégias bioclimáticas projetadas por Delfim Amorim, para que houvesse o melhor aproveitamento dos recursos naturais (ventilação natural e iluminação natural), tal atitude poderia prejudicar o conforto térmico e lumínico aos usuários. Consta-se que Delfim Amorim tirou partido no seu projeto modernista princípios bioclimáticos, a fim de gerar conforto ambiental aos usuários, como o uso de esquadrias generosas e peitoril ventilado, contribuindo para renovação e distribuição de ar, assim como, arranjos arquitetônicos (brises e cobogós), que permitissem a troca de ar e luz com o exterior. O intuito do arquiteto era melhorar as condições termo-higrométricas do ambiente, permitindo a sensação de conforto, ao incrementar as trocas de calor por convecção e evaporação dos usuários (FROTA & SCHIFFER, 1988). Em regiões de clima quente e úmido, como é o caso de Recife, a ventilação natural (por vias passivas sem a utilização de meios mecânicos) e o controle da radiação direta é uma das estratégias mais eficientes para obtenção do conforto térmico.

Essas intervenções contribuiriam para controlar o desperdício de energia com o uso dos arranjos bioclimáticos, adaptando-a ao clima local. A redução do consumo estava pelo aproveitamento dos recursos naturais, por vias passivas (sem o uso da energia elétrica) para conseguir a eficiência térmico-energética do edifício. A qualidade da moradia estaria na concepção da arquitetura através do controle da envoltória, entorno e aproveitamento dos fatores do clima, de forma que possa gerar a redução de poluentes – CO<sub>2</sub>, odor, emissões e promover o aproveitamento da ventilação e iluminação natural.

## REFERÊNCIAS

- ALLUCCI, M. (1988). *Crítérios Relativos ao Atendimento das Exigências de Ventilação na Habitação*. In: *Tecnologia da Construção*, IPT/Divisão de Construção. IPT/Pini Ed, São Paulo.
- AMORIM, L. (1991). *Delfim Amorim - Arquiteto*. Instituto de Arquitetos do Brasil, Recife.
- BITTENCOURT, L. CÂNDIDO, C. (2008). *Introdução aa ventilação natural*. EDUFAL, Maceió.
- BRUAND, Y. (2000). *Arquitetura Contemporânea no Brasil*, 3ª edição. Editora Perspectiva, São Paulo.
- BUSTOS ROMERO, M. A. (2001). *Arquitetura bioclimática do espaço público*. Editora Universidade de Brasília, Brasília.
- Frota,A. SCHIFFER, S. (2001) *Manual de confort otérmico:arquitetura,urbanismo*. 5. ed. Studio Nobel, São Paulo.
- OLGYAY, V.(1998). *Arquitetura y clima*. Manual de diseño para arquitectos y urbanistas. Gustavo Gilli,Barcelona.

NASLAVSKY, G (2003). *Arquitetura Moderna em Pernambuco entre 1945-1970: uma Produção com Identidade Regional?* 5º Seminário Docomomo Brasil. São Paulo-São Carlos.

SILVA, Geraldo Gomes da (1995). Delfim Amorim. *AU Documento*, nº 57.dez.94/jan/95, pp.71-79. São Paulo.  
VIEIRA, A. BORBA, C. RODRIGUES, J. (2013). *Cobogó de Pernambuco*. JOLIVAN RODRIGUES, Recife.

**SIMULAÇÃO TERMOENERGÉTICA E ANÁLISE ECONÔMICA DO USO DE TELHADOS FRIOS EM UMA RESIDÊNCIA UNIFAMILIAR****Paim M.P.\***, **Marinoski D.L.\*\***, **Guths S.\*\*\***

\* Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Rua João Pio Duarte Silva, Florianópolis, 88040-900, (Santa Catarina) Brasil, [paims.milena@gmail.com](mailto:paims.milena@gmail.com)

\*\* Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Rua João Pio Duarte Silva, Florianópolis, 88040-900, (Santa Catarina) Brasil, [deivis.marinowski@ufsc.br](mailto:deivis.marinowski@ufsc.br)

\*\*\* Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Rua João Pio Duarte Silva, Florianópolis, 88040-900, (Santa Catarina) Brasil, [saulo.guths@gmail.com](mailto:saulo.guths@gmail.com)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2131>

**RESUMO**

O uso de telhados frios é uma estratégia passiva para reduzir a carga de resfriamento das edificações e sua utilização tem potencial de mitigar o fenômeno Ilha de Calor. Este trabalho objetiva analisar o desempenho termoenergético e a viabilidade econômica do uso de telhados frios em uma edificação unifamiliar, localizada no Rio de Janeiro – Brasil. Foram selecionados dois tipos de telhas, de fibrocimento e de cerâmica, ambos foram analisados na cor natural e na cor branca. Foi realizada a medição da refletância solar e da emitância térmica, bem como o cálculo do Índice de Refletância Solar. A análise termoenergética foi realizada por meio do software EnergyPlus. A análise econômica foi realizada através dos indicadores financeiros: Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e payback. O telhado frio de fibrocimento reduziu em até 60% o ganho de calor na cobertura e o telhado frio de cerâmica reduziu até 55%. A análise econômica mostrou-se viável para o cenário proposto com um payback inferior a 5 anos para as telhas de fibrocimento e inferior a 13 anos para as telhas cerâmicas.

**PALAVRAS-CHAVE:** Telhado Frio, Refletância Solar, Emitância Térmica, Análise Econômica

**ABSTRACT**

The use of cool roofs is a passive strategy to reduce the cooling load on buildings and its use has the potential to mitigate the Heat Island phenomenon. This work aims to analyze the thermoenergetic performance and economic viability of using cool roofs in a single family building, located in Rio de Janeiro - Brazil. Two types of tiles, fiber cement and ceramic, were selected, both were analyzed in color natural and white. The measurement of solar reflectance and thermal emittance was performed, as well as the calculation of the Solar Reflectance Index. Thermoenergetic analysis was performed using the EnergyPlus software. The economic analysis was carried out using the financial indicators: Net Present Value, Internal Rate of Return and payback. The cool fiber cement roof reduced the heat gain in the roof by up to 60% and the cold ceramic roof reduced up to 55%. The economic analysis proved to be viable for the proposed scenario with a payback of less than 5 years for fiber cement tiles and less than 13 years for ceramic tiles.

**KEYWORDS:** Cool Roof, Solar Reflectance, Thermal Emittance, Economic Analysis

## INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica nas edificações tem aumentado na última década devido ao crescimento da população, ao maior tempo gasto em ambientes fechados, ao aumento da demanda por funções de construção e qualidade ambiental interna e às mudanças climáticas globais (Cao et al., 2016).

O consumo de energia elétrica para resfriar ambientes internos mostra uma tendência de crescimento, sendo uma preocupação primordial não apenas para países que são caracterizados por condições climáticas quentes, mas também para as cidades que sofrem com o fenômeno ilha de calor, devido ao aumento das temperaturas urbanas associadas a esse fenômeno (Synnefa et al., 2017).

De acordo com o Balanço Energético Nacional do Brasil de 2017 (BEN), o consumo final de energia elétrica para os setores residencial, comercial e público correspondem a 51% do total e são identificados como a principal demanda de eletricidade do país (EPE, 2017a). Esse consumo continuará crescendo principalmente para atender a demanda por condicionador de ar, que por conta da ampliação do seu acesso pelas famílias, será o principal responsável pelo consumo de energia elétrica nos domicílios na projeção até 2026 no Brasil (EPE, 2017b).

Nesse cenário entram os telhados frios, que são compostos por materiais caracterizados por apresentarem alta refletância solar e alta emitância térmica (Santamouris, 2014). Devido a essas características, esses materiais têm a capacidade de reduzir a necessidade de energia de resfriamento em edifícios condicionados e melhorar as condições de conforto térmico em edifícios não condicionados (Akbari et al., 2005). Além disso, os telhados frios contribuem para a melhoria do microclima urbano, diminuindo a intensidade do fenômeno ilha de calor (Pisello, 2016).

Este estudo tem como objetivo principal realizar uma avaliação termoenergética e econômica do uso de telhados frios em uma residência unifamiliar na cidade do Rio de Janeiro – Brasil.

O tema de telhados frios, tratado no presente estudo, é de grande relevância para o tema de eficiência energética em edificações. Ressalta-se que para se chegar a edifícios com energia líquida zero (NZEB) a eficiência energética nas edificações precisa ser muito bem trabalhada conjuntamente com a geração distribuída através de energias renováveis para um desenvolvimento sustentável das comunidades.

## DESCRIÇÃO DO MÉTODO

A pesquisa foi desenvolvida em cinco etapas principais: seleção das telhas; medição da emitância térmica e refletância solar; cálculo do Índice de Refletância Solar (SRI); simulação termoenergética das telhas em uma edificação unifamiliar e análise econômica do uso dos telhados frios.

### Seleção das telhas

Foram analisados dois diferentes materiais de telhas: telha de cerâmica e telha de fibrocimento. Os dois tipos de telhas foram analisados nas cores naturais de cada telha, representando os telhados convencionais, e as telhas na cor branca, representando os telhados frios.

A escolha dos tipos de telhas foi baseada no estudo da SBK Business citado por Silva e Etulain (2010). Segundo o estudo as telhas de fibrocimento representam 54% das coberturas residenciais do mercado brasileiro e as telhas cerâmicas representam 43%. A seleção desses dois tipos de telhas representam então 97% das coberturas residenciais no Brasil.

### Medição da emitância térmica e da refletância solar

Foram realizadas medições da emitância térmica e da refletância solar nos quatro tipos de telhas analisadas (telha de cerâmica cor natural e cor branca, telha de fibrocimento cor natural e cor branca). A medição da emitância foi realizada com o uso de um emissômetro, fabricado pela empresa Devices and Services Company – D&S, modelo AE1. O procedimento de medição foi executado segundo as recomendações da Norma ASTM C1371-15 (ASTM, 2015). Para obter a refletância solar das telhas, foi realizada a medição da refletância espectral utilizando um espectrofotômetro fabricado pela empresa PerkinElmer, modelo Lambda 1050, segundo as recomendações da norma ASTM E903-12 (ASTM, 2012), cobrindo uma faixa espectral de 300 nm a 2500 nm.

### Índice de Refletância Solar (SRI)

Com a emitância térmica e a refletância solar obtidas através das medições, foi calculado o Índice de Refletância Solar (SRI) de cada telha através da Norma ASTM E1980-11 (ASTM, 2011). Esse índice indica a capacidade de uma superfície de refletir a radiação solar e de dissipar o calor, tomando como base a temperatura de um padrão negro e um padrão branco. O SRI pode variar de 0 a 100, sendo que 0 representa o padrão negro e 100 o padrão branco.

### Simulação termoenergética



Para estimar o efeito da utilização de telhados frios, a simulação termoenergética das telhas foi avaliada por meio de simulação computacional através do software EnergyPlus, versão 9.0.1, onde modelou-se o efeito da cobertura em uma residência unifamiliar na cidade do Rio de Janeiro - Brasil. A simulação foi executada para um período anual, considerando o arquivo climático Typical Meteorological Year (TMY).

O modelo da construção simulado foi baseado em um projeto padrão de habitação popular unifamiliar desenvolvido pela CAIXA Econômica Federal (Caixa, 2007). A edificação é composta por uma cozinha, um banheiro e três ambientes de permanência prolongada (APPs): uma sala e dois dormitórios, totalizando 42 m<sup>2</sup>. Cada ambiente da edificação foi considerado como uma zona térmica no EnergyPlus. A cobertura é constituída por um ático não ventilado, que também foi simulado como uma zona térmica, trocando calor com o interior da edificação através do forro. As cargas internas de iluminação, ocupação e equipamentos estão descritas no estudo de Silva (2019).

As propriedades dos materiais construtivos da edificação foram baseadas no Anexo B da ABNT NBR 15220-2 (ABNT, 2005). Com base no projeto padrão de habitação popular unifamiliar da CAIXA (2007), foram adotados como parâmetros construtivos:

- Um pavimento em contato direto com o solo, possui forma retangular e pé-direito de 2,60 m;
- Paredes com espessura de 14 cm, compostas por bloco de concreto furado de 9x19x39 cm, com revestimento interno e externo: transmitância de 2,78 W/m<sup>2</sup>.K, capacidade térmica de 209,0 kJ/m<sup>2</sup>.K e absorptância solar das paredes externas de 0,34, referente à tinta acrílica semibrilho na cor marfim (Dornelles, 2008);
- Cobertura com duas águas e beiral de 50 cm. Foram consideradas as quatro telhas selecionadas e o forro foi considerado de policloreto de vinila (PVC). A cobertura em duas águas possui uma face voltada para o leste, cobertura dos dormitórios, e uma face voltada para oeste, cobertura da sala, cozinha e banheiro;
- Janelas de correr com duas folhas (sem proteção) na sala, cozinha e dormitórios, com área de 1,2 m<sup>2</sup>; janela de 0,48 m<sup>2</sup> no banheiro;
- Vidro comum e incolor, de 3 mm de espessura.

Os parâmetros considerados na avaliação do desempenho térmico da cobertura da edificação foram: temperatura interna da edificação, temperatura externa na superfície da cobertura, taxa de transferência de calor por radiação solar, taxa de transferência de calor por radiação térmica, taxa de transferência de calor por convecção natural e taxa de transferência de calor por condução.

Foi avaliado quanto custaria para o telhado convencional proporcionar a mesma condição térmica interna que o telhado frio, com o auxílio de um sistema de ar-condicionado. Para isso foram realizadas três simulações computacionais para cada tipo de telha. Na primeira simulação foi considerada a edificação com a telha na sua cor natural, e na segunda simulação, a mesma edificação diferenciando somente a cor da telha, nesse caso considerou-se a telha na cor branca. Espera-se que a temperatura interna, quando se utiliza o telhado frio (telhas brancas), seja inferior à temperatura interna de quando se utiliza o telhado convencional (telhas nas cores naturais), gerando com isso uma diferença de temperatura ( $\Delta T$ ). A terceira simulação consiste em analisar o consumo de energia se o telhado com as telhas na cor natural proporcionasse as mesmas temperaturas internas de quando se utiliza o telhado frio. Ou seja, a terceira simulação tem o objetivo de obter a carga térmica necessária para suprir a diferença de temperatura interna ( $\Delta T$ ) causada pela utilização das diferentes absorptâncias do telhado. Para isso, foi simulado o telhado com as telhas na cor natural colocando ar-condicionado nos ambientes de permanência prolongada com um ajuste de temperatura de hora em hora ao longo de um ano, a fim de que o perfil de temperatura neste caso fosse igual à curva de temperatura interna utilizando o telhado frio (resultante da simulação com o telhado frio, simulação 2). Logo, a terceira simulação representa o consumo de energia elétrica para uma edificação com telhas naturais apresentar as mesmas temperaturas internas de uma edificação com telhado frio, e os resultados dessa terceira simulação foram analisados na análise econômica.

As duas primeiras simulações consideraram a edificação como sendo ventilada naturalmente a fim de simular uma edificação o mais realista possível. A consideração do sistema de condicionamento artificial na modelagem foi feita a partir da adoção do grupo de objetos Ideal Loads Air System no EnergyPlus. Como resultado da simulação, foram obtidas as cargas térmicas. Para transformar as cargas térmicas em consumo de energia elétrica foi utilizado um COP de 3.

### Análise Econômica

A análise econômica torna-se necessária, uma vez que as telhas na cor branca possuem preço superior às telhas naturais. Foram utilizados três indicadores financeiros para realizar a viabilidade econômica, sendo eles: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e tempo de retorno do investimento (payback descontado). Para calcular os três indicadores financeiros, foi utilizado um fluxo de caixa utilizando os seguintes dados:

- Investimento inicial: o levantamento de preço foi baseado na planilha do SINAPI (Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil) de maio de 2019 para o Rio de Janeiro (Caixa, 2019). No entanto, a planilha considera os valores das telhas nas cores naturais. O custo das telhas de fibrocimento branco foi considerado 30% superior à telha de fibrocimento natural, de acordo com o fornecedor. E em relação ao custo das telhas cerâmicas brancas, foi adicionado um valor de US\$ 0.40 (equivalente a dois reais, considerando o dólar a cinco reais), por telha, em relação ao preço da telha cerâmica natural, baseado na pesquisa de mercado realizada;

- Economia de energia elétrica: a economia considerada foi os valores da transformação das cargas térmicas, resultantes da terceira simulação, para consumo de energia elétrica. Tem o objetivo de analisar quanto o consumidor, com um telhado convencional, pagaria para obter as mesmas temperaturas internas se utilizasse o telhado frio;
- Custo de energia elétrica: a tarifa de energia foi considerada a vigente da distribuidora do Rio de Janeiro para o ano de 2019 (Light, 2019a);
- Taxa de juros (TMA): foi considerada em base à Taxa SELIC de julho de 2019, com um valor de 6,5% ao ano (Banco Central do Brasil, 2019);
- Taxa de reajuste anual da tarifa de energia elétrica: média das revisões e reajustes tarifários, de 2012 a 2019, resultando em 9,02% (Light, 2019b);
- Vida útil da cobertura: foram considerados 20 anos segundo as recomendações da NBR 15575-1 (ABNT, 2005);
- Manutenção (limpeza) da cobertura: Como o telhado frio precisa de manutenção periódica para manter suas principais características, considerou-se um custo anual de manutenção (limpeza dos telhados frios) e foi aplicada uma taxa de juros para corrigir esse valor no tempo. Esta taxa foi considerada a partir do Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC) (IBGE, 2019). Buscou-se a série histórica do INPC de 2012 a 2018, e o valor utilizado para a análise econômica foi a média desses 7 anos, resultando em 5,91% ao ano (IBGE, 2019).

## RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são apresentados os resultados provenientes das medições, dos cálculos realizados, das simulações computacionais para cada tipo telha e a análise econômica da utilização dos telhados frios.

### Emitância Térmica e Refletância Solar

A Figura 1 apresenta os índices obtidos para a emitância térmica das telhas analisadas. A pouca variação dos índices de emitância térmica das telhas por tipo e a maior variação das emitâncias térmicas entre as telhas de fibrocimento e as telhas cerâmicas, confirma que a emitância térmica não está relacionada com a cor das telhas, mas sim com as propriedades térmicas de cada tipo de telha.

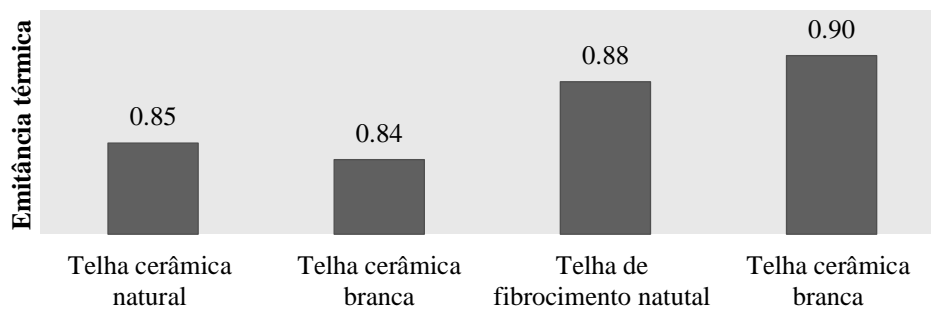


Fig. 1. Emitância térmica das telhas

A Figura 2 apresenta a variação da refletância espectral em função do comprimento de onda. A refletância solar é a integral da curva da refletância espectral, resultante de todo o espectro, e ajustada ao espectro solar padrão. A telha de fibrocimento branca apresenta uma refletância espectral superior a da telha de fibrocimento natural em todo o espectro. Já a telha cerâmica branca apresenta uma refletância espectral superior a da telha cerâmica natural em todo o espectro, com uma diferença maior na parcela do visível e uma diferença menor no infravermelho próximo. Integrando as curvas de refletância espectral obtêm-se os índices de refletância solar. A telha de fibrocimento branca apresentou refletância solar de 0,75, ou seja, 50,7% superior à telha de fibrocimento natural que apresentou um valor de refletância 0,37. Em relação às telhas cerâmicas, a telha branca resultou em uma refletância solar de 0,78, ou seja, 37,2% superior à telha natural que apresentou um valor de refletância 0,49.

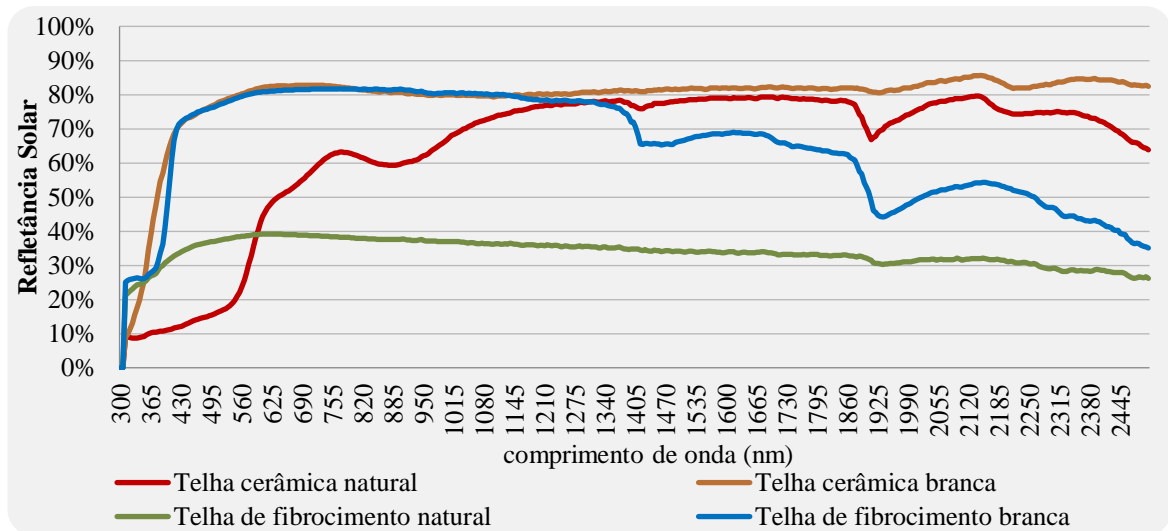


Fig. 2. Refletância espectral das telhas

### Índice de Refletância Solar (SRI)

A determinação do SRI é uma forma de quantificar o comportamento da superfície do material perante a incidência da radiação solar. Sua determinação para os revestimentos é critério fundamental na avaliação do desempenho térmico para diferentes tipologias, e o quanto cada uma contribui para mitigar o fenômeno ilha de calor. O índice de Refletância Solar, que pondera a emitância térmica e refletância solar, resultou em um SRI de 40 para a telha de fibrocimento natural e de 93 para a telha de fibrocimento branca. Para as telhas cerâmicas, o SRI resultou em 56 para a telha natural e 96 para a telha branca. Esses valores de SRI são referentes ao coeficiente de confecção médio. Analisando os resultados do SRI das telhas, conclui-se que as telhas brancas, tanto de fibrocimento quanto de cerâmica, tem uma contribuição significativa para mitigar o fenômeno ilha de calor, por resultarem em valores de SRI próximos a 100.

### Simulação Termoenergética

Nesta subseção são apresentados os resultados provenientes da simulação computacional utilizando o software EnergyPlus. As temperaturas internas quando se considera o telhado frio resulta em temperaturas menores em relação ao telhado convencional, para os dois tipos de telhas. Isso é devido ao fato de que o SRI, e conseqüentemente o índice de refletância solar, das telhas brancas serem superiores ao das telhas naturais. Por essa razão, quando se compara as máximas temperaturas internas utilizando as duas refletâncias solar das telhas, os telhados frios resultam em temperaturas de 3,4°C e 2,6°C, menores quando comparados aos telhados convencionais, analisando as telhas de fibrocimento e as telhas cerâmicas respectivamente (Tabela 1).

O telhado de fibrocimento convencional com um SRI de 40 resultou em uma temperatura da superfície da cobertura de 71,2°C, enquanto que o telhado frio com um SRI de 93 resultou em uma temperatura da superfície de 49,2°C, uma diferença de 22°C, quando se analisa os valores máximos. Em relação à cobertura com telhas cerâmicas, o telhado cerâmico convencional com um SRI de 56 resultou em uma temperatura da superfície da cobertura de 64,7°C, enquanto que o telhado frio com um SRI de 96 resultou em uma temperatura da superfície de 47,7°C, uma diferença de 17°C, quando se analisa os valores máximos. Isso porque as refletâncias solar dos telhados frios são superiores aos dos telhados convencionais. Então, como os telhados frios refletem mais radiação solar (ondas curtas) do que os telhados convencionais, os telhados frios resultam em temperatura da superfície menores. Conseqüentemente, a taxa de transferência de calor por condução da cobertura para o interior da edificação é menor quando se considera o telhado frio.

Como as refletâncias solar dos telhados frios são superiores aos telhados convencionais, a taxa de transferência de calor por condução da cobertura para o interior da edificação é menor utilizando o telhado frio, resultando em menores temperaturas internas, como pode ser observado na Tabela 1. Considerando as telhas de fibrocimento, o telhado frio reduz em até 60% a transferência de calor, para a edificação, por condução através da cobertura, e para as telhas cerâmicas o telhado frio reduz em até 55%.

Baseado nos valores das simulações computacionais (Tabela 1) e no estudo de transferência de calor de coberturas pode-se dizer que: quando a radiação solar incidente atinge a superfície de um revestimento refletivo (telhado frio), grande parte da radiação solar (ondas curtas) é refletida para o ambiente (céu e entorno), reduzindo assim o aquecimento da cobertura e resultando em temperaturas menores da superfície em relação ao telhado convencional. A parte do calor que é absorvido pela superfície da cobertura tem uma parcela devolvida para o céu, na forma de

radiação térmica (infravermelha), aumentando ainda mais o resfriamento da cobertura. Como o telhado frio tem uma temperatura menor, as trocas de calor por convecção e radiação foram menos intensas, quando comparado com o telhado convencional. Assim, este fato contribui para diminuir a temperatura do ar ambiente, ou seja, gera uma contribuição para mitigar o fenômeno ilha de calor, e conseqüentemente, uma quantidade menor de calor adentra na edificação, melhorando o desempenho térmico e energético das edificações. Toda essa discussão é comprovada com os valores de cada parâmetro analisado na Tabela 1.

As temperaturas internas apresentadas na Tabela 1 são referentes a um dormitório. Optou-se por apresentar a temperatura interna de somente um dos ambientes de permanência prolongada tendo em vista que os resultados obtidos nos outros cômodos avaliados foram muito próximos deste valor. Outro ponto a ser esclarecido é a face da cobertura escolhida para apresentar os resultados, a Tabela 1 apresentou os valores da cobertura leste, essa orientação foi escolhida em virtude de ser a cobertura dos dormitórios. Todos os valores apresentados referem-se aos máximos anuais, e as análises foram realizadas durante 24 horas, não somente nos horários de ocupação.

Tabela 1. Desempenho térmico das telhas (valores máximos anuais)

Parâmetros	Telhas de fibrocimento		Telhas cerâmicas	
	Telhado convencional	Telhado frio	Telhado convencional	Telhado frio
Temperatura interna (°C)	38.2	34.8	37.2	34.6
Temperatura da cobertura - leste (°C)	71.2	49.2	64.7	47.7
Ganho de calor da cobertura por radiação solar (W/m <sup>2</sup> )	675	264	538	232
Perda de calor da cobertura por radiação térmica (W/m <sup>2</sup> )	311	139	245	118
Taxa de transferência de calor por convecção natural da superfície da cobertura para o ambiente externo (W/m <sup>2</sup> )	283	99	233	92
Taxa de transferência de calor por condução que adentra a edificação através da cobertura (W/m <sup>2</sup> )	149	60	128	58

### Análise Econômica

O custo total da cobertura de 60 m<sup>2</sup> com o telhado convencional de fibrocimento resultou em US\$ 1572.83 (R\$ 7.864,16), enquanto o telhado frio resultou em US\$ 1686.20 (R\$ 8.431,01). Uma diferença de US\$ 113.37 (R\$ 566,85). O telhado cerâmico convencional resultou em US\$ 2132.29 (R\$ 10.661,45), enquanto o telhado frio resultou em US\$ 2570.00 (R\$ 12.850,01). Uma diferença de US\$ 437.73 (R\$ 2.188,65). Além do preço de todos os materiais e mão de obra, levou-se em conta o valor de manutenção anual do telhado.

Com o passar do tempo de exposição do telhado branco ao meio, este vai envelhecendo e perdendo parte da sua refletância solar. No entanto, autores como Bretz e Akbari (1997) e Pereira (2014) afirmam que, quando o telhado frio é submetido a processos de limpeza, sua refletância pode ser restaurada em quase 100% da sua refletância original. Em vista disso, buscou-se o levantamento de preço da manutenção (limpeza) do telhado frio. O valor adotado para a manutenção foi de US\$ 2.00 (R\$ 10,00) para cada m<sup>2</sup> de telhado.

A Tabela 2 apresenta os indicadores financeiros calculados para o cenário considerado. Baseado nesses indicadores o investimento nos telhados frios de fibrocimento e de cerâmica mostraram-se viáveis por resultar em um valor positivo de VPL; a TIR resultante foi maior do que a TMA considerada e o payback foi considerado aceitável uma vez que a vida útil da cobertura foi considerada 20 anos.

Tabela 2. Indicadores financeiros

	VPL	TIR (a.a.)	Payback
<b>Telhas de fibrocimento</b>	US\$ 1712.43 R\$ 8.562,17	42%	4 anos e 3 meses
<b>Telhas cerâmicas</b>	US\$ 803.87 R\$ 4.019,33	15%	12 anos e 5 meses

Nota: Dados para uma residência unifamiliar de 42m<sup>2</sup>, localizada na cidade do Rio de Janeiro, RJ – Brasil. Foi considerado R\$ 5,00 o dólar, para todos os cálculos.

## COMENTÁRIOS FINAIS

A pesquisa foi desenvolvida com o intuito de verificar a influência de telhados frios (alta refletância solar e alta emitância térmica) no desempenho termoenergético de uma edificação unifamiliar térrea, de 42m<sup>2</sup>, localizada na cidade do Rio de Janeiro - Brasil, bem como verificar sua viabilidade econômica.

Os valores da emitância térmica foram muito semelhantes para as duas cores das telhas de fibrocimento e para as duas telhas de cerâmica. A refletância solar da telha de fibrocimento branca resultou em um valor 50,7% superior à telha de fibrocimento natural, enquanto a refletância solar da telha branca resultou em um valor 37,2% superior à telha cerâmica natural. O SRI das telhas brancas, de fibrocimento e cerâmica, tem maior contribuição para mitigar o fenômeno ilha de calor, tendo em vista seu elevado valor. Em relação ao desempenho térmico, destaca-se o fato de que o telhado frio diminui em até 60% o ganho de calor por condução da cobertura para o interior da edificação quando se considera as telhas de fibrocimento e em 55% no caso de telhas cerâmicas.

A decisão de implementar medidas que sejam diferentes das comumente utilizadas por projetistas está baseada em aspectos econômicos. Por este motivo, o presente estudo incorporou uma análise econômica, para verificar se a implementação de um telhado frio seria viável economicamente. A implementação do telhado frio mostrou-se viável para as telhas de fibrocimento e para as telhas cerâmicas no cenário proposto, uma vez que a vida útil dos telhados é de 20 anos. O payback das telhas de fibrocimento foi de menos de 5 anos e para as telhas cerâmicas menos de 13 anos.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelos recursos financeiros concedidos.

## REFERÊNCIAS

ABNT. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 15220-2 (2005) – Desempenho térmico de edificações. Parte 2. Rio de Janeiro.

Akbari, H., Levinson, R., Miller, W., BERDAHL, P. (2005) Cool colored roofs to save energy and improve air quality. *In: International Conference on Passive and Low Energy Cooling for the Built Environment*, Santorini, Grécia. p. 89-100.

ASTM – American Society for Testing And Materials. (2015) C1371-15: Standard Test Method for Determination of Emittance of Materials Near Room Temperature Using Portable Emissometers. ASTM International, 2015.

ASTM – American Society for Testing And Materials. (2012) E903-12: Standard Test Method for Solar Absorptance, Reflectance and Transmittance of Materials Using Integrating Spheres. ASTM International.

ASTM – American Society for Testing And Materials. (2011) E1980-01: Standard Practice for Calculating Solar Reflectance Index of Horizontal and Low-Sloped Opaque Surfaces. ASTM International.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Taxa Selic. Brasília, 2019. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>. Acesso em: 07 de jun. 2019.

BRETZ, S.E.; AKBARI, H. (1997) Long-term performance of high-albedo roof coatings. *Energy and Buildings*, v. 25, p. 159-167.

CAIXA. (2007) Cadernos CAIXA Projeto padrão – casas populares| 42m<sup>2</sup>.

CAIXA. (2019) SINAPI\_ref\_Insumos\_Composicoes\_RJ\_052019\_ Nao Desonerado. 2019. Disponível em: [http://www.caixa.gov.br/site/Paginas/downloads.aspx#categoria\\_656](http://www.caixa.gov.br/site/Paginas/downloads.aspx#categoria_656). Acesso em: 20 mai. 2019.

CAO, X.; DAI, X.; LIU, J. (2016) Building energy-consumption status worldwide and the state-of-the-art technologies for zero-energy buildings during the past decade. *Energy and Buildings*, v. 128, p. 198-213.

DORNELLES, K. A. (2008) Absortância solar de superfícies opacas: métodos de determinação e base de dados para tintas látex acrílica e 96 PVA. *Tese* (Doutorado em Engenharia Civil) – Faculdade de Engenharia Civil, Universidade Estadual de Campinas. Campinas.

- EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2017a) Balanço Energético Nacional, Ano Base 2016. Brasília: EPE.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2017b) Plano Decenal de Expansão de Energia 2026/ Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE.
- IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística). (2019) Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC) – Série Histórica 2012 a 2020. Rio de Janeiro.
- LIGHT. (2019a) Composição da Tarifa. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: [http://www.light.com.br/ para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx](http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx). Acesso em: 02 jun. 2019.
- LIGHT. (2019b) Histórico do Efeito Médio Percebido. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/historico.aspx>. Acesso em: 02 jun. 2019.
- PEREIRA, C. D. (2014) Influência da refletância e da emitância de superfícies externas no desempenho térmico de edificações. *Tese* (Doutorado em Engenharia Civil) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFSC. Florianópolis.
- Pisello, A.L., Castaldo, V.L., Pignatta, G., Cotana, F., Santamouris, M. (2016) Experimental in-lab and in-field analysis of waterproof membranes for cool roof application and urban heat island Mitigation. *Energy and Buildings*, v. 114: p. 180 - 190.
- Santamouris, M. (2014) Cooling the cities – A review of reflective and green roof mitigation technologies to fight heat island and improve comfort in urban environments. *Solar Energy*, v. 103: p. 682 - 703.
- SILVA, M. P. (2019) Simulação termoenergética e análise econômica do uso de telhados de alta refletância solar em uma residência unifamiliar. *Dissertação – PPGEC*, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis.
- SILVA, A.L.G.; ETULAIN, C. (2010) Avaliação do Impacto Econômico da Proibição do Uso do Amianto na Construção Civil no Brasil - Convênio de Cooperação Técnica 4416 – ABIFibro/Unicamp – Relatório Final de Pesquisa.
- Synnefa, A., Santamouris, M., Akbari, H. (2017) Estimating the effect of using cool coatings on energy loads and thermal comfort in residential buildings in various climatic conditions. *Energy and Buildings*, v. 39: p. 1167-1174.

**ESTUDO DE MODELAÇÃO NUMÉRICA DE UM SISTEMA SOLAR COM TANQUE DE ÁGUA INTEGRADO EM FACHADA****Sousa M.A.C.\*, Aelenei L.\*, Gonçalves H.\*, Joyce A.\***

\* Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG),  
Estrada Paço do Lumiar 22, Lisboa, 1600-545, [laura.aelenei@lneg.pt](mailto:laura.aelenei@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2132>

**RESUMO**

Os edifícios desempenham um papel ativo no consumo global de energia, e são obrigados não só a minimizar o seu consumo de energia, mas também a gerar energia de forma sustentável. A integração de energias renováveis nos elementos de construção pode substituir materiais de construção comuns, enquanto que geram energia elétrica e térmica. Este artigo apresenta uma análise numérica de um módulo fotovoltaico integrado no edifício e combinado com um tanque de armazenamento de água (BIPV-WS). Recorrendo a ferramenta MatLab – Simulink, foi possível desenvolver um modelo uni-dimensional que representa o comportamento térmico do protótipo em estudo, analisando duas configurações de operação: fechado e ventilado. Os resultados foram validados, com os dados experimentais recolhidos e apresentados noutra publicação. Este modelo será utilizado como a base para o estudo seguinte de otimização do protótipo.

**PALAVRAS-CHAVE:** BIPV, nZEB, Armazemaneto de água, fachadas integradas

**ABSTRACT**

Buildings play an active role in global energy consumption, and are required not only to minimize their energy consumption, but also to generate energy in a sustainable manner. The integration of renewable energies in the building elements can replace common building materials, while generating electrical and thermal energy. This article presents the validation of a numerical campaign for a photovoltaic module integrated in the building and combined with a water storage tank (BIPV-WS). Using MatLab - Simulink, it was possible to develop an one-dimensional model that represents the thermal behavior of the prototype, analyzing two different configurations: closed and ventilated. The results were validated, with the experimental data recovered and presented in another publication. This model will be used in future projects to optimize the BIPV-WS prototype.

**KEYWORDS:** BIPV, nZEB, Water Storage, Integrated Facades

## INTRODUÇÃO

Os estudos e as tendências políticas atuais sobre as mudanças climáticas tornaram imperativo reduzir a dependência humana de fontes convencionais de energia, emissoras de gases de efeito estufa (GEE). Desenvolver soluções integradas com baixo custo e eficiência energética para edifícios que lidam com os desafios climáticos de verão e inverno representa uma meta muito ambiciosa. Além disso, o aumento do consumo de energia, a redução de recursos e o aumento dos custos de energia têm um impacto significativo em nosso padrão de vida para as gerações futuras. Nesta situação, o desenvolvimento e adoção de sistemas e tecnologias de energias renováveis integradas em edifícios residenciais e não residenciais devem ser uma prioridade. Sistemas fotovoltaicos integrados em fachadas podem ser utilizados para gerar eletricidade e calor útil (Lloret, Andrew y Merten, 2003), com possíveis eficiências de 70% (Charron y Athienitis, 2003). Além disso, o armazenamento térmico integrado a este tipo de sistemas pode ser uma solução eficaz de reduzir os picos de carga e controlar as flutuações de temperatura associadas (Athienitis, Zhang y Feldman, 2005) (Aelenei et al, 2014). No entanto, o estudo de soluções que combinam sistema fotovoltaicos com armazenamemto é reduzido.

Este artigo apresenta a modelação numérica de um módulo fotovoltaico integrado num edifício (BIPV) combinado com um tanque de armazenamento de água (BIPV-WS), integrado na fachada do Edifício Solar XXI e a ser testado em condições reais. O protótipo tem o objetivo de tirar proveito das características de um BIPV: geração de energia renovável para o edifício, e gestão da energia térmica gerada pela conversão fotovoltaica, de modo a melhorar o conforto térmico interior, reduzir o consumo energético do edifício e melhorar a eficiência do sistema fotovoltaico, através da limitação do aumento da sua temperatura, com recurso a ventilação da cavidade de ar. Através da modelação numérica e validação deste protótipo, é possível avaliar o seu comportamento térmico com base apenas nas condições envolventes: temperatura exterior; interior e radiação incidente. Esta ferramenta permitirá, em trabalhos futuros, otimizar o protótipo em termos de eficiência, através da alteração das suas características – como a sua geometria, ventilação e materiais/componentes. Este estudo apresenta os primeiros resultados da análise numérica desenvolvida: construção do modelo e validação do mesmo recorrendo a utilização de dados experimentais recolhidos no período de verão e para duas configurações distintas: ventilado e não ventilado. O segundo passo será a validação do mesmo modelo para as condições de inverno. Após o processo de validação em varias condições, a terceira fase será a implementação de um algoritmo de otimização para simular vários cenários e parâmetros (geometria, taxa de ventilação, matérias, custos).

Este estudo insere-se no âmbito do projeto de investigação NZEB\_LAB, cujo objetivo é promover a o desenvolvimento de todas as aplicações da energia solar em edifícios, estando este trabalho inserido na Atividade de Investigação 2.1 “Investigação Experimental de novas aplicações, sistemas inovadores de energia solar (laboratório e edifício real), e flexibilidade energética de edifícios e sistemas solares integrados”.

## MÓDULO FOTOVOLTAICO COMBINADO COM ARMAZENAMENTO DE ÁGUA (BIPV-WS)

O protótipo BIPV-WS foi instalado na fachada principal do SolarXXI (Fig.1) no final do inverno de 2019 e desde então é testado em condições reais. Os módulos são compostos por uma camada externa (painel fotovoltaico) e uma camada interna (tanque de água), separadas por uma cavidade de ar ventilada.



Fig.1 Edifício SolarXXI, integração protótipo BIPV-WS



Os objetivos da utilização deste sistema são: por um lado, durante o dia, o calor convertido pelos painéis fotovoltaicos é recuperado naturalmente através da caixa de ar de ventilação natural para o interior do edifício; e, durante a noite, quando as aberturas de ventilação estão fechadas, o calor armazenado no reservatório de água permite manter a temperatura do ambiente interno quente e evitar as perdas de calor. As principais características e componentes do protótipo estão descritas na Tabela 1 e ilustradas na Figura 2. O protótipo foi ensaiado, sendo completamente monitorizado, os respetivos parâmetros estão identificados na Tabela 2.

Tabela 1. Propriedades do protótipo

Camada do protótipo	Propriedades
PV	Módulo fotovoltaico policristalino de dimensões de 1.50mx0.65mx0.035m, com capacidade pico, $P_{max}$ , de 120 $W_p$ , Corrente de Curto-Circuito ( $I_{sc}$ ) de 7,7 A e voltagem de circuito-aberto ( $V_{oc}$ ) de 21,8 V.
Cavidade de ar	Cavidade de ar de dimensões 1.50mx0.69mx0.1m
Tanque de água	Tanque de água de dimensões 1.50mx0.5mx0.1m, com paredes de policarbonato compacto de 0.01m de espessura e condutibilidade térmica de 0.2 $W/m^2$ . Capacidade de 55 L.

Durante o dia, devido à exposição solar, o painel fotovoltaico absorve a radiação solar, gerando calor durante o processo de conversão, o qual se acumula dentro do tanque de água. A ventilação natural é utilizada para aquecimento do interior do edifício durante a estação de aquecimento – inverno - onde também é esperado que o tanque de água acumule o calor e o mantenha aquecido por um período prolongado de tempo. Durante o verão, a ventilação é feita para o ambiente exterior, reduzindo a temperatura do PV, enquanto que o tanque de água mantém a temperatura da parede interior no mínimo.

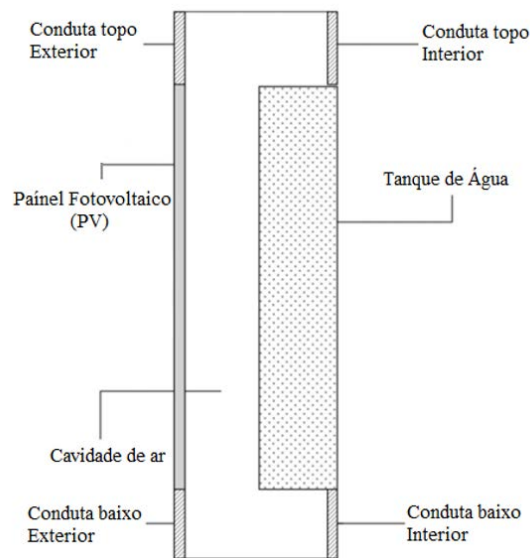


Fig.2 Estrutura e componentes do protótipo BIPV-WS

Tabela 2. Parâmetros de monitorização

Nomenclatura	Descrição
$GHI$	Irradiação Global Horizontal ( $W/m^2$ )
$T_{out}$	Temperatura do ambiente exterior ( $^{\circ}C$ )
$T_{PV}$	Temperatura do PV ( $^{\circ}C$ )
$T_{air}$	Temperatura da cavidade de ar ( $^{\circ}C$ )
$T_{WS-int}$	Temperatura de superfície da parede interior do tanque de água ( $^{\circ}C$ )
$T_{int}$	Temperatura interior da sala ( $^{\circ}C$ )

DESCRIÇÃO DO MODELO TÉRMICO

Para simular o comportamento térmico do protótipo, foi criado um modelo que calcula o balanço energético existente em cada camada do sistema. O modelo requer, como *input*, os dados das condições envolventes: radiação incidente no PV, temperatura exterior e temperatura interior, sendo utilizados valores experimentais incluindo e estação meteorológica do local para temperatura exterior e Radiação Global Horizontal (GHI). A radiação incidente no PV foi calculada a partir do modelo de Homer, o qual tem como base os trabalhos de Duffie y Beckham (Duffie y Beckham, 1991). O modelo calcula a radiação incidente numa superfície num determinado instante de tempo a partir da posição do sol, nas relações trigonométricas entre o sol e a superfície irradiada, e na GHI existente. Assim, é possível calcular a radiação incidente utilizando apenas os dados de GHI registados e com a indicação do dia do ano e da localização para o caso simulado.

Devido á existência de fatores dinâmicos complexos de simular (e.g. influência do vento) e ao fator da temperatura normal de funcionamento do PV (NOCT) não ser precisa para casos de BIPV (Neises,2011), a temperatura do PV foi calculada com base no trabalho dos laboratórios SANDIA (King, Boyson y Kratochvill, 2004) utilizando para o cálculo da temperatura de BIPV a seguinte Equação 1.

$$T_{PV} = T_{out} + G_{inc} \exp(a + b V_{wind}) \tag{1}$$

onde  $G_{inc}$  representa a irradiação incidente no PV,  $V_{wind}$  a velocidade do vento – para este modelo, na retaguarda do PV – e onde  $a$  e  $b$  representam constantes que dependem do tipo de PV e configuração. Para um PV policristalino, estes tomam valores de -2.81 e -0.0455, se a retaguarda do PV estiver integrada e fechada numa fachada; e valores de -3.56 e -0.075, caso a retaguarda do PV tenha exposição ao ambiente exterior. O resto do modelo consiste num circuito equivalente de resistências térmicas, no qual cada troca térmica existente desde a cavidade de ar até ao interior do quarto é representada através de uma resistência cujo valor é dependente do tipo de troca térmica – condução, convecção e radiação. A Fig. 3 apresenta a visão geral de todo o modelo, nos quais as siglas rodeadas por um retângulo representam o *input* necessário para o cálculo do comportamento térmico.

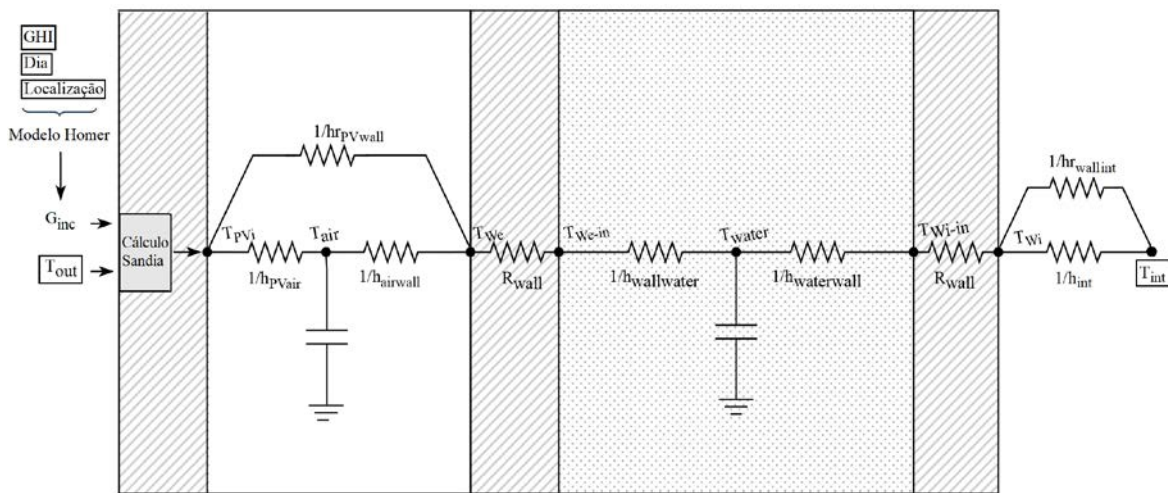


Fig 3. Esquema do modelo térmico para o protótipo BIPV-WS (sem ventilação)

Os coeficientes de trocas térmicas por condução e radiação apresentam valores relativamente constantes para a gama de temperaturas envolvida no protótipo (5° C a 70° C), sendo estes obtidos com base nas propriedades dos materiais envolvidos. No entanto, o coeficiente de trocas térmicas por convecção é função das temperaturas dos elementos envolvidos, variando ao longo do dia. Este foi calculado com base na Equação 2 (Incropera y Dewitt, 2004), utilizando os números de Nusselt representados na Equação 3 para casos de fluido estagnado (tanque de água e cavidade de ar) e Equação 4 em casos de fluxo natural do fluido sobre uma placa vertical (superfície interior da parede), respetivamente.

$$h = \frac{Nu k}{D} \tag{2}$$

$$Nu = 0.22 \left( \frac{Ra Pr}{0.2 + Pr} \right)^{0.28} \left( \frac{H}{L} \right)^{-0.25} \tag{3}$$

$$Nu = 0.68 + \left( 0.67 Ra^{1/4} \right) / \left( 1 + \left( \frac{0.492}{Pr} \right)^{9/16} \right)^{4/5} \tag{4}$$

onde  $h$  é o coeficiente de convecção,  $Nu$  o número Nusselt,  $k$  a condutividade térmica do fluido,  $D$  o diâmetro hidráulico,  $Ra$  o número de Rayleigh,  $Pr$  o número de Prandtl,  $H$  a altura da superfície de contacto, e  $L$  o distanciamento entre as placas verticais que contêm o fluido. Caso o espaço de ar seja ventilado, o modelo será alterado, para este espaço, para um balanço energético, o qual toma em consideração as trocas de ar com o PV, parede e caudal existentes. Este balanço é demonstrado na Equação 5, sendo que os coeficientes de convecção serão adequados ao tipo de fluxo existente.

$$M_{ar} C_{p_{ar}} \frac{dT_{ar}}{dt} = h_{PV-ar} A_{PV} (T_{PV} - T_{ar}) + h_{ar-WS} A_{WS} (T_{ar} - T_{WS-ext}) - \dot{m} C_{p_{ar}} (T_{saída} - T_{entrada}) \quad (5)$$

onde  $M_{ar}$  é a massa de ar (kg),  $C_{p_{ar}}$  o calor específico do ar (J/kg.K),  $h_{PV-ar}$  e  $h_{ar-WS}$  os coeficientes de transferência de calor por convecção entre, respetivamente, o PV com a cavidade de ar; e a cavidade de ar com o tanque de água,  $A$  a área da superfície,  $\dot{m}$  o fluxo de ar na cavidade de ar (kg/s),  $T_{entrada}$  a temperatura de entrada do ar e  $T_{saída}$  a temperatura de saída do ar.

### Desenvolvimento do modelo numérico

O modelo foi implementado usando o MatLab-Simulink, uma ferramenta que modela e simula sistemas dinâmicos a partir da diagramação gráfica por blocos e bibliotecas customáveis. Uma destas bibliotecas – e a usada neste artigo – encontra-se associada á linguagem SimScape, mais concretamente em blocos que representam as trocas térmicas mencionadas a partir da conexão de propriedades físicas dinâmicas (e.g. temperatura) e a introdução de propriedades do elemento envolvente (e.g., condutibilidade térmica). Com estas ferramentas, é possível modelar o circuito térmico no programa, atribuindo a cada resistência térmica equivalente o seu bloco de SimScape correspondente, e introduzir as fórmulas para o cálculo das restantes temperaturas a partir do MatLab. A Fig. 4 mostra o exemplo do modelo do tanque de água implementado no Matlab – Simulink.

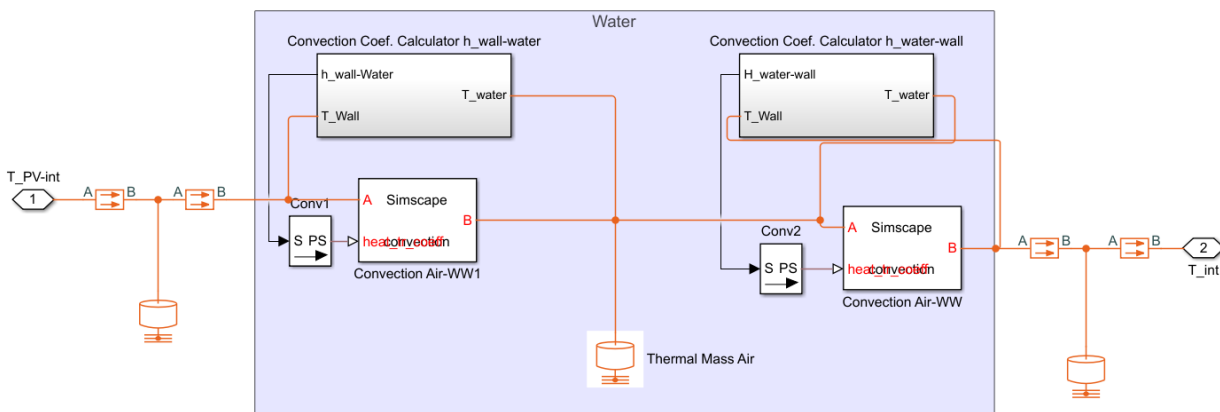


Fig 4. Modelação numérica do tanque de água

Para trocas térmicas por condução e radiação, as resistências térmicas são programadas pelos blocos de “Conductive Heat Transfer” e “Radiative Heat Transfer” do SimScape. Estes blocos contêm a informação necessária para o cálculo das trocas térmicas (área; valores dos coeficientes de transferência de calor e, no caso de condução, espessura), e possuem conexões com as temperaturas dos elementos envolvidos. No caso das trocas térmicas por convecção, onde o coeficiente de transferência de calor apresenta variações significantes ao longo do dia, foi utilizado um bloco customizado de modo a contabilizar com esta variação, e com base nas Equações 2, 3 e 4 previamente mencionadas.

Este bloco foi utilizado em trabalhos anteriores semelhantes a este protótipo, onde se procedeu á modelação de um protótipo BIPV com um material de mudança de fase – PCM (Pereira, 2020). Por último, como o programa funciona em passos de tempo de segundo a segundo, foi necessário converter os dados de *input* para este formato. Tomando, como exemplo, os sensores de temperatura utilizados, que registam a média da temperatura intervalos de 10 em 10 minutos, o modelo numérico irá considerar que, para cada intervalo, a temperatura de *input* mantém-se constante e igual ao valor medido.

## VALIDAÇÃO DO MODELO NUMÉRICO

O modelo numérico será validado em para duas configurações diferentes: BIPV-WS com cavidade de ar fechada e BIPV-WS com cavidade de ar ventilada. A partir de campanhas experimentais efetuadas no Verão de 2020, foram obtidos dados experimentais para cada configuração do protótipo mencionada. A Figura 5 e Figura 6 representam, respetivamente, a validação dos casos-estudo fechado e ventilado. Em cada figura, são comparados os dados experimentais da temperatura do PV, cavidade de ar e superfície de parede interior com os dados obtidos pelo modelo numérico descrito neste artigo.

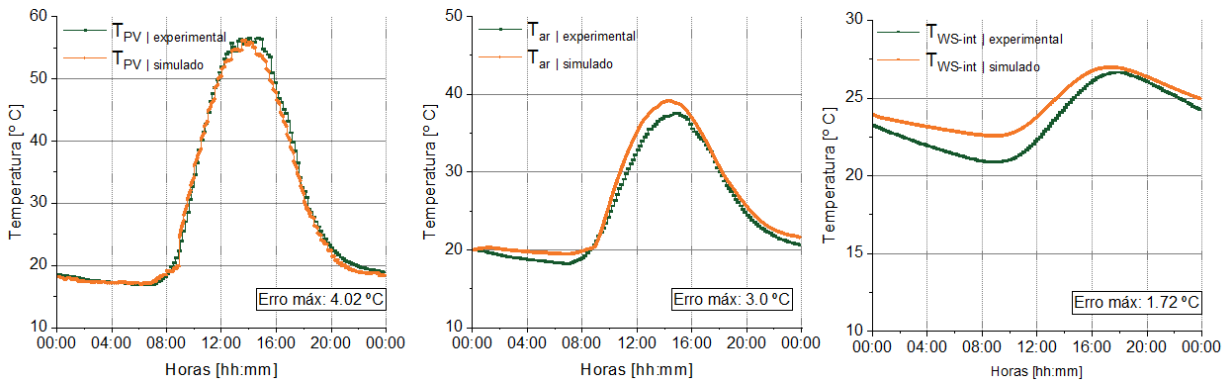


Fig 5. Validação do modelo BIPV-WS configuração não-ventilado

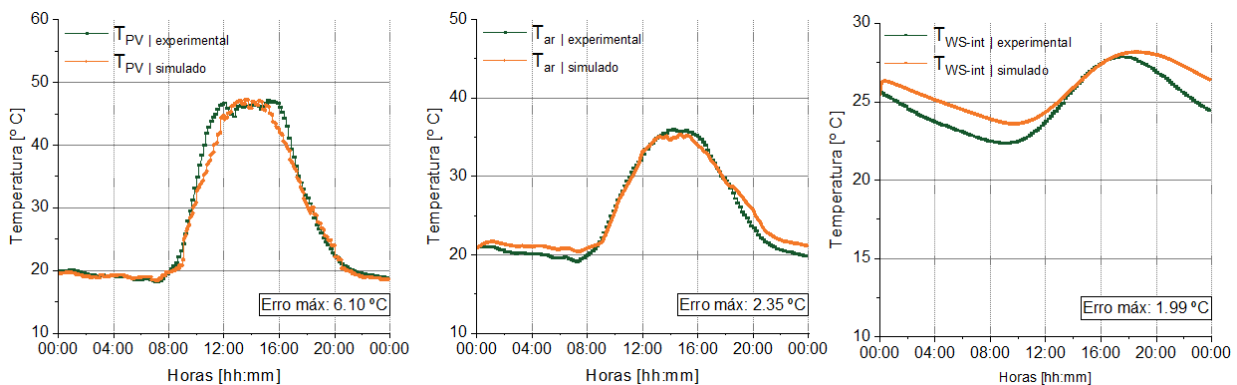


Fig 6. Validação do modelo BIPV-WS ventilado

Para ambos os casos-estudo, as temperaturas calculadas pelo modelo numérico demonstram valores e evoluções semelhantes com os dados experimentais. Os picos de divergência entre o simulado e o experimental encontram-se na temperatura do PV, sendo que o caso ventilado apresenta a maior diferença de valores, com um máximo de 6.10 °C. No entanto, a evolução da temperatura ao longo do dia é semelhante entre o caso experimental e numérico, tanto para a temperatura do PV, como para a temperatura do ar, sendo que esta última mostra poucas diferenças entre os dois resultados. Por último, para a temperatura da superfície interior, as duas comparações apresentam uma ligeira diferença, com máximos de 1.99 °C para o caso ventilado, mas com a evolução da temperatura ao longo do dia a ser ligeiramente distinta no início do dia.

## COMENTÁRIOS FINAIS

Este artigo apresenta a validação de um modelo numérico de um módulo fotovoltaico integrado num edifício combinado com um tanque de armazenamento de água (BIPV-WS), como parte de uma fachada do edifício Solar XXI. A experiência faz parte do projeto de pesquisa *NZEB\_LAB*, cujo objetivo é promover o teste e o desenvolvimento de todas as aplicações de energia solar em edifícios. O comportamento térmico de cada camada do protótipo foi calculado com base nas condições envolventes: irradiação global horizontal, temperatura interior e temperatura exterior.

A utilização de MatLab/Simulink como ferramenta de modelação e cálculo de balanços térmicos mostrou-se precisa, sendo a maioria dos resultados numéricos bastante semelhantes aos experimentais. As diferenças mais significantes

foram encontradas na temperatura do PV no caso ventilado, e no comportamento da parede interior durante a madrugada, o qual apresenta um decréscimo de temperatura menos acentuado. Estas divergências são derivadas da abordagem relativamente simples do modelo, no qual não foram considerados efeitos complexos na simulação do protótipo – tais como vento e turbulência, sombreamento parcial e paredes não-adiabáticas. Por outro lado, o método experimental pode induzir o método numérico em erro, não só pelo erro inerente dos sensores utilizados, como também pelo seu posicionamento. Neste último, é destacado o sensor de ambiente interior, o qual se encontra a meio da sala, numa posição elevada, em contraste com a parede do protótipo, que se encontra numa elevação reduzida, debaixo de uma janela. Também existe a possibilidade de infiltrações de ar e de evaporação de água no tanque ao longo do tempo. Neste último caso, há a possibilidade de o modelo numérico simular um tanque com maior quantidade de água do que o tanque testado no método experimental.

Este estudo insere-se no âmbito do projeto de investigação NZEB\_LAB, cujo objetivo é promover a o desenvolvimento de todas as aplicações da energia solar em edifícios, estando este trabalho inserido na Atividade de Investigação 2.1 “Investigação Experimental de novas aplicações, sistemas inovadores de energia solar (laboratório e edifício real), e flexibilidade energética de edifícios e sistemas solares integrados”.

#### AGRADECIMENTOS

NZEB\_LAB - Infraestrutura de Investigação em Integração de Sistemas de Energia Solar em Edifícios ”(Ref. LISBOA-01-0145-FEDER-022075)” é financiada com fundos nacionais FCT / MCTES (PIDDAC) e FEDER europeu do Programa de Operação Regional de Lisboa.

#### REFERÊNCIAS

Lloret A, Andreu J & Merten J (1995, October). The Mataro Library: a 53kWp grid connected building with integrated PV-thermal multifunctional modules.

Charron, R. & Athienitis, A.K. (2003, June). Optimization of the Performance of PV-Integrated Double Façades. *ISES Solar World Congress, Goteborg, Sweden*.

Athienitis, A. K., Zhang, K., & Feldman, D. (2005, May). A study of double facades with phase-change storage and photovoltaics. *International Conference “Passive and Low Energy Cooling 855 for the Built Environment.”*

Aelenei, L., Pereira, R., Gonçalves, H., & Athienitis, A. (2014). Thermal Performance of a Hybrid BIPV-PCM: Modeling, Design and Experimental Investigation. *Energy Procedia*, 48, 474-483. doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.02.056>

Aelenei, L. & Gonçalves, H. (2013, September). From solar building design to Net Zero Energy Buildings: performance insights of an office building. *International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry*.

Gonçalves, H., Camelo, S., Horta, C, Graça, J.M., Aelenei, L., Oliveira, M.P., Joyce A., & Rodrigues C. (2010) Solar XXI-Em direção à energia zero / Towards zero energy, @LNEG 2010 (ISBN:978-989-675-007-7). Lisbon; 2010

Duffie, J.A., Beckman, W.A., *Solar Engineering of Thermal Processes* 2nd edition, Wiley, New York; 1991

Ricardo Pereira (2020). Variable Convective Heat Transfer Coefficient (<https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/39512-variable-convective-heat-transfer-coefficient>), MATLAB Central File Exchange.

Neises, T. (2011). Development and Validation of a Model to Predict the Temperature of a Photovoltaic Cell. Master of Science Thesis. University of Wisconsin–Madison.

King, D.L.; Boyson, W.E.; Kratochvill, J.A. (2004) Photovoltaic Array Performance Model, SANDIA Report SAND2004-3535; Sandia National Laboratories: Albuquerque, NM, USA

Incropera, F. P., & DeWitt, D. P. (2002). *Fundamentals of heat and mass transfer*. New York: J. Wiley.



## NOVO MODELO DE INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS AVANÇADOS DE ENERGIA RENOVÁVEL NOS EDIFÍCIOS

**Aelenei L.\*, Brites M.J.\*, Joyce A.\*, Esteves M.A.\*, Rodrigues C.\*, Barros H.\*, Valente D.\***

\* Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar, 22,  
1649-038 Lisboa, Portugal, [laura.aelenei@lneg.pt](mailto:laura.aelenei@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2133>

### RESUMO

O projeto IDEAS “Novel building Integration Designs for increased Efficiencies in Advanced climatically tunable renewable energy Systems” é um projeto financiado pelo Programa HORIZON2020, multidisciplinar que reúne várias temáticas científicas e competências para o desenvolvimento e demonstração de um novo conceito de design para integração de edifícios. O modelo combina várias tecnologias de energia renovável, incluindo solar fotovoltaica, solar térmica, armazenamento de energia térmica e bombas de calor (aerotérmica e geotérmica) acopladas a piso radiante. No presente trabalho os autores querem partilhar a visão e descrição geral do projeto IDEAS, alguns trabalhos que foram desenvolvidos nas primeiras atividades e tarefas do projeto relativamente à fabricação e testes de camadas luminescentes *downshifting* (LDS) para o módulo fotovoltaico híbrido PVT com concentrador parabólico composto (CPC), bem como apresentar o modelo numérico de todo o sistema IDEAS que se encontra em desenvolvimento para a análise técnico económica do sistema IDEAS.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar, Integração nos Edifícios, Armazenamento de Energia, NZEB

### ABSTRACT

IDEAS project “Novel building Integration Designs for increased Efficiencies in Advanced climatically tunable renewable energy Systems” [1] is a project funded by the HORIZON2020 Program, a multidisciplinary project that brings together various scientific themes and competencies for the development and demonstration of a novel design concept for building integration. The model combines several renewable energy technologies including solar photovoltaic, solar thermal, thermal energy storage, geothermal and air source HP technology coupled with underfloor heating. In this work the authors want to share the vision and the general description of the IDEAS project, work developed in the first activities and tasks of the project regarding the manufacture and testing of luminescent downshifting layers (LDS) for the luminescent compound parabolic concentrator integrated in the IDEAS system, as well as ongoing work on the construction of the numerical model for the technical economic analysis of the IDEAS system

**KEYWORDS:** Solar Energy, Building Integration, Energy Storage, NZEB

## INTRODUÇÃO

Os edifícios são responsáveis por aproximadamente 40% do consumo de energia e 36% das emissões de CO<sub>2</sub> na União Europeia (EU), tornando-os o maior consumidor de energia na Europa. A publicação da nova Diretiva sobre o Desempenho Energético dos Edifícios em 2010 (EPBD, 2010) introduziu novos requisitos obrigando todos os edifícios novos, construídos a partir de 2020, a serem caracterizados por níveis mais elevados de desempenho energético, procurando explorar mais as fontes de energia renováveis disponíveis localmente numa base economicamente equilibrada e sem prejuízo para o conforto dos ocupantes. Para este fim, a partir 2020 todos os novos edifícios devem ser caracterizados por um balanço energético “quase nulo”. Um edifício de balanço energético quase nulo, ou NZEB, refere-se a um edifício com necessidades energéticas muito baixas, devido à adoção de medidas de eficiência, em que as necessidades serão supridas por fontes renováveis de energia. Consequentemente, a adoção de estratégias e medidas de eficiência energética, em conjunto com a integração e utilização de sistemas de energia renováveis (RES), no sector dos edifícios permite reduzir os consumos de energia e responder aos objetivos da política climática para 2030. Neste contexto, a investigação científica procura responder, através de atividades e projetos de investigação que visam a mitigação de soluções sustentáveis de eficiência energética, integração de renováveis e gestão de energia nos edifícios.

Neste estudo, os autores pretendem partilhar um conjunto de ideias inovadoras que se encontra em desenvolvimento no projeto Europeu, recentemente aprovado no âmbito do programa Horizon 2020, “IDEAS-Novel building Integration Designs for increased Efficiencies in Advanced climatically tunable renewable energy Systems” (Home - Horizon 2020 IDEAS, 2020). O projeto IDEAS visa desenvolver um sistema inovador integrado para edifícios (Fig. 1) que combina várias tecnologias de energias renováveis, incluindo solar fotovoltaico, solar térmico, armazenamento de energia térmica e bombas de calor (aerotérmica e geotérmica) acopladas a piso radiante.

## PROJETO IDEAS

### Conceito

O projeto IDEAS consiste no estudo, desenvolvimento e demonstração de um sistema avançado de produção, armazenamento e gestão inteligente de energia para ser integrado em edifícios residenciais e de serviços. O projeto propõe-se desenvolver a combinação de várias tecnologias de energia renovável, conforme se ilustra na Fig. 1. As participações das diferentes tecnologias dependem da região, estação do ano e hora do dia. As tecnologias de armazenamento de energia em combinação com o fornecimento flexível de energia renovável podem cobrir a maior parte das necessidades de eletricidade, aquecimento e refrigeração. Para cumprir este objetivo o projeto inclui o desenvolvimento de uma ferramenta de gestão do armazenamento e abastecimento integrando energias renováveis provenientes de várias fontes.

O conceito avançado do IDEAS é baseado em alcançar o maior aproveitamento possível de energia renovável desenvolvendo um edifício verdadeiramente inovador na integração de fontes de energias renováveis (RES) para além do atual estado da arte. No sistema CPV-T-PCM serão desenvolvidas a captação da radiação solar através da aplicação da tecnologia de concentração CPC e da aplicação de uma camada luminescente nas células PV, aumentando a produção de energia elétrica para consumo ou armazenamento em baterias. Com a captação solar melhorada, a temperatura das células fotovoltaicas também aumenta penalizando a eficiência PV, o que é solucionado através da instalação de dissipadores de calor com incorporação de materiais de mudança de fase (PCM) que promovem a regulação da temperatura das células. O calor absorvido poderá ser, assim, armazenado e utilizado em AQS ou usado acoplado a bombas de calor aerotérmicas e/ou geotérmicas para baixar a temperatura do PV e para fornecer calor ao sistema de aquecimento por piso radiante para aquecimento ambiente.

O projeto proporcionará não apenas avanços na eficiência solar fotovoltaica e armazenamento térmico, mas também produzirá um edifício único na integração de RES em edifícios, ajustável a diferentes condições climáticas, fornecendo eletricidade, aquecimento e refrigeração.



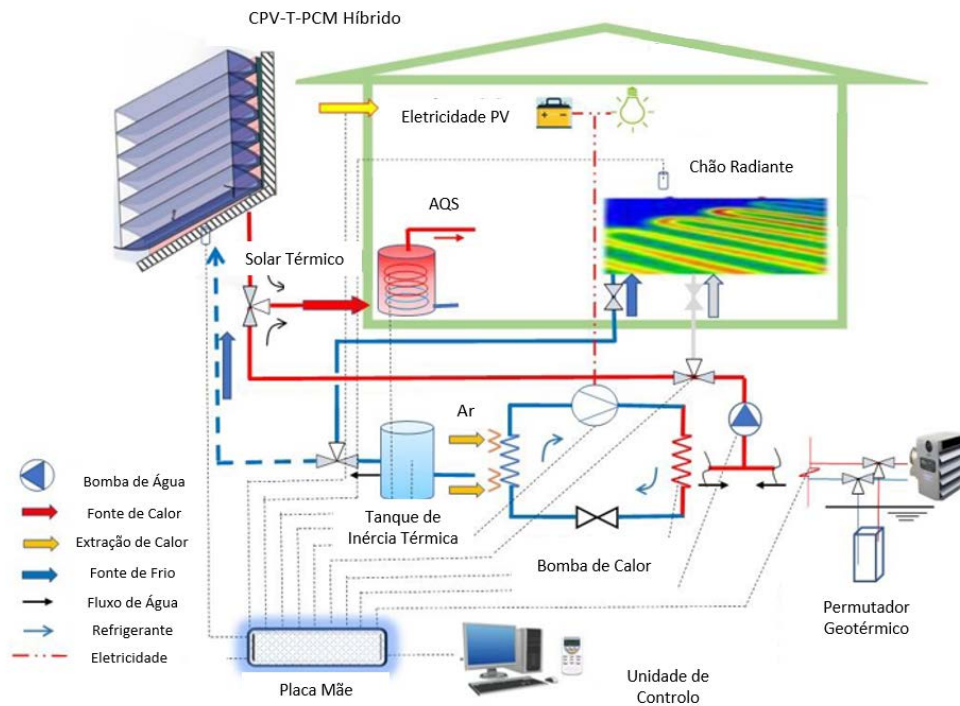


Fig. 7. Projeto IDEAS - Descrição Esquemática do Conceito

### Objetivos do Projeto

Para se conseguir desenvolver um sistema integrado do tipo proposto pelo projeto IDEAS, é preciso abordar várias temáticas que de facto foram propostas deste início como principais linhas de investigação do projeto e que são ilustradas na Fig. 2.

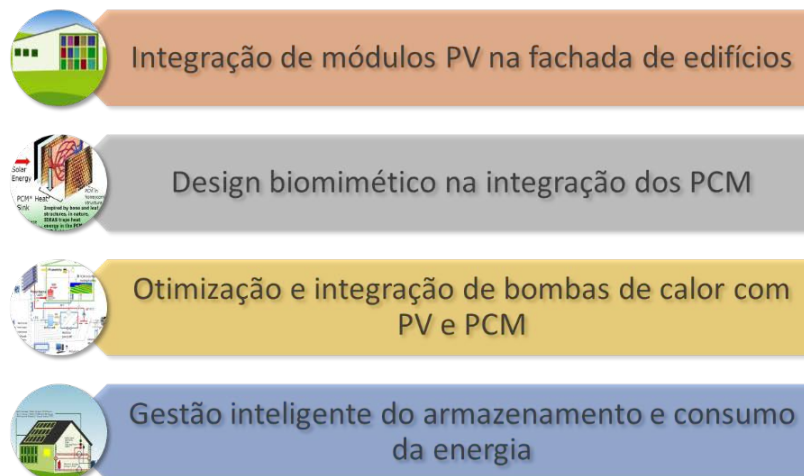


Fig. 2. Linhas de Investigação do Projeto

Seguindo essas principais linhas, os objetivos específicos do projeto são:

- Desenvolver novas camadas de luminescência (LDS) usando corantes luminescentes de alta eficiência quântica (QE) e pontos quânticos (QDs) para aumentar a captação de radiação solar direta e difusa;
- Desenvolver um concentrador parabólico composto integrado (CPC) que pode ser utilizado em distintas condições climáticas;

- Otimizar a eficiência do módulo PV através da integração de armazenamento térmico em PCM para capturar o calor residual no sistema procurando, ao mesmo tempo obter uma melhor distribuição do calor através de uma configuração obtida por métodos biomiméticos;
- Otimizar o sistema de aquecimento através de uma combinação entre bomba de calor e o novo sistema PCM para aquecimento por piso radiante, adotando uma abordagem de múltiplas fontes que integra ar e solo como fonte secundária / dissipador;
- Desenvolver um sistema avançado de controlo, produção distribuída e de gestão da procura;
- Desenvolver uma ferramenta de planeamento que ofereça o dimensionamento ideal do sistema e avalie o seu impacto ambiental e económico para aplicação em diferentes tipos de edifícios (multifamiliares, públicos e comerciais) em diferentes regiões climáticas;
- Desenvolver, instalar e demonstrar o sistema IDEAS em dois edifícios piloto;
- Envolver os proprietários e ocupantes de edifícios no processo do desenvolvimento e integração do sistema IDEAS para aumentar a aceitação e a validação através das suas opiniões e desenvolver guias técnicos para instaladores.

### Metodologia do Projeto

Para alcançar os objetivos, o projeto apresenta uma metodologia distribuída em 7 grupos de tarefas principais dos quais 4 grupos de tarefas de desenvolvimento (WP1-WP4) e onde vários componentes do sistema IDEAS são desenvolvidos, nomeadamente as camadas luminescentes (LDS) e o concentrador CPC no WP1, o armazenamento em PCM no WP2, as bombas de calor e o piso radiante no WP3 e a integração de todos estes sistemas no algoritmo de gestão inteligente no WP4. A metodologia conta também com o grupo de tarefas de demonstração onde o sistema desenvolvido é integrado num edifício real para demonstração da sua eficiência no WP5. O grupo de tarefas WP7 fecha o circuito do desenvolvimento e demonstração do sistema através de uma análise técnico económica do mesmo. Em paralelo o WP6 analisa o envolvimento dos utilizadores e proprietários no processo e o WP8 faz a disseminação dos resultados do projeto. Por fim o WP9 faz a coordenação global de todos os trabalhos e procede à avaliação dos mesmos. A metodologia seguida no projeto é mostrada na Fig. 3

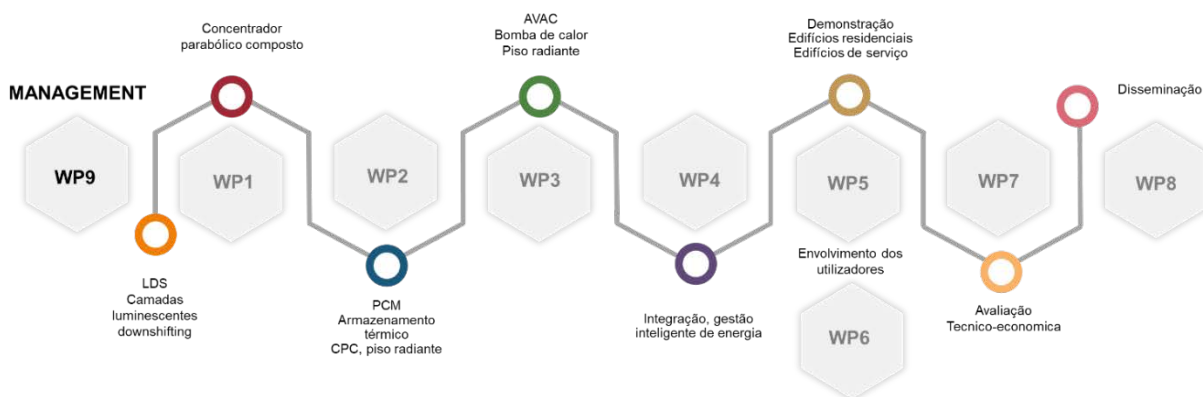


Fig. 3. Metodologia e Estrutura do Plano de Trabalho

O projeto teve o seu início há cerca de um ano e meio e já foram concluídas algumas atividades como a construção do primeiro concentrador CPC. O protótipo desenvolvido, integrando o conjunto de produtos desenvolvidos no WP2 (PCM), no WP3 (bomba de calor) e no WP4 (algoritmos de gestão) está a ser instalado num laboratório de demonstração em pequena escala em Itália. Entretanto algumas das atividades do projeto estão suspensas ou atrasadas devido à diminuição de atividade ou fecho de alguns laboratórios desde o início da pandemia da COVID-19.

Mencionam-se, de seguida, as principais contribuições da equipa do LNEG para o grupo de tarefas WP1, nomeadamente no desenvolvimento do Concentrador Parabólico Composto Luminescente, bem como os trabalhos de arranque do grupo de tarefas WP7 no desenvolvimento do modelo numérico que visa a avaliação técnico económico do sistema IDEAS.

CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPOSTO LUMINESCENTE

No WP1 do projeto IDEIAS, uma série de novos corantes luminescentes derivados de tetrafenileno (TPE) foram sintetizados e caracterizados espectroscopicamente (espectro de absorção no ultravioleta-visível (UV-Vis) e espectro de fluorescência). Os novos corantes serão utilizados na fabricação de camadas luminescentes (*Luminescent DownShifting layers*, LDS) para aplicação em diferentes tipos de células fotovoltaicas (PV), com o objetivo de aumentar a sua estabilidade e eficiência (Perdomo et al. 2020, Ahmed et al. 2016).

Uma camada LDS é composta tipicamente por um filme fino de um polímero (ex. PoliMetilMetAcrilato, PMMA) com moléculas luminescentes (fluoróforos) incorporadas, que convertem os fótons de comprimento de onda curto, onde a célula PV responde mal ( $\lambda < 400$  nm), em fótons de comprimento de onda longo no espectro visível, onde a resposta espectral ou Eficiência Quântico Externo (EQE) da célula PV é maior (Fernandes et al. 2017) (Fig. 4). Assim, um corante luminescente para aplicação na camada LDS, precisa exibir determinadas propriedades óticas, tais como: 1) banda larga de absorção na região de 300 nm a 400 nm onde o EQE da célula PV é menor, 2) coeficiente de absorvidade, eficiência quântica de luminescência (LQY) e transmitância elevadas, 3) banda de emissão na região onde a EQE da célula é maior, e 4) deslocamento de Stokes elevado, isto é, a diferença entre os comprimentos de onda das bandas de absorção e de emissão (Fig.4), para minimizar perdas devido à reabsorção dos fótons emitidos.

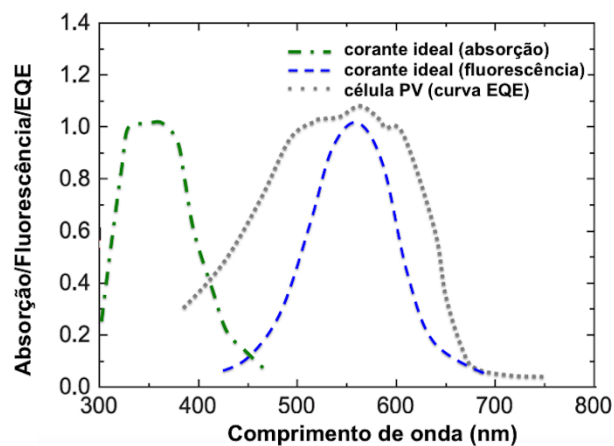


Fig. 4. Espectros de absorção e de emissão de fluorescência para um corante ideal e a curva EQE de uma célula fotovoltaica.

No primeiro ano do projeto e no âmbito do WP1 foram sintetizados novos corantes luminescentes derivados do tetrafenileno (TPE) com um sistema molecular baseado no núcleo TPE, funcionalizado com diferentes grupos aceptores de elétrons. A síntese e caracterização estrutural dos novos corantes luminescentes será publicada numa revista da área. Na Fig.5 são apresentados os espectros de absorção e emissão normalizados de três dos novos corantes luminescentes (1-3) em filme de Zeonex e na Tabela 1 encontram-se sumarizados os respectivos parâmetros fotofísicos.

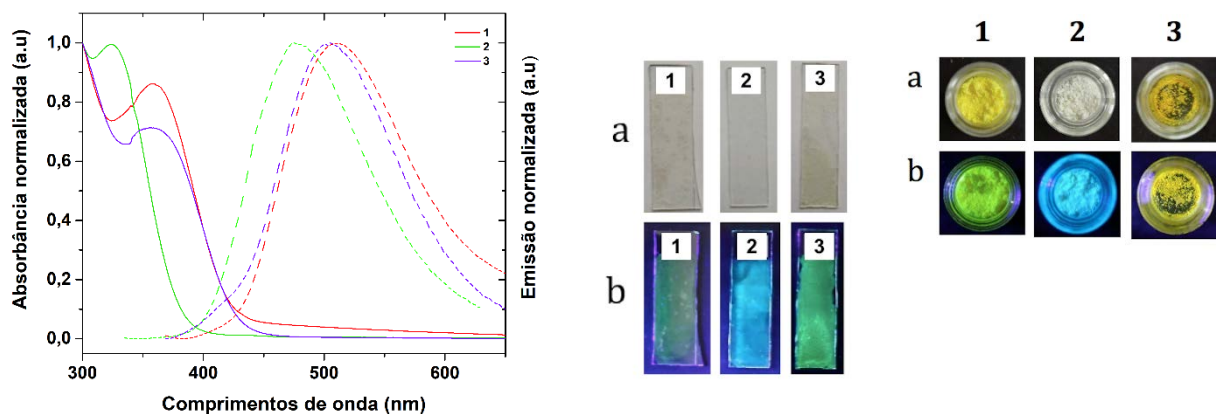


Fig. 5. Espectros de absorbância (linha contínua) e emissão (linha tracejada) dos corantes 1, 2 e 3, em filme de Zeonex. Imagens dos corantes luminescentes (1-3) sob luz visível (a) e ultravioleta de 365 nm (b), em filme de zeonex e na forma de pó.

Tabela 1. Propriedades fotofísicas dos corantes em filmes sólidos e em diclorometano (DCM)

	Corantes	$\lambda_{\max}^a$ (nm)	$\lambda_{em}^b$ ( $\lambda_{exc}$ ) <sup>c</sup> (nm)	Desvio de Stokes ( $\Delta\lambda$ /nm)
Filmes	1	359	512 (359)	153
	2	325	479 (325)	154
	3	359	505 (359)	146

<sup>a</sup> Comprimento de onda máximo de absorção. <sup>b</sup> Comprimento de onda máximo de emissão.

<sup>c</sup> Comprimento de onda de excitação.

Os corantes (1-3) em filme, apresentam uma banda de absorção máxima na região de 325 nm a 359 nm e uma emissão máxima entre 479 e 512 nm. O elevado deslocamento de Stokes (entre 146 nm e 154 nm) destes corantes permitirá minimizar perdas devido à reabsorção dos fótons emitidos por estas moléculas. Tendo em conta estes resultados preliminares podemos concluir que os corantes 1 e 3 tem potencial para serem utilizados na fabricação de camadas luminescentes LDS.

### ANÁLISE TÉCNICO ECONÓMICA E AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA

No WP7 do projeto pretende-se efetuar uma avaliação técnico-económica dos dispositivos e sistemas que se encontram em desenvolvimento, assim como proceder a uma análise do ciclo de vida dos produtos finais desenvolvidos. Este *Work Package* é coordenado pelo LNEG.

Para o desenvolvimento desta atividade está a ser criado um modelo em *MatLab Simulink* de todo o sistema IDEAS incluindo os principais componentes, nomeadamente: módulo híbrido Fotovoltaico-Térmico (PVT) com concentrador CPC, e camada luminescente na parte frontal e sistema de armazenamento por material de mudança de fase (PCM) e extração de energia nas costas do módulo fotovoltaico; Bombas de Calor aerotérmicas e geotérmicas com recurso a armazenamento com material de mudança de fase (Fig. 7). O desempenho de cada um dos componentes em desenvolvimento tem de ser avaliado individualmente e em conjunto integrados nas diferentes tipologias de edifícios (residencial, comercial e público) pelo que o modelo contempla, também, o desenvolvimento de um módulo de simulação da área a climatizar. Serão consideradas diferentes condições climatológicas exteriores e diferentes necessidades no consumo de energia nas simulações do funcionamento do sistema proposto que utilizarão uma base de tempo horária durante um ano. Pretende-se avaliar o desempenho, quer em termos de produção/consumo de energia Elétrica, quer em termos de energia para Calor e Frio.

Será efetuada uma consulta ao mercado sobre os custos das opções utilizadas e o resultado final será expresso em termos de indicadores de avaliação técnico-económica, como por exemplo, o custo atualizado da energia (LCOE), a Taxa de Retorno do Investimento (TIR) e o Tempo de Retorno do Investimento (*Pay Back period*). Uma componente de análise dos indicadores anteriormente referidos está também associada ao modelo

Para a caracterização de alguns dos protótipos em desenvolvimento irão ser utilizados os dados que estão a ser recolhidos no âmbito do WP3, na instalação piloto em Ferrara, Itália e a validação global dos resultados do modelo relativos ao do sistema global será efetuada recorrendo aos dados que irão ser recolhidos nos protótipos que estão a ser construídos em Itália e na Irlanda.

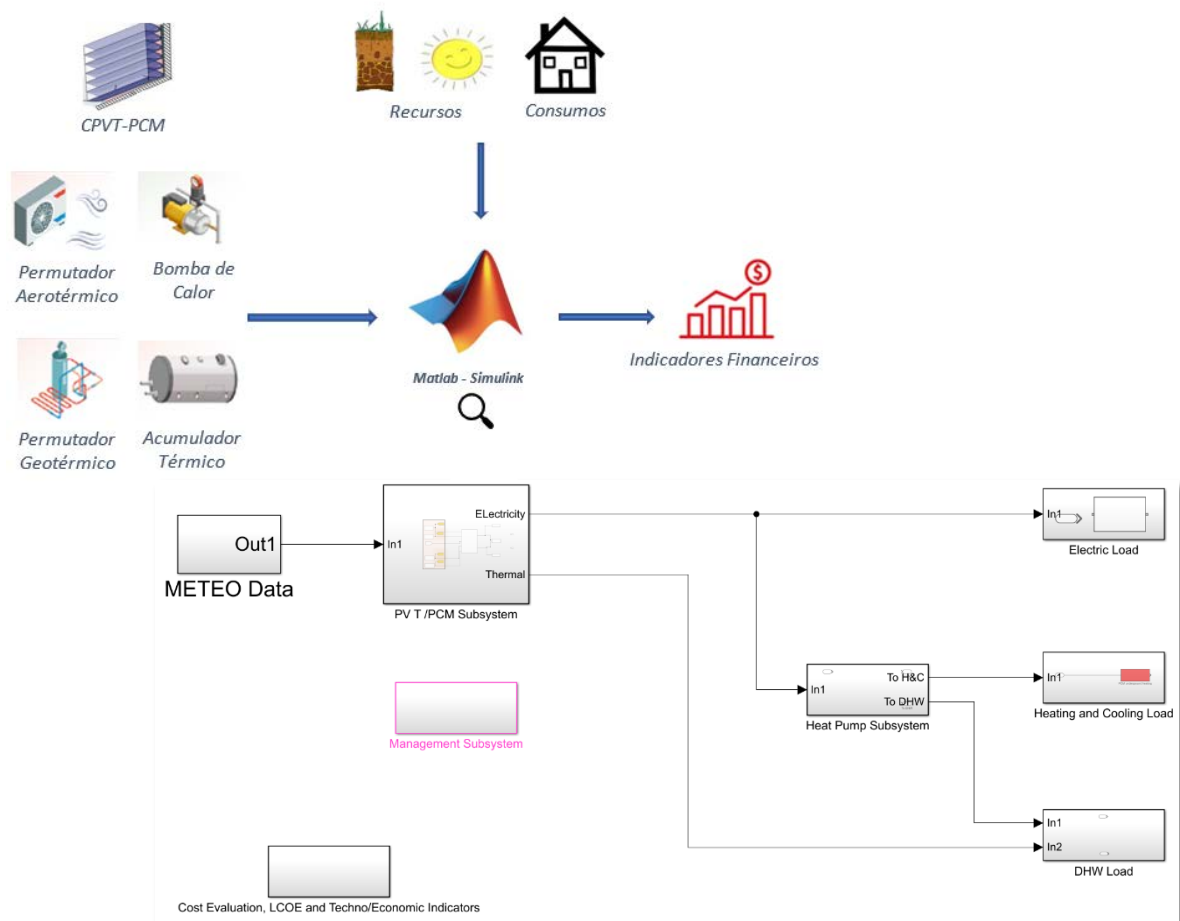


Fig. 8. Esquema Geral do Modelo IDEAS.

## CONCLUSÕES

No WPI do projeto IDEAS, os resultados preliminares de estudos fotofísicos obtidos no LNEG permitem concluir que os novos corantes sintetizados têm potencial para serem utilizados para a fabricação de camadas LDS de células fotovoltaicas, uma vez que apresentam alta absorção na região de 300 nm a 400 nm e banda de emissão de fluorescência próxima da região de maior rendimento quântico externo das células. O deslocamento de Stokes varia entre 146 nm e 253 nm, o que também é uma característica essencial na aplicação de um corante na camada LDS.

No WP7, que o LNEG coordena, envolve a análise global do desempenho de todos os produtos do projeto IDEAS que estão em desenvolvimento nos *Work Packages* WP1, WP2, WP3 e WP4, nomeadamente a utilização dos CPCs, das camadas luminescentes e dos armazenamentos em materiais de mudança de fase, nos módulos PVT, a utilização conjunta de Bombas de Calor Aerotérmicas e Geotérmicas, assim como o desenvolvimento do sistema de gestão global do sistema, o que permitirá ter uma visão completa das vantagens técnico económicas do sistema de tri-geração para edifícios residenciais, comerciais e públicos do projeto IDEAS. Possibilita assim associar uma análise técnico-económica ao interesse deste tipo de edifícios no âmbito do conceito geral de edifícios nZEB.

## AGRADECIMENTOS

O projeto “IDEAS - Novel building Integration Designs for increased Efficiencies in Advanced climatically tunable renewable energy Systems” é financiado pelo programa de investigação e inovação da União Europeia Horizon 2020, através do contrato No 815271.

## REFERÊNCIAS

Horizon 2020 IDEAS. 2020. *Home - Horizon 2020 IDEAS*. [online] Available at: <<https://www.horizon2020ideas.eu/>> [Accessed 12 September 2020].

Ahmed, H.; Doran, J.; McCormack, S. J. (2016); Increased short-circuit current density and external quantum efficiency of silicon and dye sensitised solar cells through plasmonic luminescent down-shifting layers; *Sol. Energy*, 126, 146.

Fernandes, R. V.; Bristow, N.; Stoichkov, V.; Anizelli, H. S.; Duarte, J. L.; Laureto, E.; Kettle, J. (2017); Development of multidye UV filters for OPVs using luminescent materials - IOPscience ;*J. Phys. D. Appl. Phys.* 50, 025103.

Pardo Perdomo, A.; Vignoto Fernandes, R.; Artico Cordeiro, N. J.; Franchello, F.; Toledo Da Silva, M. A.; Leonil Duarte, J.; Laureto, E. (2020); Development of multidye UV filters for OPVs using luminescent materials - IOPscience *J. Appl. Phys.* 128, 035502.

**ESTUDIO EXPERIMENTAL Y NUMÉRICO DE UNA PARED SOLAR EN CLIMA TEMPLADO****Vitale G.\*, Rodríguez J.\*, Berges I.\*, Bove I.\*\*, Flores Larsen S.\*\*\***

\* Laboratorio de Energía Solar, Departamento de Física, Centro Universitario Regional Litoral Norte, Universidad de la República, Rivera 1350, Salto, Código Postal 50.000, (Salto) Uruguay, [gvitale@unorte.edu.uy](mailto:gvitale@unorte.edu.uy)

\*\* Laboratorio de Energía Solar, Instituto de Física, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Julio Herrera y Reissing 565, Montevideo, Código Postal 11.300, (Montevideo) Uruguay.

\*\*\* Instituto Nacional en Energía No Convencional, Universidad Nacional de Salta, Avenida Bolivia 5150, Salta, Código Postal 4.400, (Salta) Argentina.

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2134>

**RESUMEN**

Las paredes solares se utilizan desde épocas remotas y en lugares donde el clima presenta una considerable amplitud térmica. Hoy se utilizan incluso para ventilación en veranos de climas templados. Sin embargo, hay pocos estudios sobre el uso de esta tecnología en climas templados o húmedos. En este trabajo se realiza un estudio experimental y numérico de un cuarto de ensayo en Uruguay con un muro acumulador de energía solar orientado al ecuador, para diferentes configuraciones de sombreado del muro con una persiana programable. Se ajustan los parámetros del sistema logrando una buena concordancia entre los datos experimentales y un modelo numérico en el programa EnergyPlus. Además, se analiza el intercambio de energía del muro con la habitación en función de la apertura o no de la persiana.

**PALABRAS CLAVE:** pared solar, simulación numérica, eficiencia energética.

**ABSTRACT**

Solar walls have been used since ancient times and in places where the climate has a considerable thermal amplitude. Today solar walls are also used for ventilation in summers of temperate climates. However, there are few studies on the use of this technology in temperate or humid climates. In this work, an experimental and numerical study of a test room in Uruguay is carried out with a solar energy accumulator wall facing to the equator, for different shading configurations of the wall with a blind. The system parameters were adjusted achieving a good agreement between the experimental data and the numerical model in the EnergyPlus software. In addition, the energy exchange of the wall with the room is analyzed depending on the opening or not of the blind.

**KEYWORDS:** solar wall, numerical simulation, energy efficiency.

## INTRODUCCIÓN

En el último informe sobre la demanda energética del Uruguay realizado por Ministerio de Industria y Energía (MIEM) y la Dirección Nacional de Energía (DNE), (DNE-MIEM, 2018) se indica que el 20,4 % de la demanda de energía en el país proviene del sector residencial, con un crecimiento promedio anual aproximado del 2 %. De la demanda residencial el 44 % de se debe a energía eléctrica, 38 % a biomasa, 13 % a gas licuado de petróleo (GLP), y el resto corresponden a otras fuentes como queroceno, fuel oil, gas natural, etc. La biomasa utilizada en las residencias corresponde básicamente a leña para la calefacción. Parte del GLP y de la energía eléctrica también se utilizan para este propósito. Por otro lado, el mismo informe arroja que el 99 % de los hogares utilizan algún mecanismo para calefaccionar su vivienda en la temporada fría. Así, una parte importante de la energía utilizada en las edificaciones de Uruguay es para calefacción.

En el año 2008 en Uruguay se aprueba una política energética con prospectiva en el largo plazo (DNE-MIEM, 2005), la cual resalta la necesidad de promover la eficiencia energética y la incorporación de fuentes de energías renovables, en particular en el sector edilicio. Un tipo de soluciones que contempla estas necesidades es el acondicionamiento térmico pasivo para viviendas. En esta línea, la implementación más utilizada desde la antigüedad es el aprovechamiento de la energía solar térmica. El muro acumulador de calor o muro solar es un sistema de calefacción solar pasivo muy antiguo que bien dimensionado, y con una buena estrategia de uso, podría contribuir en la reducción del consumo de energía tradicional para calefacción en climas templados (leña, GLP y electricidad). Este sistema fue patentado en 1881 por Edward Morse y casi 100 años después utilizado en construcciones por el ingeniero Félix Trombe y el arquitecto Jacques Michel. Esencialmente cuentan con una pared masiva capaz de acumular gran cantidad de energía, orientada al norte en el hemisferio sur (o al ecuador, en forma general). Esta masa debe ser capaz de captar gran parte de la radiación solar incidente, por ese motivo generalmente son de color negro mate. Para favorecer el efecto invernadero evitando las pérdidas de energía por radiación se utiliza una cubierta de material transparente a la irradiación solar pero opaco a la infrarroja lejana (mayor a 3 mm) separada algunos cm del muro, de tal forma que se genera una cámara entre la cubierta y el muro. Puede poseer o no ventanillas para la circulación del aire entre la cámara y la habitación a calefaccionar. En el sistema sin ventanillas la energía entregada a la habitación es la que se conduce a través del muro hacia el interior, mientras que en los sistemas con ventanillas el aire a calentar ingresa por la ventanilla inferior y el caliente sale por la superior gracias al mecanismo de termosifón natural, además de la energía conducida al interior como en el caso anterior. Cada opción de muro acumulador tiene sus ventajas y desventajas, pero se diferencian esencialmente en que el muro sin ventanillas acumula más cantidad de energía durante el día y la entrega durante la noche a la habitación, siendo el desfase un punto crucial en el sistema. El muro con ventanillas entrega parte de la energía enseguida que calienta la superficie ecuatorial del muro, debido a eso acumula menor cantidad de energía para la noche. Aunque dependiendo de la superficie ecuatorial disponible se podría dimensionar para que cumpla ambas funciones (Krüger et al., 2013).

Numerosas investigaciones recomiendan su uso como una alternativa efectiva para el ahorro de energía en lugares donde la calefacción es mucho más importante que la refrigeración (Sami y Gassman, 2006), descartando su uso en climas cálidos, aunque algunos autores sugieren su uso para favorecer la ventilación en veranos templados (Liu et al., 2013; Ruiz et al., 2005; entre otros). Sin embargo, existen pocos datos bibliográficos sobre su uso en clima templado, como el de Uruguay, donde la temperatura promedio mensual varía entre 11 °C y 25 °C, con temperaturas extremas de 41 °C en verano y -5 °C en invierno. Las obras para clima mediterráneo, un poco más frías que las de Uruguay, aseguran que este sistema tiene problemas de sobrecalentamiento en verano, sugiriendo estudios de estrategias para evitar la incidencia de la irradiancia solar en dicha temporada (Stazi et al., 2011; Abbassi et al., 2014; entre otros).

Además, para el estudio de diferentes configuraciones, orientaciones o analizar el comportamiento de una construcción en distintas épocas, hoy existe la alternativa de realizar un modelo numérico a partir de herramientas informáticas. Para esto se debe tener conocimiento de los parámetros de la construcción, las variables meteorológicas de la zona y un buen programa informático que permita proyectar el modelo en el tiempo y en el espacio. Muchos trabajos realizan ensayos experimentales y posteriormente ajustan un modelo numérico para investigar cómo afectan los distintos parámetros al rendimiento del sistema. Ruiz et al. (2005) realiza su propio modelo matemático para determinar la temperatura interior de la habitación de estudio a partir de resistencias térmicas, obteniendo resultados satisfactorios. Por otro lado, Sami y Gassman (2006) utiliza eQuest, una herramienta informática para modelado con énfasis en el balance de energía, y así diversos autores siguen en esa línea.

Por todo lo anterior, el objetivo de este trabajo será ensayar por un período extenso de tiempo, un cuarto experimental construido a escala 1 - 1, con un muro solar orientado al ecuador en un clima templado. A este cuarto se le anexa una persiana programable capaz de regular la incidencia de irradiancia solar en el muro acumulador y se analiza el aporte de energía del muro a la habitación en función de la apertura o no de la persiana. El sistema será modelado numéricamente y los resultados del mismo serán contrastados con los resultados experimentales.



A continuación se presenta el montaje experimental y las diferentes configuraciones de toma de datos respecto a cómo se usa la persiana. Luego se detalla el modelo numérico a utilizar con el programa EnergyPlus, los resultados obtenidos y la comparación con los datos experimentales. Por último se analizan las conclusiones y perspectivas.

### MONTAJE EXPERIMENTAL

El montaje experimental tiene lugar en la ciudad de Salto, Uruguay (Latitud = 31,28° S, Longitud = 57,92° W, Altitud = 65 m snm). Uruguay se ubica en la región de la Pampa Húmeda, al sureste de Sudamérica, cuya clasificación climática actualizada de Köppen-Geiger (Peel et al. 2007) es Cfa (clima templado-cálido, húmedo, con veranos calurosos). El montaje consiste de un recinto de 6,5 m<sup>2</sup> de base interior y 2,6 m<sup>2</sup> de altura, perfectamente orientado Norte-Sur, Este-Oeste, construido con poliestireno expandido de 10 cm de espesor en toda la envolvente menos la cara norte la cual limita con la pared de adobe. En la pared norte se construye una viga semi enterrada de hormigón ciclópeo de 15 x 30 cm de base y 2 m de largo, aislada con poliestireno expandido del ambiente exterior y del suelo. Sobre ella se monta una pared de adobe negro de 30 cm de espesor y 4,6 m<sup>2</sup> de superficie. Los ladrillos de adobe en Uruguay consisten en una mezcla de barro con tierra negra, cáscara de arroz y estiércol de caballo, que son secados a la intemperie por dos semanas o más dependiendo las condiciones climáticas. Posteriormente pasarían al horno de secado para convertirse en ladrillos, pero en este caso se trabaja con el adobe sin hornear, por eso su color negro (ver Fig. 1). La densidad promedio de los ladrillos de adobe es de aproximadamente 1300 kg/m<sup>3</sup>. El dispositivo experimental además cuenta con un recinto exterior al anterior, con el objetivo de protección, de 15,7 m<sup>2</sup> construido básicamente con una envolvente de materiales livianos como se muestra en la Figura 1. En la cara norte del sistema, 5 cm frente a la pared de adobe, se coloca una cubierta transparente de vidrio común de 5.9 mm de espesor formando así una cámara de aire hermética de 0,30 m<sup>3</sup>. Continuando hacia el norte se coloca una persiana enrollable de PVC de 2 cm de espesor, hueca, con un sistema de apertura-cierre programable. El vidrio se fija a la viga con marcos de aluminio, cubriendo las juntas con tiras de caucho y silicona.



Fig. 1. Montaje experimental.

En el dispositivo experimental se monta un sistema de medidas controladas por un adquisidor de datos DataTaker DT85, en el que se instalaron 25 sensores de temperatura y 2 de irradiancia solar. Los sensores de temperatura son sensores del tipo PT1000 montados, ajustados y calibrados en el laboratorio con una incertidumbre menor a 0,3 °C, 16 de ellos miden temperatura de superficie y 9 temperatura de aire. Los sensores de irradiancia son LI-COR modelo Li-200 instalados en plano vertical en la pared norte, uno delante y otro detrás del vidrio como se puede apreciar en la Figura 1. Todas las mediciones se toman de forma sincronizada, cada 20 s, y se registra cada minuto la media de 3 lecturas consecutivas. Además de la instrumentación montada en el dispositivo, se cuenta con medidas de irradiancia global y difusa en plano horizontal, y directa en incidencia normal, provenientes de un seguidor solar SOLYS2 con dos CMP10 y un CHMP1 marca Kipp & Zonen, que son medidas permanentes del laboratorio, adquiridas en la misma frecuencia temporal. Todos los radiómetros son calibrados bianualmente con el estándar secundario del laboratorio (KZ CMP22 calibrado en el World Radiation Center con trazabilidad a la referencia radiométrica mundial). Además, se tiene medidas climáticas de una estación Campbell, próxima al dispositivo experimental. Esta estación cuenta con un adquisidor modelo CR1000, sensor de temperatura y humedad relativa modelo CS215, sensor de rapidez y dirección del viento CS03002, sensor de precipitaciones TE525-LC, y sensor de presión atmosférica CS100. Los datos de la estación son de frecuencia minutal y se encuentran disponibles en la base de datos del laboratorio.

MODELO NUMÉRICO

Se construye un plano en tres dimensiones en el programa SketchUp compuesto por tres zonas térmicas como se ilustra en la Fig. 2 (vista de arriba): (A) recinto correspondiente a la Habitación, (B), recinto entre el muro de adobe y la cubierta de vidrio correspondiente al Recinto Norte y (C) espacio entre los recintos correspondiente al Local Envolverte.

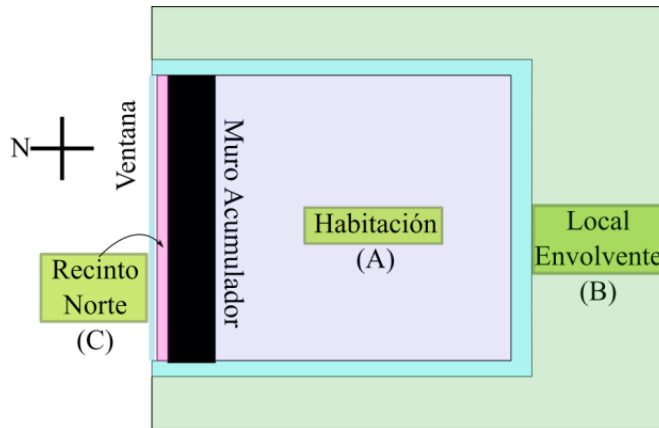


Fig. 2. Zonas térmicas del modelo numérico.

Luego, dicho modelo se exporta al programa EnergyPlus donde se cargaran las características constructivas de los cerramientos. Para la cubierta de vidrio, de 5,90 mm de espesor, se utiliza una transmitancia en incidencia normal de 0,80 y un índice de refracción de 1,53. Dichas propiedades se estimaron a partir de los datos experimentales de irradiancia solar en plano vertical en Vitale et al. (2019). El resto de las propiedades termo-físicas de los materiales fueron ajustadas en base a valores dados por las referencias Incropera y De Witt (1999) y CIBSE (2006), como se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Propiedades termo-físicas de materiales.

Material	Adobe	Poliestireno	Zinc	OSB	Hormigón
Conductividad térmica (W/(m.K))	1,5	0,055	45	0,13	1,3
Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	1300	15	7800	650	2000
Calor específico (J/(Kg.K))	1800	1450	480	1800	1000
Absortancia solar	0,9	0,9	0,05	0,8	0,9
Emisividad	0,9	0,2	0,55	0,8	0,9

Para la persiana se considera una resistencia térmica de 0,83 m<sup>2</sup>.K/W, una absortancia térmica de 0,4 y una emisividad de 0,94. Para el caudal de aire debido a infiltraciones q (m<sup>3</sup>/s) se utilizó el modelo Sherman y Modera (1986), esto es:

$$q = \frac{A_L}{1000} \sqrt{C_S |\Delta t| + C_W v^2} \quad (1)$$

en donde A<sub>L</sub> (cm<sup>2</sup>) es el área efectiva de huecos a una diferencia de presión de 4 Pa, C<sub>S</sub> y C<sub>W</sub> son coeficientes que dependen de la implantación y la altura del edificio, Δt (°C) es la diferencia de temperatura entre el aire exterior y el interior, y v (m/s): la rapidez del viento a diez metros de altura. Para determinar el área efectiva de huecos se ensaya el recinto con un sistema Blower Door, de acuerdo a la norma ISO 9972:2015 (ISO, 2015). A través de este ensayo se estima un área efectiva de huecos de 1120 cm<sup>2</sup> para la zona B, las otras zonas se consideraron herméticas, es decir, A<sub>L</sub> = 0 cm<sup>2</sup>. Para el coeficiente C<sub>S</sub> se utiliza un valor de 1,45 x 10<sup>-4</sup> y para el coeficiente C<sub>W</sub> un valor de 1,74 x 10<sup>-4</sup> (ASHRAE, 2010). Para la reflectividad del suelo se utiliza un valor de 0,25, dado para el pasto (ver Fig. 1).

El dispositivo se ensaya a lo largo de los dos años de toma de datos (2017 y 2018) de cuatro formas distintas según el uso de la persiana: (I) sin persiana, (II) con persiana durante el día, (III) con persiana durante la noche, y (IV) con persiana todo el día. El uso de la persiana en el modelo se controla por horarios. Para el caso (II) la persiana se cierra a las 7:00 y se abre a las 19:00. Para el caso (III) se tienen dos casos: (a) la persiana se cierra a las 19:30 y se abre a las 8:30, y (b) la persiana se cierra a las 17:30 y se abre a las 6:30. De los dos años de datos se seleccionan diez secuencias diferentes, el periodo y la configuración de la persiana de cada secuencia se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Secuencias.

Secuencia	Configuración	Período de simulación			Energía diaria media intercambiada por el muro con la habitación (Wh/m <sup>2</sup> )		
		Inicio	Fin	# de días	Entregada	Absorbida	Total
1	I	01. ene. 2017	02. feb. 2017	32	134.5	-128.3	6.2
2	I	28. mar. 2017	23. abr. 2017	26	217.2	-103	114.2
3	I	24. jun. 2017	11. jul. 2017	17	175	-76.8	98.1
4	I	18. sep. 2018	9. dic. 2018	82	407.8	-308.4	99.4
5	II	10. mar. 2018	22. abr. 2018	43	121.7	-200.6	-78.9
6	III-a	9. feb. 2017	2. mar. 2017	21	210.9	-120.5	90.4
7	III-a	16. may. 2017	21. jun. 2017	36	214.6	-92.4	122.2
8	III-b	24. may. 2018	12. jul. 2018	49	264.2	-141.4	122.8
9	IV	16. feb. 2018	7. mar. 2018	19	106.8	-178.5	-71.6
10	IV	2. may. 2018	22. may. 2018	20	65.5	-66.5	-1.1

Para que el modelo sea independiente de las condiciones previas al inicio (desconocidas) las secuencias se simulan 5 veces de forma consecutiva y al seleccionar los periodos se cuida que las condiciones de temperatura y nubosidad al inicio y al final de cada secuencia sean similares.

## RESULTADOS

En la tabla 2 se observa la energía intercambiada por el muro con la habitación (promedio diario), tanto la entregada, la absorbida, como el total diario, para cada secuencia. Se observa que cuando la persiana está cerrada solo durante el día (configuración II) el aporte del muro es negativo, mientras que cuando está cerrada solo durante la noche (configuración III) el aporte es netamente positivo. Cuando la persiana está abierta todo el tiempo (configuración I) hay un aporte neto, aunque depende del clima exterior. Algo similar ocurre con la persiana siempre cerrada (configuración IV) donde el intercambio depende del clima exterior, pero en este caso el saldo neto es negativo. Debido a la baja conductividad del muro de adobe, la cara a la habitación no sufre grandes variaciones de temperatura, funcionando así también como muro estabilizador.

Para evaluar el desempeño del modelo en EnergyPlus se determina, para cada secuencia y para cada zona (A, B y C), la desviación media (*Mean Bias Deviation* - MBD) y el desvío cuadrático medio (*Root Mean Square Deviation* - RMSD) como se muestra en las ecuaciones siguientes:

$$MBD = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{T}_i - T_i), rMBD = \frac{MBD}{T_{max} - T_{min}} \quad (2)$$

$$RMSD = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{T}_i - T_i)^2}, rRMSD = \frac{RMSD}{T_{max} - T_{min}} \quad (3)$$

donde  $T_i$  es la temperatura experimental,  $\hat{T}_i$  es la temperatura dada por el modelo en EnergyPlus, y  $n$  es la cantidad de datos (horas) de cada secuencia. Es importante notar que las temperaturas de las zonas presentan distintos grados de variabilidad y no es lo mismo un valor de RMSD de 1 °C asociado a una variabilidad de 10 °C que el mismo valor de RMSD asociado a una variación 40 °C. Por este motivo, se relativizaron los indicadores dados MBD y RMSD para cada secuencia, dividiéndolos por la diferencia entre la máxima y la mínima temperatura experimental ( $T_{max} - T_{min}$ ) de una determinada serie de datos. El cálculo de estos indicadores relativizados, rMBD y rRMD, también se muestra en las Ecs. (2) y (3).

Para el cálculo de los indicadores no se tiene en cuenta los primeros cinco días de cada secuencia. En la Tabla 3 se presentan los resultados obtenidos. La zona Recinto Norte presenta la mayor variabilidad exhibiendo valores de la diferencia ( $T_{max} - T_{min}$ ) para las diferentes series entre 25,3 °C y 61,2 °C, le sigue la zona Local Envoltante con diferencias ( $T_{max} - T_{min}$ ) entre 24,6 °C y 38,7 °C, y por último la zona Habitación con diferencias ( $T_{max} - T_{min}$ ) entre 11,6 °C y 26,4 °C. La alta variabilidad en el Recinto Norte está marcada porque en algunas series las medidas son en días claros de invierno, llegando a altas temperaturas debido a la radiación durante el día, y bajas temperaturas durante la noche; además, en otras series dicho recinto está cubierto por una persiana, haciendo que la variación de temperatura esté altamente amortiguada. La temperatura en el Local Envoltante acompaña bastante la temperatura ambiente, aumentando sensiblemente cuando recibe radiación, sobre todo en verano. Por último, en la Habitación, si

bien gracias al muro solar se logra evitar bajas temperaturas dentro de la misma, si en verano se usa sin persiana, se llega a temperaturas muy superiores a las de confort.

Tabla 3. Indicadores y variabilidad para cada secuencia.

Secuencia	Zona	RMSD (°C)	rRMSD (%)	MBD (°C)	rMBD (%)	T <sub>max</sub> -T <sub>min</sub> (°C)
1	Habitación	0,8	6,5 %	-0,4	-3,8 %	11,6
	Recinto Norte	1,4	4,3 %	-1,1	-3,4 %	33,5
	Local Envolverte	0,9	2,8 %	-0,2	-0,6 %	33,2
2	Habitación	2,0	11,5 %	-1,7	-9,8 %	17,2
	Recinto Norte	5,9	10,6 %	-5,2	-9,3 %	55,7
	Local Envolverte	2,4	7,2 %	-0,6	-1,9 %	34,1
3	Habitación	2,5	17,4 %	-1,6	-11,3 %	14,4
	Recinto Norte	3,2	5,6 %	-2,0	-3,5 %	56,9
	Local Envolverte	1,5	6,1 %	-0,4	-1,5 %	24,6
4	Habitación	1,5	7,1 %	-0,2	-1,1 %	20,0
	Recinto Norte	3,7	7,9 %	-3,2	-6,8 %	47,4
	Local Envolverte	2,0	5,2 %	0,0	0,0 %	38,0
5	Habitación	1,5	8,3 %	0,6	3,5 %	17,9
	Recinto Norte	1,7	5,1 %	-0,9	-2,6 %	33,6
	Local Envolverte	2,4	6,3 %	-0,7	-1,9 %	38,7
6	Habitación	2,3	16,2 %	2,1	14,6 %	14,1
	Recinto Norte	2,8	6,9 %	-1,2	-3,0 %	41,6
	Local Envolverte	2,1	7,5 %	-0,4	-1,3 %	27,7
7	Habitación	2,7	14,8 %	-2,0	-10,9 %	18,3
	Recinto Norte	4,5	7,5 %	-3,4	-5,6 %	60,1
	Local Envolverte	1,6	4,9 %	-0,1	-0,2 %	32,9
8	Habitación	2,7	11,3 %	-1,7	-7,0 %	24,1
	Recinto Norte	3,4	5,6 %	-1,9	-3,4 %	61,2
	Local Envolverte	1,7	4,4 %	0,0	0,1 %	38,3
9	Habitación	2,0	7,6 %	0,5	1,7 %	26,4
	Recinto Norte	2,1	5,4 %	-1,0	-2,5 %	38,1
	Local Envolverte	2,5	5,7 %	-0,5	-1,1 %	43,5
10	Habitación	1,1	8,0 %	0,5	3,6 %	13,4
	Recinto Norte	1,6	6,2 %	-0,6	-2,3 %	25,3
	Local Envolverte	1,9	7,2 %	0,4	1,4 %	27,0

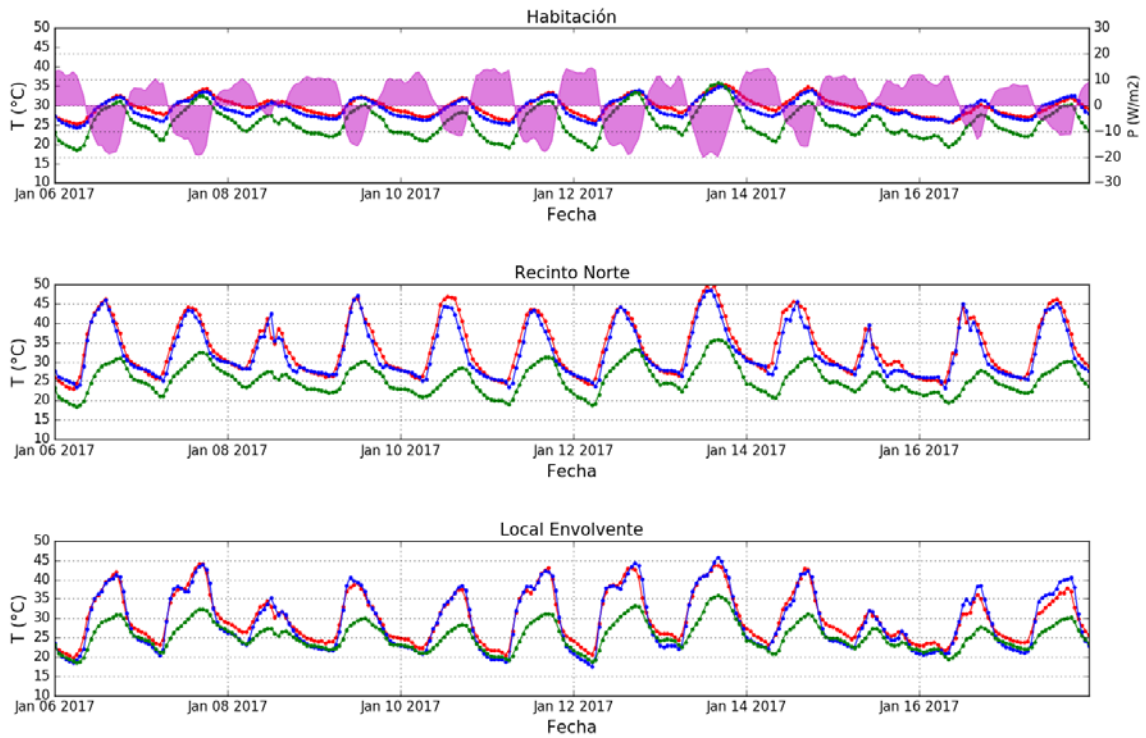


Fig. 3. Temperatura en función del tiempo para un período de 12 días de la secuencia 1 (sin persiana). La curva roja representa los datos horarios experimentales, la azul los datos modelados, y la verde la temperatura ambiente exterior. En la habitación se muestra en magenta la potencia intercambiada por el muro.

En la Fig. 3 se muestran los datos de temperatura teóricos y experimentales para 12 días correspondientes a la secuencia 1 (sin persiana), y en la Fig. 4 se muestran los datos de temperatura teóricos y experimentales para 12 días correspondiente la secuencia 5 (persiana durante el día).

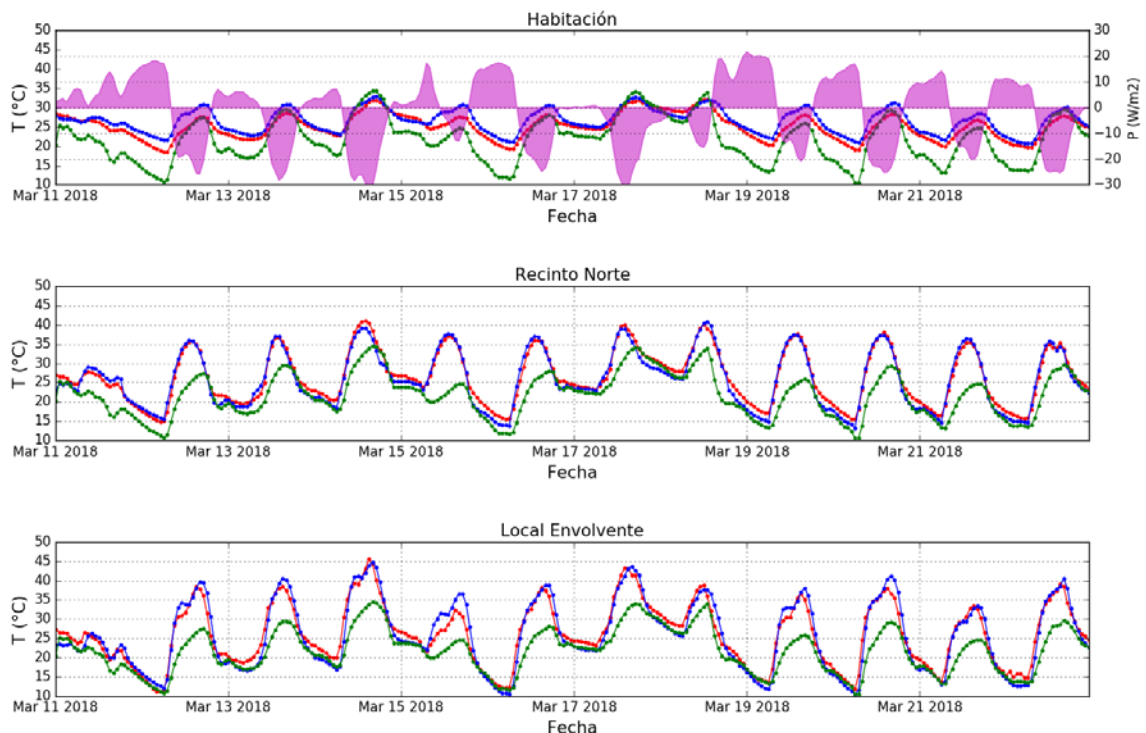


Fig. 4. Temperatura en función del tiempo para un período de 12 días de la secuencia 5 (persiana durante el día). La curva roja representa los datos horarios experimentales, la azul los datos modelados, y la verde la temperatura ambiente exterior. En la habitación se muestra en magenta la potencia intercambiada por el muro.

Las secuencias 1, 4, 5, 9 y 10 presentan un muy buen nivel de concordancia entre datos teóricos y experimentales con valores de rRMSD entre 2,8 % y 8,3 % y valores de rMBD entre -6,8 % y 3,6 %. Dichas secuencias representan el 57 % de los datos experimentales. Las secuencias restantes 2, 3, 6, 7 y 8 presentan un buen nivel de concordancia en las zonas B y C, con rRMSD entre 4,5 % y 10,6 % y rMBD entre -9,3 %, y 0,1 % pero en la zona A la concordancia no es tan buena presentando valores de rRMSD entre 11,3 % y 17,4 % y valores de rMBD entre -11,3 % y 14,6 %.

## CONCLUSIONES

Se logra construir un cuarto de ensayo con una pared solar y una persiana programable, y se lo equipa con sensores de temperatura e irradiancia solar en plano vertical. Se toman medidas durante dos años consecutivos en cuatro configuraciones diferentes del sistema, en cada una de ellas se programa la persiana para que cubra la pared solar en distintos momentos del día. A partir de los dos años de medida se seleccionan 9 secuencias donde cada configuración se encuentra representada por redundancia. Se simulan las secuencias en EnergyPlus utilizando algunos parámetros determinados a partir de los datos experimentales y ajustando el resto a partir de referencias.

Los resultados predichos por este programa ajustan muy bien a los datos experimentales, siendo el mejor ajuste para la habitación del 6,5 %, 4,3 % para el local envolvente y 2,8 % para el recinto norte. Todas ellas correspondientes a la secuencia 1 (sin persiana). Una posible forma de mejorar aún más el ajuste numérico, es dada la variabilidad constructiva del adobe en las distintas regiones, calcular los parámetros termo físicos usados en la modelación como la absorptancia solar, emisividad infrarroja, conductividad térmica y calor específico del adobe a partir de los datos experimentales. En este trabajo, dichos parámetros fueron obtenidos de tablas.

Se observa que una persiana frente a un muro acumulador contribuye a regular los aportes y pérdidas de energía al muro, lo que se traduce en diferentes intercambios de energía con la habitación en función de la posición de la persiana.

A partir de este modelo mejorado y usando el año meteorológico típico (Alonso-Suárez et al., 2016), se piensa realizar un estudio para determinar que configuración (material, espesor) se ajusta mejor a un clima templado como el de Uruguay. Además, se puede optimizar su manejo con el uso de la cortina, aumentando su eficiencia en la temporada fría y minimizando sus contribuciones en la temporada calurosa.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a la Agencia Nacional de Investigación en Innovación (ANII), Uruguay, por el apoyo financiero a través de los proyectos FSE 2013 10649 y FSE 2017 1144779.

## REFERENCIAS

Abbassi, F., Dimassi, N., Dehmani, L. (2014). Energetic study of a Trombe wall system under different Tunisian building configurations. *Energy and Buildings*, 80, 302–308.

Alonso-Suárez, R., Bidegain, M., Abal, G., Modernell, P. (2016). Año Meteorológico Típico para Aplicaciones de Energía Solar (AMTUES): series horarias típicas para 5 sitios del Uruguay. Memoria Técnica del LES/UdelaR, versión 2.4, (junio de 2016). Disponible en [http://les.edu.uy/wp-content/uploads/2016/06/MT\\_1-2\\_AMTUES\\_final.pdf](http://les.edu.uy/wp-content/uploads/2016/06/MT_1-2_AMTUES_final.pdf)

CIBSE (2006). CIBSE Guide A: Environmental Desing. 7ta edición. Londres, Inglaterra: Chartered Insitution of Building Services Enginners.

DNE-MIEM (2005). Políticas Energéticas 2005 – 2030. Ministerio de Industria Energía y Minería - Dirección Nacional de Energía, Política energética y energía solar. Disponible en <http://www.energiasolar.gub.uy/>

DNE-MIEM (2018), Prospectiva de la demanda Energética: 2018, Ministerio de Industria, Energía y Minería - Dirección Nacional de Energía, Informe anual. Disponible en <https://observatorio.miem.gub.uy/>

Incropera, F., De Witt, D. (1999). Fundamentos de transferencia de calor. 4ta ed. Ed Pretince Hall, México.

ISO 9972 (2015). Thermal performance of buildings: determination of the air permeability of buildings, fan pressurization method. ISO Satandar 9972. Geneva: International Organization of Standarization.

Krüger, E., Suzuki, E., Matoski, A. (2013). Evaluation of a Trombe wall system in a subtropical location. *Energy and Buildings*, 66, 364–372.

Peel, M.C., Finlayson, B.L., McMahon, T.A. (2007). Update world map of the köppen-geiger climate classification. *Hydrology and Earth System Sciences Discussions*, 11, 1633-1644.

Ruiz, Á., Salmerón, J.M., Sánchez, F., González, R., Álvarez, S. (2005). A calculation model for Trombe walls and its use as a passive cooling technique. International Conference “Passive and Low Energy Cooling for the Built Environment”, May 2005, Santorini, Greece.

Sami, V., Gassman, J. (2006). Modelling Methodology to Analyze Passive Solar Performance of Trombe Walls. The 23 Conference on Passive and Low Energy Architecture, 6-8 September 2006, Geneva, Switzerland.

Sherman, M.H., Modera, M.P. (1986). Comparison of Measured and Predicted infiltration Using the LBL Infiltration Model. *Measured Air Leakage of Buildings*, ASTM STP 904, H.R. Trechsel and P.L. Lagus, Eds., American Society for Testing and Materials, Philadelphia, 325-347.

Stazi, F., Mastrucci, A., Di Perna, C. (2011). Experimental and numerical study on the performance of solar walls in Mediterranean climates. *World Renewable Energy Congress – Sweden*.

Vitale, G., Bove, I., Pereyra, J., Abal, G. (2019). Global solar transmittance of vertical glazings oriented towards the equator. *Sometido a Proceedings of ISES Solar World Congress 2019*, 1-11. Noviembre, 2019, Santiago de Chile, Chile.





**TECNOLOGÍA CONSTRUCTIVA Y CULTURA AMBIENTAL  
EDIFICIO ENRICO TEDESCHI CASO DE ESTUDIO SOBRE CONSTRUCCIÓN SUSTENTABLE****Gelardi D.\*, Esteves A.\*, Barea G.\*\*\*, Inchauspe F.\***

\* Facultad de Arquitectura, Urbanismo y Diseño (FAUD) – Universidad de Mendoza (UM) 5501, (Mendoza) Argentina, [daniel.gelardi@um.edu.ar](mailto:daniel.gelardi@um.edu.ar) / [federicoinchauspe@gmail.com](mailto:federicoinchauspe@gmail.com)

\*\* INAHE – CCT CONICET 5501, (Mendoza) Argentina  
[alfredo.esteves@um.edu.ar](mailto:alfredo.esteves@um.edu.ar) / [gustavobarea@gmail.com](mailto:gustavobarea@gmail.com)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2135>

**RESUMEN**

El trabajo expone cómo los criterios formales de la instancia constructiva material son determinante para la ecuación arquitectura / sustentabilidad. El Edificio FAUD / Enrico Tedeschi de 1960, es fuente de referencia para la investigación. Se destacan criterios materiales y formales respecto de la tecnología y la materialización para el desarrollo progresivo de un tipo arquitectónico referente para un cambio en la cultura material generacional. La estricta racionalidad constructiva y la lógica de la tecnicidad, son las principales razones para proporcionar una guía de validación relativa a los procedimientos constructivos sustentables. Basado en la metodología del redibujo y de monitoreo ambiental, se presenta una controversia entre la capacidad tectónica estructural y la racionalidad ambiental. La falta de aislamiento y estanqueidad del cerramiento requiere que los parámetros térmico interior estén supeditados al acondicionamiento mecánico adicional. Se simula la posibilidad de una adecuación de eficiencia energética siguiendo los patrones propios de la materialización en diálogo entre la compatibilidad tectónica y la racionalidad ambiental.

**PALABRAS CLAVE:** Materialización. Racionalización. Tipología. Eficiencia energética. Sustentabilidad.

**ABSTRACT**

The work exposes how the formal criteria of the material constructive instance are decisive for the architecture / sustainability equation. The FAUD / Enrico Tedeschi Building from 1960 is a reference source for research. Material and formal criteria are highlighted regarding technology and materialization for the progressive development of an architectural type of reference for a change in generational material culture. Constructive rationality and the logic of technicality are the main reasons for providing a validation guide regarding sustainable construction procedures. Based on the redrawing and environmental monitoring methodology, there is a controversy between structural tectonic capacity and environmental rationality. Little insulation and airtightness of the enclosure requires that the interior thermal parameters be subject to additional mechanical conditioning. The possibility of an energy efficiency adaptation is simulated following the patterns of the materialization in dialogue between tectonic compatibility and environmental rationality.

**KEYWORDS:** Materialization. Rationalization. Typology. Energy efficiency. Sustainability.

## INTRODUCCIÓN

La relación entre la construcción material y la relevancia de la construcción formal condicionan los criterios de normatividad y calidad de la construcción. (Piñón, H. 2005) En efecto, los modos técnicos de producción son un sistema de referencia respecto de su actualización o regulación de los principios y normas generales que atraviesa el estado del arte manteniendo sus variaciones en beneficio de la economía, el orden y la efectiva función. (Munford,L;1952)

Además, considerando que la evolución de los objetos arquitectónicos procede por etapas sucesivas de historicidad, (Piñón,H. 2009) la tecnología no es determinante en el progreso arquitectónico. Es más, los cambios no indican progreso, al contrario, como dice Simondon respecto de los cambios técnicos, éstos operan por iniciativa de los creadores o consumidores con ánimo de buscar soluciones nuevas o más satisfactorias que las que posee. (Simondon. G.2007) El progreso técnico en la arquitectura es fruto del esfuerzo de cada época capaz de materializar tipológicamente las cualidades formales de los edificios. (Silvetti;2018) Por eso, el estudio de modelos arquitectónicos posibilita reconocer la intercomunicación a través de la constitución de elementos que encierran un cierto grado de perfección técnica y reconocer el contenido cognoscitivo latente en la obra a partir del encuentro de los criterios de normatividad y calidad de la construcción arquitectónica. Desde luego, el interés de los modos técnicos de producción como sistema de referencia respecto de su actualización o regulación de los principios y normas generales que atraviesa el estado del arte, son las principales razones que amplían el interés en los procedimientos constructivos ligados a la sustentabilidad. En efecto, la integración del conocimiento de las reglas del oficio al campo de la materialización centradas en el rol de la técnica (Gelardi,D.et.al.:2014) tiene lugar en consideración a la continua búsqueda de calidad y consistencia arquitectónica.

## DESARROLLO

El edificio para la Facultad de Arquitectura de la Universidad de Mendoza data de 1964, el arquitecto Enrico Tedeschi junto con los ing. Diego Franciosi y Roberto Azzoni encaran este emprendimiento tecnológico vanguardista que para la ocasión, asume un rol pedagógico fundamental. (Adagio, N.et.al.: 2013) La implantación es en un solar muy amplio de 40m de ancho por 60m de profundidad aproximadamente, junto con un terreno en perpendicular de 15m por 40m sobre la diagonal que corta dos importantes avenidas de la Ciudad de Mendoza. (Fig. 1) Flanqueado en sus dos lados por el edificio de la facultad de Abogacía y el de la Facultad de Ingeniería, componen una pieza de elevado carácter cívico. La disposición del edificio en cuestión hace de telón de fondo con frente orientado al Norte. Concretamente es el remate de un podio imponente a modo de plaza ceremonial. (Fig.2)

El emplazamiento del conjunto se destaca por la articulación entre la Avenida Arístides Villanueva diluyendo el espacio público con el propio, construyendo un emplazamiento con el más avanzado carácter urbanístico de espacio cívico de la época.

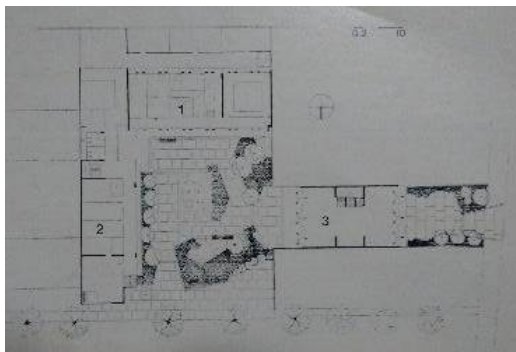


Fig. 1 Emplazamiento. 1. Facultad de Arquitectura. 2. Facultad de Ingeniería. 3. Facultad de Abogacía



Fig. 2 Imagen frente Facultad de Arquitectura. Arq. Enrico Tedeschi

El edificio tiene un desarrollo de 30m de frente por 13m de profundidad por 13m de altura. Constituido como un bloque de planta baja y tres pisos, las dos fachadas frontales se estructuran en forma de trama adoptando la estructura de sustentación. Por cierto, esta estructura portante se resuelve por medio de la tecnología del hormigón armado prefabricado. Las vigas pretensadas se montan sobre los nudos que unen la trama de pilares a modo de red. Esta trama de sustentación actúa de manera solidaria a las cargas verticales así como a modo de diafragma responde a las solicitaciones horizontales y rigidización por las deformaciones de los esfuerzos sísmicos. (Fig. 3)

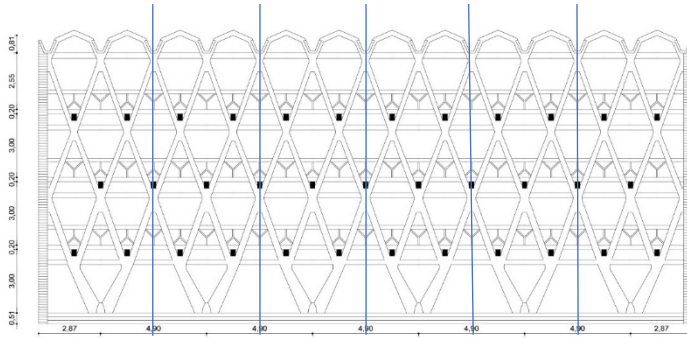


Fig. 3 Trama de sustentación. Orden formal y orden material.

### FACHADA ESTRUCTURAL

Las vigas apoyadas en sus respectivos cojinetes separadas cada 2,44m reciben las respectivas losas. (Fig.4) No obstante, a modo de coronamiento, la cubierta superior se pliega apoyándose en vigas en forma de U que asumen la función de canaletas. (Fig. 5)



Fig. 4 Detalle de nudo cojinete

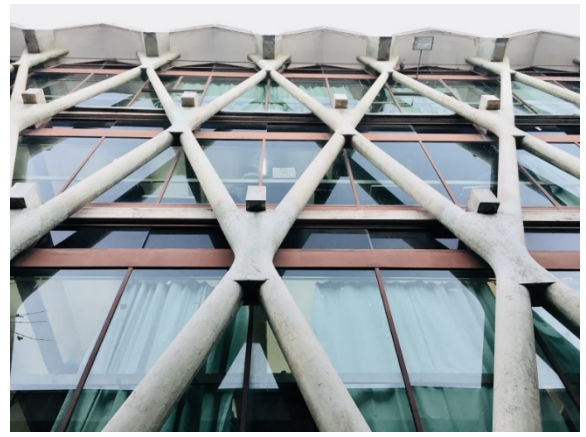


Fig. 5 Fachada Sur. Remate coronamiento losas plegadas

El principio de fachada estructural libera la totalidad de las losas, actuando formalmente en la organización de los elementos que componen el conjunto. En efecto, los nudos rigen los ejes entre vigas y esta métrica es modular en 1,22m o 0,90m para todos los elementos intervinientes. Elementos reducidos a cerramientos de carpintería de acero vidriada, barandas, escaleras y los muros de ladrillo con alma de hormigón de los extremos.

Los pilares que forman la trama de sustentación son una adaptación de los postes premoldeados fabricados para transporte de energía eléctrica. (Fig. 6) Las losas son de viguetas pretensadas y losetas cerámicas con contrapiso armado con acabado llaneado in situ a modo de piso terminado. (Fig. 7)

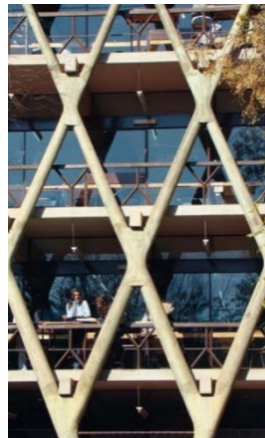


Fig. 6,7 Las imágenes de la fachada Norte muestran la relevancia estructural y formal de la obra.



MONITOREO TÉRMICO

Como modalidad estructural de control ambiental, la razón formal estructural tipológica domina y regula los patrones materiales, constructivos y técnicos, respecto de la capacidad sistemática de respuesta eficiente al medio en términos arquitectónicos. No obstante, como muestras los registros de temperatura de las salas y de los diferentes pisos, hay una controversia entre la la capacidad tectónica estructural y la tecnificación del confort interior. Las temperaturas interiores de las salas muestran el intercambio corriente con las temperaturas exteriores. (Fig. 12 y 13)

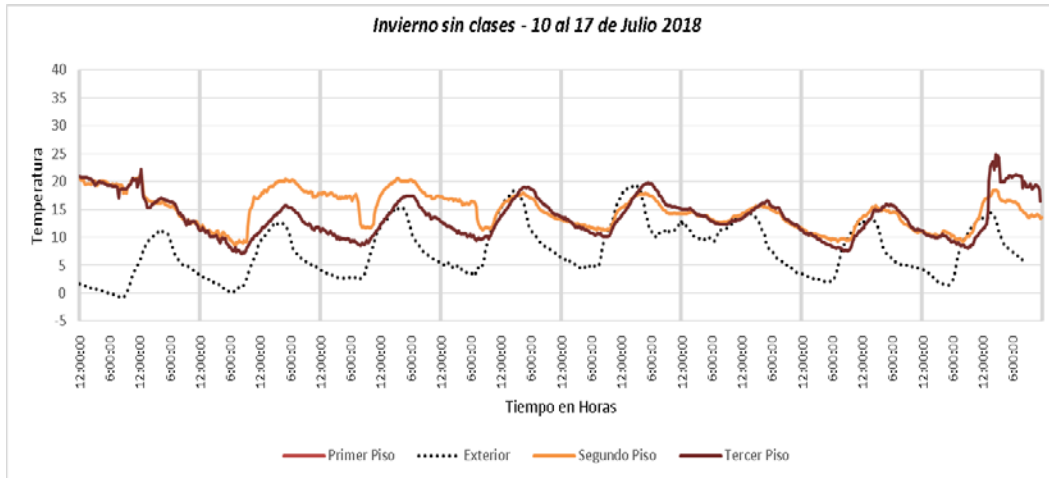


Fig. 12 Comparación de temperaturas interiores y exteriores en diferentes pisos. Invierno.

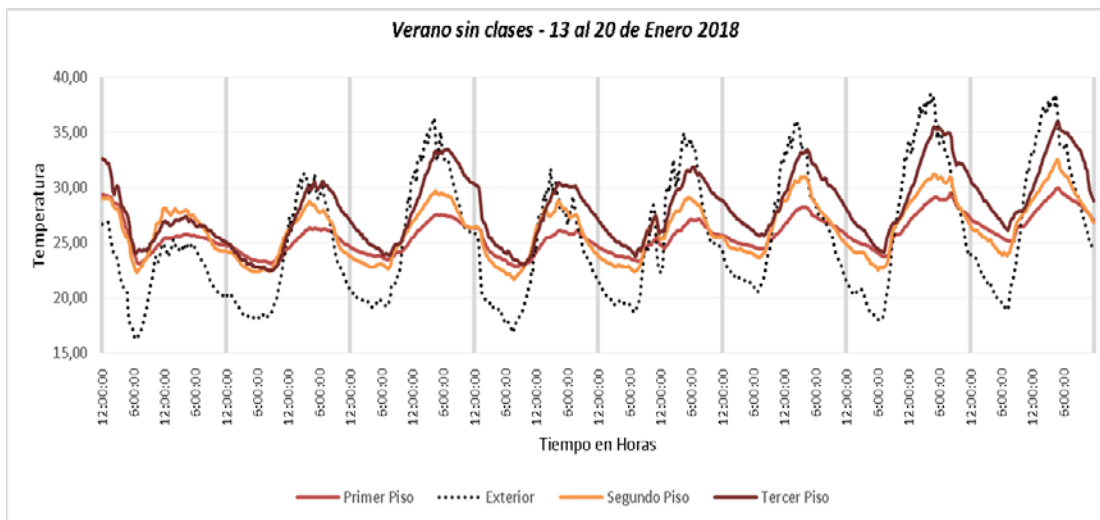


Fig. 13 Comparación de temperaturas interiores y exteriores en diferentes pisos. Verano.

La reducción de los componentes y la especialización de los elementos, así como la economía material y función eficiente que impone la necesidad de buena forma, estable, rigurosa y eficientes acentúan lo fundamental en el ámbito de la técnica. Además, estas cualidades suponen una estrategia estructural y formal pasiva de alta eficiencia ambiental. En efecto, la orientación al Norte permite asoleamiento en invierno, las galerías profundas generan sombreado a los grandes ventallanes de las salas en verano. Además la ventilación cruzada Norte Sur, el arbolado frondoso que aporta sombra y umidificación y los masizos muros ciegos al Oeste y al Este, todo esto utilizado activamente junto con las condicionantes del lugar, parecen suponer coherencia interna respecto a la cuantificación de eficiencia energética. Sin embargo, como demuestran los monitoreos, la falta de propiedad de aislamiento, conductividad, conservación, emisividad y difusividad, respecto de la propia capacidad tectónica estructural requiere que las mismas estén supeditadas a sistemas de acondicionamiento mecánicos adicionales. En efecto, el sistema formal y material no es

suficiente y adecuado a la contingencia térmica climática del ciclo completo del lugar. Es decir que la disciplina formal y la materialización no asume por completo las necesarias de condiciones térmicas operantes.

Además, las prácticas de corrección no se han adecuado a la normativa formal. En detrimento del propio orden formal, la solución energético operante por medio de la incorporación de artefactos de acondicionamiento o unidades independientes, regula los comportamientos térmicos según frecuencias del uso edilicio en el ciclo anual de invierno a verano. No obstante, ignoran las pautas formales y materiales recurriendo a soluciones inadecuadas y alterando el orden visual del sistema espacial por falta de articulación adecuada. (fig. 14)

No obstante, este giro pone en evidencia el rol de la técnica y la instancia constructiva material en térmicos de calibración paramétrica o somática del acoplamiento de los elementos técnicos o medios asociados termodinámicamente al diseño. (Abalos,I,et.al.:2015) Más que incompatibilidad, del estudio se desprende que la autoreferencialidad formal del edificio, es decir, lo tectónico, entra en tensión con criterios de eficiencia energética y acoplamiento ambiental por medio de un reajuste de la racionalidad de los sistemas técnicos. (García-German. J.2010) En efecto, en la relevancia de la construcción formal del edificio se encuentran los criterios de corrección de la compatibilidad con un materialismo termodinámico. Contrario a una reducción de la propia capacidad tectónica estructural o su desconocimiento, este presupuesto rosa también las intervenciones paliativas desconcertadas e improvisaciones embrolladas que el edificio ha sufrido y sufre con la incorporación de aparatos mecánicos dispersos para el acondicionamiento térmico de los interiores. (Fig.15)



Fig. 14,15 Las imágenes ilustran las intervenciones de aparatos mecánicos de acondicionamiento.

### ESTUDIO TÉRMICO Y ENERGÉTICO

En relación a la mayor eficiencia energética edilicia, es decir, tender a la reducción del consumo energético para su funcionamiento, sin disminuir el confort y la calidad arquitectónica del edificio, además fomentar un comportamiento sostenible en su uso y vida útil del edificio, se deberá practicar una evaluación del comportamiento térmico y energético del mismo. Se prevee realizar una simulación computacional mediante el motor de cálculo Energy Plus 9.3Studio Application 3.0.1, desarrollado por el laboratorio de Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos NREL (<https://energyplus.net/>).

La simulación computacional se estructura en dos bloques: el primero en el modelado 3d y del contexto respecto de la zona térmica y archivos climático del lugar. En segundo lugar, en el armado de la caracterización de la envolvente y supuestos de funcionamiento.

El comportamiento del edificio va depender del clima del lugar donde los veranos son muy cálidos y mayormente despejados y los inviernos son fríos y parcialmente nublados. Es un clima seco durante todo el año. (Fig. 16)

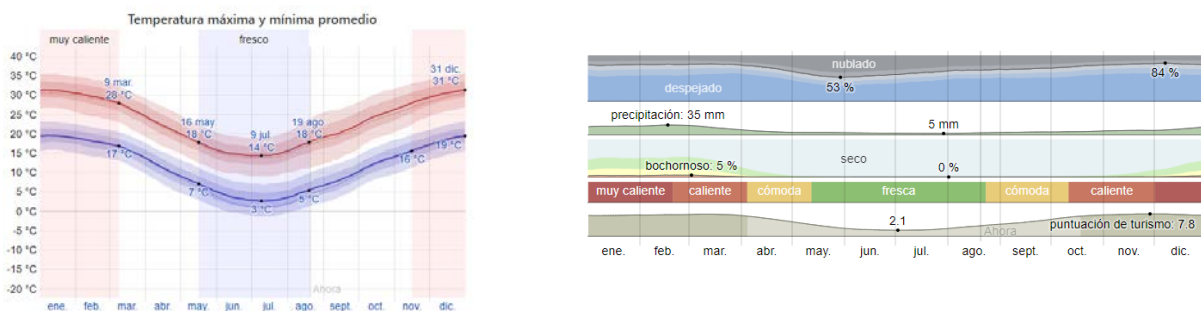


Fig. 16 Datos climáticos de Mendoza, Argentina. cálculos computacionales (TMY y EPW).

La temporada calurosa dura 3,8 meses, del 15 de noviembre al 9 de marzo, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 28 °C. El día más caluroso del año es el 31 de diciembre, con una temperatura máxima promedio de 31 °C y una temperatura mínima promedio de 19 °C. Estos datos promedios, del SMN, de los últimos 10 años, se utilizarán en los cálculos computacionales (TMY y EPW).

Las cargas energéticas se calcularán para mantener el rango de confort entre 21°C y 24°C (termostatos de invierno y verano) se considerarán la radiación solar incidente en invierno y las protecciones de aleros en verano, durante el ciclo de uso que se interrumpe en período de vacaciones a mediados de diciembre hasta mediados de febrero, además se considerará un comportamiento activo de los usuarios.

Con el objeto asumir la posibilidad de una adecuación de eficiencia energética siguiendo los patrones propios de la materialización en diálogo entre la compatibilidad tectónica y la racionalidad ambiental, se simularán estrategias de operaciones técnicas respecto de un materialismo termodinámico relevantes a las cualidades formales y materiales de la obra.

## CONCLUSIONES

El trabajo examina un tipo de edificación a partir del modo en que la arquitectura se basa para su constitución. En efecto, el objeto de estudio recorre un arco histórico temporal de la producción arquitectónica donde estudiar el hecho constructivo producto de la lógica de la técnica. A modo de corroboración, el fenómeno visual de la materialización revela el equilibrio que despliega la solidez material y la solidez visiva por medio de la lógica constructiva hacia la formulación tipológica estable. Por otro lado, el estudio examina el comportamiento de la modalidad estructural de control ambiental en términos de temperaturas de confort interior, respecto de la capacidad sistemática de respuesta eficiente al medio en términos arquitectónicos. Ahora bien, el análisis comparativo no se dirige exclusivamente hacia la sistematicidad constructiva ni solamente a la configuración formal del edificio, sino que se dirige a la proximidad entre la construcción material y la relevancia de la construcción formal del edificio en relación a la tensión respecto de los criterios de corrección del materialismo tecnológico termodinámico.(Abalos,I,et.al.:2015)

La metodología que se efectuará en la continuidad del proyecto permitirá evaluar la eficiencia energética de la solución estructural. De este análisis, surgirá el diagnóstico para definir estrategias de materialización que se adapten a los requerimientos y límites deseados, ensayando hipótesis mediambientales basadas en sistemas constructivos y la estructura formal capaz de adoptar la solidez visual.

Finalmente, la metodología analítica formal nos permite ir al encuentro de hipótesis sustantiva que subyacen de la organización formal y constructiva. Por medio del cuidadoso examen de las condiciones materiales del objeto de estudio, la reconstrucción de los procedimientos de configuración material nos ofrece explicaciones acerca de la razón de las consecuencias técnicas orientadas a adecuar el edificio a mayores exigencias de acondicionamiento térmico de baja intensidad energética. Es decir, la forma lógica en la que se encuentra la solución a tal problema operativo, pero desde el análisis de los contenidos de las definiciones que describe la propia consistencia formal de la obra.

## REFERENCIAS

Abalos, I; Sentkiewicz,R. 2015) Ensayos sobre Termodinámica, Arquitectura y Belleza. Ed.Actar Publishers. New York.

Adagio, N.; Sella, A; (Editoras) (2013) Enrico Tedeschi. Work in progress. Ed. EDIUM.Mza.

García-German, Javier (ed); 2010. De lo mecánico a lo termodinámico. Por una definición energética de la arquitectura y el territorio. Ed. Gustavo Gili. Barcelona.

Gelardi, D., Esteves, A. (2014) Pedagogía del rol de la técnica. Aspectos cognoscitivos relevantes de la construcción eco-ambiental como pleno potencial tectónico en la obra contemporánea. Actas del III Encuentro Latinoamericano Introducción a la Enseñanza de la Arquitectura. Estrategias para una formación integral. 12-14 de Noviembre de 2014. Mendoza, Argentina.

Mumford; Lewis; (1952) Art and Technics. 1º Ed. Columbia University Press. Arte y técnica. 2014 Trad. Federico Corriente. Ed. Pepitas de Calabaza. Logroño.

Piñón, Helio; (2005) La forma y la mirada. Ed.Nobuko. Bs.As.

Piñón, Helio; (2009) Proyectar es construir. Ed. en [https://helio-pinon.org/escritos\\_y\\_conferencias](https://helio-pinon.org/escritos_y_conferencias).

Silvetti, Jorge; Tipo y Tipología: una elusiva obsesión de la Arquitectura y los ritos de un impasse" (2018) Conferencia Aula Magna. Uba, Fadu. Bs. As. FaduComunica <https://www.youtube.com/watch?v=WIDa3R9ZoFA>

Simondon, Gilles; El Modo de Existencia de los Objetos Técnicos. Ed. Prometeo Libros. Bs.As.

#### REGISTROS FOTOGRÁFICOS

Inchauspe, F. Fig. 4,5,6,7, 11,13.

#### REDIBUJOS

Inchauspe, Fig. 3,8,9,10



## ANÁLISIS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN UN EDIFICIO UNIVERSITARIO

Ordóñez A.J.\*, Sánchez E.\*\*

\* Facultad de la Energía, Universidad Nacional de Loja, Ciudad Universitaria Guillermo Falconí, (Loja) Ecuador, [angel.j.ordonez@unl.edu.ec](mailto:angel.j.ordonez@unl.edu.ec)

\*\* Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, Universidad de Salamanca, Avda. Fernando Ballesteros, 2, Béjar, 37700, (Salamanca) España, [esh@usal.es](mailto:esh@usal.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2136>

### RESUMEN/RESUMO

El autoconsumo de electricidad mediante el uso de la energía solar fotovoltaica está despertando un gran interés en España gracias al nuevo desarrollo normativo. Partiendo de la experiencia de un año completo de funcionamiento de una instalación fotovoltaica de autoconsumo en un edificio universitario se realiza un análisis energético y económico para esta tipología de edificios. Se ha comprobado el encaje del Real Decreto de Autoconsumo con las exigencias del Código Técnico de la Edificación (CTE) y cómo el mecanismo de compensación simplificada proporciona el mayor beneficio económico cuando la instalación fotovoltaica está adaptada al perfil de consumo del edificio. El análisis económico para el rango de potencias exigible por el CTE para estos edificios permite determinar que los tiempos de retorno de la inversión son óptimos en este rango, estando entre 7 y 8 años, y que el coste balanceado de la electricidad (LCOE) se sitúa incluso por debajo del precio mayorista de la electricidad. Estos resultados muestran la viabilidad del autoconsumo fotovoltaico en edificaciones con uso distinto al residencial privado.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** Energía Solar Fotovoltaica, Autoconsumo, Edificación Administrativa, LCOE

### ABSTRACT

Photovoltaic electricity self-consumption is rising a great interest in Spain due to the approval of new norms. From the experience of a self-consumption PV installation in a university building during a full year, an energy and economic analysis for this kind of buildings is done. The matching between the new Building Code (CTE) and the Self-consumption Royal Decree is checked and is proved that the best economic benefit is for the simplified compensation mechanism when the PV installation is well adapted to the building consumption profile. The economic analysis for the installed power in the mandatory range established in the CTE for this category of buildings allows us to determine that the time of return of investment is optimum in that range, being in between 7 and 8 years, and that the Levelized Cost of Electricity (LCOE) is even below the electricity pool price. These results show that PV self-consumption in buildings with use different from residential private is economically feasible.

**KEYWORDS:** Solar Photovoltaics, Self-consumption, Administrative Buildings, LCOE.

## INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

En el momento actual, el ahorro de energía es una preocupación de primer nivel, que demanda iniciativas en eficiencia energética y en el uso de energías renovables. Uno de los grandes consumidores de energía son los edificios, estimándose su impacto en un 40% del consumo de energía primaria y del 24% de las emisiones de gases de efecto invernadero en la Comunidad Europea (Eurostat, 2020). La directiva de eficiencia energética en edificios (EU, 2010) establece que todos los edificios de nueva construcción deben ser de consumo energético casi nulo (NZEB) a partir del 31 de diciembre de 2020. Es importante reseñar que la definición de NZEB no es única, sino que debe tener en cuenta el clima, geometría del edificio y patrones de uso del mismo (BPIE 1, 2011). Asimismo, en línea con esta definición de NZEB se hace necesario definir un nivel máximo de demanda de energía, así como un porcentaje mínimo de aportación mediante fuentes de energía renovables. Este porcentaje podría estar entre el 50% y el 90%, en línea con los objetivos de energía y clima de la Unión Europea. La propia directiva establece que “Una definición de edificio de consumo energético casi nulo, reflejando las condiciones nacionales, regionales o locales e incluyendo un indicador numérico de uso de energía primaria, expresado en kWh/m<sup>2</sup> y año”. Clasificando los edificios con respecto a su uso, en los países de la UE el sector residencial supone el 75% del espacio disponible y el 25% restante se dedica a otros usos (BPIE 2, 2011). En cuanto al sector no-residencial, los edificios de uso educacional suponen el 17% del espacio de este sector.

El desarrollo legislativo de esta directiva europea en España tiene como consecuencia la renovación del Código Técnico de la Edificación, que da lugar a una versión actualizada del Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE, 2019). Este documento establece la limitación del consumo energético, en función de la zona climática de la ubicación del edificio, su uso y el alcance de la intervención, en el caso de renovaciones. Asimismo, se indica que el consumo energético se ha de satisfacer, en gran medida, mediante el uso de energías renovables. En ese sentido, se establece la “Exigencia básica HE5: Generación mínima de energía eléctrica” para incorporar sistemas de generación de energía eléctrica procedentes de fuentes renovables para uso propio o suministro a la red en edificios con alto consumo energético. El ámbito de aplicación de esta normativa es, a grandes rasgos, en edificios de uso distinto al residencial privado cuando la superficie del edificio nuevo, ampliación o renovación sea superior a 3000m<sup>2</sup>. La potencia a instalar en kilovatios estará comprendida entre un valor mínimo del 1% de la superficie construida y un valor máximo del 5% de la superficie de la cubierta. En todo caso, la potencia a instalar estará comprendida entre 30kW y 100kW.

Aunque la normativa española no indica explícitamente que la generación eléctrica del edificio deba ser de una tecnología concreta, la normativa encaja perfectamente con la generación mediante el uso de la energía solar fotovoltaica. Especialmente cuando limita la potencia máxima obligatoria a una fracción de la superficie de la cubierta. La limitación de la potencia máxima a 100kW está relacionada directamente con la normativa reguladora del autoconsumo de electricidad, concretamente porque permite que los autoprodutores se puedan acoger a mecanismos simplificados tanto en los trámites de conexión a red como en la valoración económica de la producción.

El autoconsumo de electricidad requiere de un marco normativo adecuado para dotarle de una viabilidad económica que permita su desarrollo de una manera adecuada. La definición tradicional de autoconsumo establece que la energía autoproducida se consuma instantáneamente o en un intervalo de 15 minutos (IEA, 2013). En muchos casos ocurre que la energía autoproducida es mayor que el consumo, por lo cual se puede generar un exceso de energía que puede o no verterse a la red de distribución. El concepto de balance neto consiste en compensar este exceso de electricidad para mejorar la rentabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, facilitando su implementación. Existen distintos esquemas de balance neto, que permiten contabilizar la autoproducción y el consumo de electricidad durante periodos de tiempo mayores, dando lugar a que la electricidad producida sea almacenada en la red eléctrica y mejorar el grado de autoconsumo (Luthander *et al*, 2015). El periodo utilizado para contabilizar el balance neto es de gran importancia puesto que, en el mejor de los casos, con un balance anual se permite “almacenar” el excedente de producción durante el verano para consumirlo durante el invierno.

El desarrollo del autoconsumo en España ha sido difícil debido a los grandes cambios normativos que se han producido. La normativa sobre autoconsumo tuvo su primer hito en el Real Decreto 900/2015 de Autoconsumo (RD 900, 2015). Este Real Decreto en realidad supuso un freno para la realización de instalaciones de autoconsumo ya que establecía unos fuertes cargos asociados al consumidor, el popularmente conocido como “impuesto al sol”, así como la amenaza de fuertes sanciones económicas que disuadían a los consumidores industriales de implantar autoconsumo en sus instalaciones. El verdadero impulso al autoconsumo en España ha sido posible gracias al Real Decreto 15/2018 (RD 15, 2018), que elimina gran parte de las barreras establecidas en la normativa anterior: elimina el “impuesto al sol” al eximir de pagar cargos y peajes a la electricidad autoconsumida, define de una manera clara el autoconsumo colectivo, introduce el concepto de compensación de excedentes, facilita los trámites administrativos y permite la instalación de más potencia de generación que de consumo.

La complejidad técnica y legal del autoconsumo hizo necesario desarrollar este Real Decreto mediante otro posterior, “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica” (RD 244, 2019). La entrada en vigor de esta normativa ha supuesto el despegue definitivo del autoconsumo fotovoltaico, despertando un gran interés en consumidores domésticos, comerciales e industriales, empresas instaladoras e incluso empresas comercializadoras de electricidad. Se establecen modalidades de autoconsumo sin excedentes (mediante un dispositivo antivertido, que impide el flujo de electricidad desde el consumidor hacia la red de distribución) y autoconsumo con excedentes. Dentro de esta modalidad con excedentes, se establece un mecanismo de compensación de excedentes para hacer un balance simplificado o también se puede vender la electricidad al mercado eléctrico a través de un representante.

La opción más interesante, y que es la aplicable a nuestro caso de estudio, es la de compensación de excedentes. Consiste en “un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación”. El periodo de facturación es un mes, aunque dependiendo del tipo de contrato puede ser un mes natural o no. El cálculo del saldo se realiza de la siguiente manera: si el contrato de suministro está fuera del precio regulado, tanto la energía consumida como la energía excedentaria serán valoradas al precio horario libremente acordado entre las partes; en el caso de un contrato regulado la energía excedentaria se valorará en función del precio horario del mercado eléctrico y la energía consumida se valorará como el precio horario en el mercado diario e intradiario menos el coste de los desvíos. Es importante señalar que, en ningún caso el saldo económico puede ser a favor del consumidor. Este mecanismo ha entrado en funcionamiento en marzo de 2020.

Para acogerse a esta modalidad se deben cumplir los siguientes requisitos:

- La electricidad debe ser de origen renovable.
- La potencia de las instalaciones debe ser menor o igual a 100kW. En energía solar fotovoltaica se define como la potencia nominal del inversor fotovoltaico.
- El consumidor haya suscrito un único contrato de suministro, así como un contrato de compensación de excedentes.
- “La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico”.
- El productor no puede participar de otro mecanismo de venta de energía.

Así pues, están sentadas las bases para fomentar el uso de las fuentes de energía renovables en general, y de la energía solar fotovoltaica en particular, en los edificios en España. Una vez aprobada la reforma del Código Técnico de la Edificación, éste es de obligado cumplimiento para las obras cuya licencia se solicite a partir del 28 de junio de 2020, y por tanto se deberá disponer de generación renovable en edificios con uso diferente al residencial privado. Al disponer de una legislación clara y que favorece el autoconsumo, la incorporación de estos sistemas supondrá un ahorro económico a medio y largo plazo, así como una reducción de emisiones del edificio.

El presente trabajo se basa en la experiencia obtenida a partir de la instalación fotovoltaica realizada en la E.U. de Educación y Turismo de la Universidad de Salamanca en Ávila. Se hará una descripción del centro y de sus instalaciones, así como de la instalación fotovoltaica del centro. A continuación, se expondrán los resultados de la toma de datos de generación y consumo durante el año 2019, realizando el cálculo del balance económico mediante el mecanismo de compensación simplificada. Una vez analizados estos resultados, se utilizarán los datos de generación y consumo para realizar una simulación del comportamiento para instalaciones de distinta potencia, en particular para la potencia resultante de la aplicación del Código Técnico de la Edificación. Se calculará la rentabilidad económica de estas instalaciones para así obtener las conclusiones del trabajo.

## DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO

El edificio en el que se realiza el estudio corresponde a la Escuela Universitaria de Educación y Turismo de la Universidad de Salamanca en Ávila (40° 39'N, 4° 41'O, altitud 1110m). Se trata de un edificio de 5660m<sup>2</sup> construidos ubicado en una parcela de 13042m<sup>2</sup>. En la actualidad tiene 750 estudiantes matriculados y 65 trabajadores entre profesores y personal de administración y servicios. De acuerdo con el código técnico de la edificación, si se tratase de un edificio de nueva construcción, debería dotarse de una instalación de energías renovables con una potencia nominal comprendida entre 56,6kW y 88kW ya que la superficie de la cubierta es de 1.765m<sup>2</sup>. Un análisis mediante una herramienta online de un fabricante de inversores (Solaredge, 2020) permite comprobar que en las cubiertas se pueden instalar con facilidad más de 70kW utilizando módulos fotovoltaicos con una eficiencia del 19%.

La instalación fotovoltaica de autoconsumo está situada en la parcela de la E.U. de Educación y Turismo, junto al edificio y estando conectada a la red interior del mismo. Está ubicada en un entorno urbano y las condiciones climáticas son de altas irradiancias y grandes variaciones diarias de temperatura debido a la altitud y el clima seco.

Los módulos están situados en una estructura fija con una inclinación de 45° y orientación sur. Esta instalación está formada por tres campos fotovoltaicos de 3,3kW pico cada uno, conectados respectivamente a inversores Zigor Sunzet SP de 3,3kW. De los seis campos únicamente 5 han estado operativos durante el año 2019, por lo cual la potencia en funcionamiento ha sido de 8,3kW.



Fig. 1. Vista del edificio de la E.U. de Educación y Turismo junto con la instalación fotovoltaica de 10kW. (Google Earth, 2020)

El punto de suministro del edificio es de baja tensión, con una potencia contratada de 66kW y en la tarifa 3.0, que es la tarifa de baja tensión con tres periodos horarios para potencias medias, superiores a 15kW. Es muy habitual en edificios administrativos, educativos y comerciales (cuando no disponen de centro de transformación propio). Según consta en el último informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el año 2019 existen 779.914 puntos de suministro en esta tarifa, con una potencia contratada de 20.641.604kW para el periodo 2 y un consumo total anual de 37,081 GWh (CNMC, 2020). Esta tarifa no diferencia entre días laborables, festivos y el mes de agosto, a diferencia de otras tarifas que durante festivos y el mes de agosto es periodo valle. En la tabla 1 se muestra la distribución horaria de los tres periodos para la tarifa de invierno y la de verano junto con la referencia de la irradiación horaria para los solsticios y los equinoccios. Se puede observar que en el horario de invierno el periodo punta es por la tarde, justo después de la puesta de sol, por lo que la producción solar corresponde a la tarifa intermedia (llano). Durante el horario de verano, la tarifa punta coincide con el mediodía y esas 4 horas se corresponden con horas de gran producción solar, redundando en un mayor ahorro económico para los sistemas de autoconsumo.

Tabla 1. Tarifa 3.0. Distribución horaria y comparación con la radiación solar.

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Irradiación Solsticio de invierno (Wh/m <sup>2</sup> )									1	117	287	396	460	477	432	328	194	43						
Tarifa de invierno	VALLE								LLANO								PUNTA							
Irradiación Equinoccio (Wh/m <sup>2</sup> )									5	199	413	597	733	816	837	803	712	563	373	199	3			
Tarifa de verano	VALLE												PUNTA				LLANO							
Irradiación Solsticio de verano (Wh/m <sup>2</sup> )									74	117	318	519	700	878	989	1017	989	908	780	613	420	216	34	

Los precios del término de energía antes de impuestos constan de un término de peajes, regulado para los periodos valle, llano y punta y el término de energía correspondiente al precio de mercado de la energía (de manera simplificada). La electricidad tiene un impuesto especial sobre la electricidad del 5,11269632% y un 21% aplicable sobre el subtotal anterior lo que resulta en unos impuestos del 27,50265248%

Tabla 2. Precio de los peajes y ofertas de dos empresas comercializadoras (antes de impuestos).

Periodo	VALLE	LLANO	PUNTA
Coste peajes (c€/kWh)	0,4670	1,2575	1,8762
Precio comercializadora #1 (c€/kWh)	7,6132	10,3177	12,0861
Precio comercializadora #2 (c€/kWh)	6,4789	8,1467	9,2679

RESULTADOS

Balance del año 2019

En esta sección se presentan los resultados correspondientes al año 2019. Los datos de partida han sido obtenidos a través de la lectura del contador bidireccional de la compañía distribuidora, contador de generación fotovoltaica y datos de los inversores proporcionados por el sistema de monitorización. Los datos proporcionados por los contadores son datos cuartohorarios, que son reducidos a datos horarios para el proceso de facturación. Los datos de monitorización permiten disponer de los parámetros de los inversores así como los parámetros ambientales (irradiancia, temperatura ambiente y de módulos, velocidad y dirección del viento) cada segundo. A partir de estos valores se genera la curva cuartohoraria para cada uno de los tres inversores y la curva total. Con las curvas de energía entrante, energía saliente y producción fotovoltaica es posible reconstruir la curva de consumo del edificio (curva de carga).

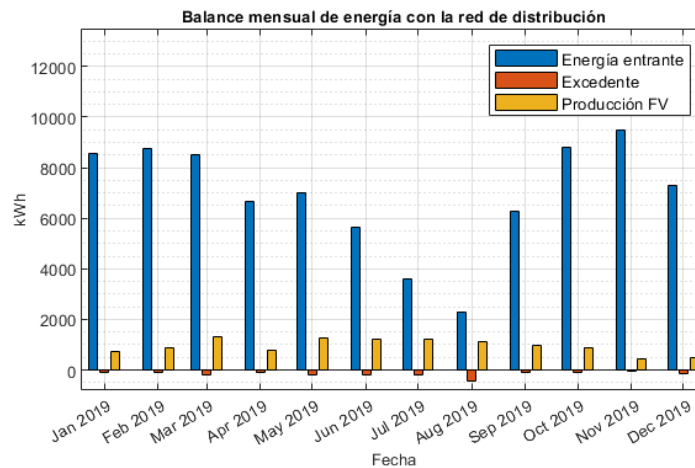


Fig. 2. Energía consumida, generada y exportada mensualmente.

En la figura 2 se muestra el balance energético anual del edificio: Se puede observar el patrón estacional del consumo, mayor en el periodo lectivo y menor en vacaciones (verano, Navidad, Semana Santa). La producción fotovoltaica tiene un patrón invertido con respecto al consumo, por lo que se generan excedentes en fines de semana y vacaciones, especialmente en verano. El aporte energético es de un 12,3% del consumo total de energía, siendo el 83% de la energía producida consumida en el edificio.

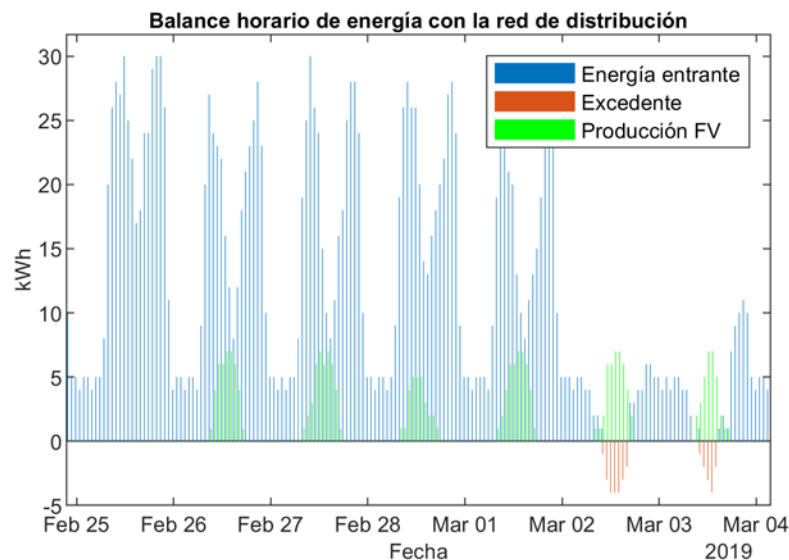


Fig. 3. Curva horaria de energía tomada de la red, producción y excedente durante una semana lectiva.

En la figura 3 se muestra el comportamiento semanal a través de la curva horaria, donde se muestra una semana típica del curso. Se puede ver la producción fotovoltaica (verde) y cómo contribuye a reducir el consumo durante el mediodía. El lunes fue un día sin sol y se ve como el consumo real a mediodía es mucho menor que durante las horas de mayor actividad. El resto de los días de la semana sí que hay producción fotovoltaica, reduciendo considerablemente el consumo a mediodía y generando un pequeño excedente durante el fin de semana.

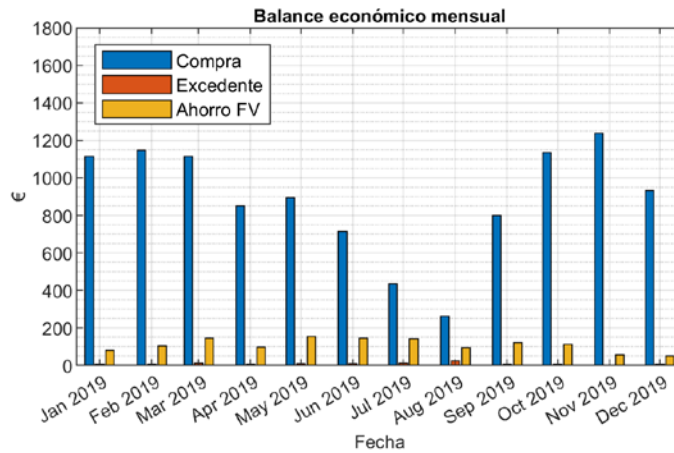


Fig. 4. Balance económico mensual.

En la figura 4 se muestra el balance económico para todos los meses del año, donde se puede ver el gasto de energía, el ahorro gracias a la instalación fotovoltaica y el posible ingreso por venta de excedentes. Estas cantidades incluyen el 5% de impuesto eléctrico y el 21% de IVA. Las cantidades totales suponen 10.640€ de coste de la electricidad tomada de la red, 1.310€ de ahorro y 118€ por venta de electricidad. Llama la atención la pequeña cantidad que se obtiene por venta de electricidad, ya que pese a suponer el 17% de la electricidad generada, tan solo supone el 8% del ahorro económico. Ello es debido a que la electricidad exportada se retribuye a un precio ligeramente inferior al precio del mercado mayorista, que está sensiblemente por debajo del precio minorista en esas horas del día. Este balance económico se ha realizado teniendo en cuenta la tarifa aplicable con la compañía comercializadora y los valores horarios del precio excedentaria para los autoconsumidores publicado en la web ESIOs de Red Eléctrica.

Simulación para distintas potencias

Una vez expuestos los resultados para la instalación fotovoltaica en funcionamiento, se simulará el comportamiento del sistema completo para distintos tamaños de la instalación. Partiendo de la curva de generación medida, se simulará la generación para distintas potencias nominales de la instalación, hasta el máximo permitido por el Código Técnico de la Edificación. Junto con la curva de carga del edificio obtenida anteriormente, se realizarán tanto el balance energético como económico para estas potencias. Utilizando precios actuales para instalaciones de este tipo, se calcularán el tiempo de retorno de la inversión y el coste balanceado de la electricidad (LCOE) (Branker, 2011) que servirán como referencia para el dimensionado óptimo de estos sistemas.

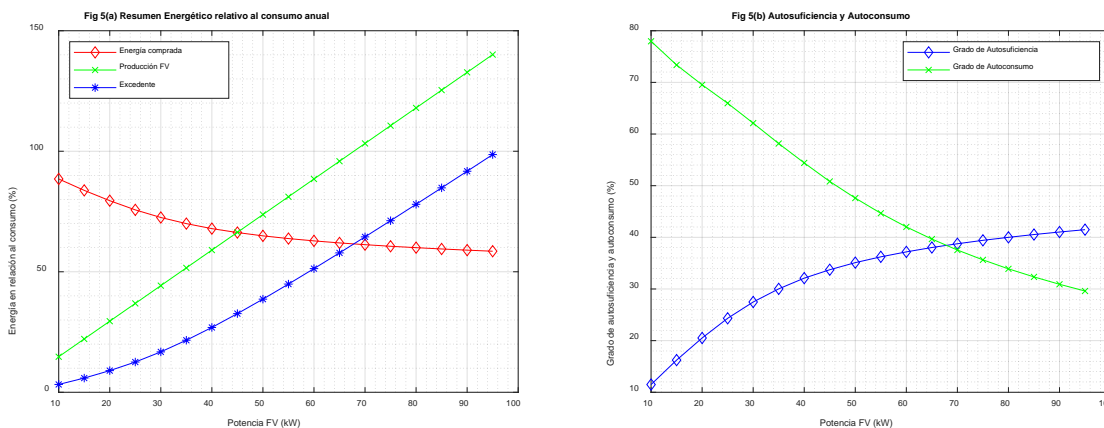


Fig. 5. Balance energético para distintas potencias.

En la figura 5 (a) se representa el saldo energético anual para distintas potencias instaladas, desde 10kW hasta 95kW. Se representan la energía tomada de la red de distribución, la producción fotovoltaica y el excedente vertido a la red,

todas ellas con relación a la energía total consumida. Se puede observar que la energía tomada de la red es, en todo caso superior al 50%, debido al consumo nocturno y a los días con climatología desfavorable. En la figura 5 (b) se representan el grado de autosuficiencia (definido como la fracción de energía consumida que es autoproducida) y el grado de autoconsumo (definido como la fracción de energía autoproducida que es autoconsumida). Se puede comprobar que se alcanza rápidamente hasta un 35% de autosuficiencia pero que a partir de 50kW aumenta más lentamente debido a que el aumento de energía autoproducida no se consume y aumenta el vertido a la red de distribución. Para potencias instaladas superiores a ese valor, el grado de autoconsumo es inferior al 50%, es decir, más de la mitad de la producción fotovoltaica es vertida a la red de distribución. Es interesante señalar que en torno a la potencia de 70kW se produce el equilibrio entre generación y consumo: es decir, la energía autoproducida es mayor que la energía consumida.

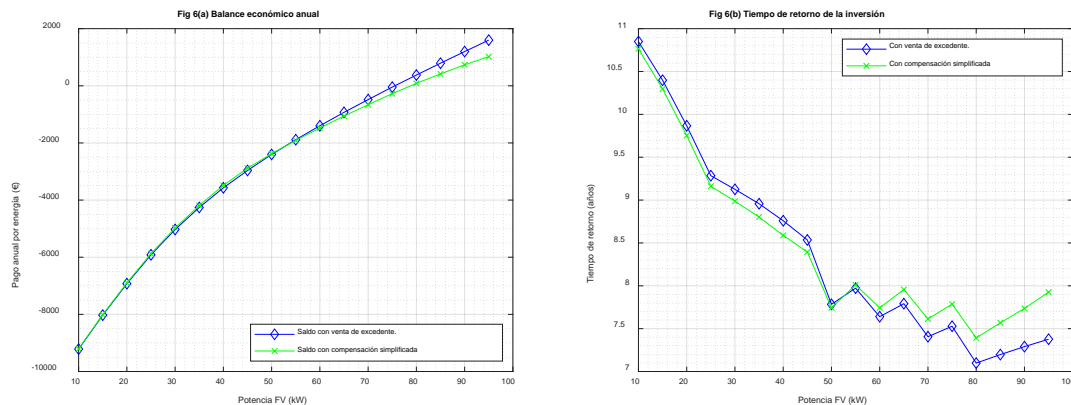


Fig. 6. Balance económico anual incluyendo ahorro (a) Tiempo de retorno de la inversión (b).

En cuanto al balance económico, en la figura 6 (a) se muestran los saldos económicos con venta de excedentes y con el mecanismo de compensación simplificada de excedentes. Se puede observar que hasta 50kW no hay diferencia apreciable entre ambos procedimientos pero para potencias mayores la venta de excedente es más favorable. Ello es debido a que el saldo neto mensual no puede ser negativo, por lo que en los meses de verano hay una pérdida económica en la modalidad de compensación simplificada. En la figura 6(b) se muestra un cálculo del tiempo de retorno de la inversión asumiendo los precios de referencia actuales de este tipo de instalaciones (entre 1,4€/W para 10kW y 0,65€/kW para >80kW). Siempre teniendo en cuenta que el coste de estas instalaciones es muy variable por factores específicos de cada edificio y el impacto de las tasas e impuestos locales. En todo caso, se puede ver que el tiempo de retorno disminuye al aumentar la potencia instalada hasta 80kW, ya que a partir de esa potencia aumenta el tiempo de retorno debido al bajo precio a que se remuneraran los excedentes.

Finalmente, en la tabla 3 se muestra el cálculo del LCOE con los datos anteriores. Los valores obtenidos muestran que el precio de la electricidad autoproducida es sensiblemente inferior a las tarifas minoristas que se muestran en la tabla 2 y equiparable al precio de remuneración de los excedentes tan solo para las potencias más altas.

Tabla 3. Coste balanceado de la electricidad para distintas potencias.

Potencia (kW)	10	20	30	40	50	60	70	80	90
LCOE (c€/kWh)	7,89	6,77	5,92	5,36	4,36	4,23	3,95	3,66	3,66

### CONCLUSIONES/COMENTARIOS FINAIS

El análisis del funcionamiento de una instalación fotovoltaica de autoconsumo en un centro educativo durante un año completo ha permitido identificar la compatibilidad de la generación fotovoltaica con el consumo así como valorar económicamente el ahorro de la electricidad autoconsumida y de la venta de excedentes mediante los valores del precio de la energía excedentaria publicados por Red Eléctrica de España.

Partiendo de los datos de producción y consumo horario de la instalación se ha realizado la simulación del comportamiento para distintas potencias instaladas, encontrando que no es posible llegar a una autosuficiencia mayor del 42%, caso en el que tan solo se autoconsumiría menos del 30% de la energía producida, vertiendo la mayor parte a la red eléctrica.

Se ha realizado el análisis económico de esta producción tanto para el mecanismo de compensación simplificada como para la venta de excedentes a red, encontrando que el mecanismo de compensación simplificada es más rentable para potencias pequeñas y la venta a red para potencias grandes. En cuanto al tiempo de retorno de la inversión, el mínimo está en torno a 7 años y medio, encontrándose para potencias cercanas a 80kW.

El análisis de la normativa aplicable en España al autoconsumo, en particular de las exigencias del nuevo Código Técnico de la Edificación para edificios con uso diferente al residencial privado, ha puesto de manifiesto una regulación adecuada para el autoconsumo ya que proporciona un mecanismo de compensación simplificada para el autoconsumidor, permitiendo un retorno de la inversión en un periodo de tiempo razonable además de los beneficios mediambientales conseguidos.

#### AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su agradecimiento a la Fundación Memoria de D. Samuel Solórzano Barruso por la ayuda para la realización de este trabajo. También a la Dirección y al personal de la E.U. Educación y Turismo Ávila.

#### REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- Eurostat 2020, *Final energy consumption by sector*, <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/main-tables>.
- Directive 2010/31/EU. European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the Energy Performance of Buildings (recast)*, Official Journal of the European Union (2010): 13-35.
- Buildings Performance Institute Europe. 2011. *Principles for nearly zero-energy buildings* (2011), [http://bpie.eu/pub\\_principles\\_for\\_n\\_zeb.html](http://bpie.eu/pub_principles_for_n_zeb.html).
- Buildings Performance 2011, Institute Europe. *Europe's buildings under the microscope. A country-by-country review of the energy performance of buildings* (2011). <http://bpie.eu/publication/principles-for-nearly-zero-energy-buildings/>
- Documentos Básico HE 2019, (Ahorro de Energía) Ministerio de Fomento, Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre, por el que se modifica el Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo. Disponible en <https://www.codigotecnico.org/index.php/menu-ahorro-energia.html> Último acceso 18/9/2020
- IEA PVPS Task 1. Trends 2013 in photovoltaic applications. Report no.: 23; 2013.
- Luthander R. *et al.* (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy* 142 80-94
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-10927](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-10927) Último acceso 18/9/2020.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593> Último acceso 18/9/2020.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089) Último acceso 18/9/2020.
- Solaredge (2020). <https://designer.solaredge.com/> Último acceso 18/9/2020.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (2020). Memoria justificativa de la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, CIR/DE/002/19.
- PRECIO DE LA ENERGÍA EXCEDENTARIA DEL AUTOCONSUMO PARA EL MECANISMO DE COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA (PVPC) <https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739>
- Gerres, T., Cossent, R., Olmos, L., Ramos, A., Rouco, L., & Martín, F. (2018). El Sector Eléctrico Español del Futuro : Retos y Políticas. Instituto de Información Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Madrid 2018.
- Branker et al. (2011) A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 4470-4482.



**EFEITO DA REABILITAÇÃO NZEB NA AVALIAÇÃO DA POBREZA ENERGÉTICA: O CASO DO BAIRRO DE ENGUARDAS EM BRAGA, PORTUGAL****Barbosa R.\*, Almeida M.\*\***

\* Departamento de Engenharia Civil, Universidade do Minho, Campus de Azurém, 4800-058 Guimarães, Portugal, [ricardobarbosa@civil.uminho.pt](mailto:ricardobarbosa@civil.uminho.pt)

\*\* Departamento de Engenharia Civil, Universidade do Minho, Campus de Azurém, 4800-058 Guimarães, Portugal, [malmeida@civil.uminho.pt](mailto:malmeida@civil.uminho.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2137>

**RESUMO**

A habitação social em Portugal constitui um contexto particularmente favorável ao risco de situações de pobreza energética. Para além da situação económica e social fragilizada da maior parte dos moradores, este parque construído apresenta características de uma construção que privilegiou a contenção de custos e a rapidez de execução. Consequentemente, na sua maioria, os edifícios de habitação social têm uma eficiência energética baixa, com implicações ao nível de saúde, desconforto e gastos energéticos. Neste contexto, as intervenções com objetivo nZEB (que incluem medidas de eficiência energética e de energia renovável) podem ajudar a alcançar reduções significativas das necessidades energéticas e na promoção de condições interiores de qualidade. Com recurso a uma metodologia que inclui simulação numérica do desempenho energético e análise de custo ótimo, este estudo analisa o efeito das reduções das necessidades energéticas esperadas em intervenções de reabilitação nZEB, em dois indicadores de pobreza energética, utilizando como caso de estudo um apartamento representativo do Bairro das Enguardas, em Braga, Portugal.

**PALAVRAS-CHAVE:** Pobreza energética, nZEB, custo-ótimo, reabilitação energética

**ABSTRACT**

Social housing in Portugal is a particularly favourable context for the risk of situations of energy poverty. In addition to the fragile economic and social situation of most residents, this type of built environment favoured low-cost construction and speedy execution. Consequently, the majority of social housing buildings have low energy efficiency, with significant implications for health, discomfort and energy expenditure. In this context, energy renovation and in particular nZEB interventions (which include energy efficiency and renewable energy measures) can help to achieve significant reductions in energy needs and in promoting quality indoor conditions. Using a methodology that includes numerical simulation of energy performance and cost-optimal analysis, the research analyses the effect of the expected energy needs reductions in nZEB interventions, in two energy poverty indicators, using a representative apartment in the neighbourhood of Enguardas, Braga, Portugal.

**KEYWORDS:** Energy Poverty, nZEB, cost-optimality, energy renovation

## INTRODUÇÃO

Em termos energéticos, as cidades, e em particular, os edifícios, constituem um desafio crucial para o sucesso das metas definidas na Europa relativas à neutralidade carbónica. No território europeu, os edifícios existentes representam cerca de 40% da energia total consumida, e são responsáveis por 36% do total das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) (Eurostat, 2020). Neste contexto, a reabilitação dos edifícios torna-se uma questão central no desenvolvimento sustentável das áreas urbanas.

Apesar do potencial das vantagens que apresenta, nomeadamente em termos de redução de impactos ambientais, seja em termos energéticos, seja em termos de consumos de novos materiais, a reabilitação não é ainda uma prática abrangente em Portugal, estando ainda muito longe dos valores médios europeus em termos de edifícios renovados por ano. No entanto, a maioria do edificado nacional existente foi construído antes de 1991 (INE & LNEC, 2011), ano em que entrou em vigor o primeiro regulamento térmico a nível habitacional, havendo assim atualmente um elevado potencial na reabilitação energética dos edifícios. É fundamental que esta oportunidade na reabilitação seja aproveitada para a aplicação de soluções que permitam transformar o edificado existente em edifícios com necessidades quase nulas de energia (nZEB), conforme promovido pelas diretivas europeias (EU, 2010). Os edifícios nZEB caracterizam-se por terem baixas necessidades energéticas e por contarem com um contributo significativo de energia de origem renovável produzida no próprio edifício ou nas proximidades. Por outro lado, para que a reabilitação consiga ultrapassar as barreiras arquitetónicas e técnicas que impedem a sua adoção generalizada, é essencial que as intervenções propostas tenham uma rentabilidade elevada (Dowson et al., 2012). A avaliação dos níveis ótimos de rentabilidade de intervenções de reabilitação nZEB, que incluem medidas de eficiência energética e de fontes de energia renovável é um campo de investigação que tem produzido resultados muito interessantes, incluindo em Portugal (e.g. (Almeida et al., 2018)).

Por outro lado, a pobreza energética é um conceito que vem ganhando importância nos últimos anos e estima-se que cerca de 50 milhões de europeus sejam afetados por este problema. De uma forma geral, uma situação de pobreza energética caracteriza-se pela incapacidade de um agregado familiar aceder socialmente e materialmente a serviços energéticos na sua habitação (EPOV, 2020). Esta situação está, por isso, fortemente relacionada com a capacidade de aquecer ou arrefecer convenientemente a habitação por forma a obter condições interiores condignas e saudáveis. Mesmo reconhecendo que se trata de um problema multidimensional (que pode ser avaliado e demonstrado através de um número considerável de indicadores primários e secundários), é genericamente baseado numa relação entre o rendimento e os gastos em energia e pode ser influenciado fortemente por fatores como os preços de energia e a eficiência energética das habitações. Na verdade, não existe ainda uma definição oficial europeia para o fenómeno, mas dada a sua importância, a União Europeia incluiu preocupações e medidas de ação referentes à pobreza energética em documentos importantes como o Pacote Europeu de Energia para Todos (European Commission, 2019). Em Portugal, calcula-se que o risco de pobreza energética é particularmente elevado, quando comparado com outros países europeus (Horta et al., 2019). Em contextos particulares, como no caso da habitação social, este risco é significativamente maior, devido aos baixos rendimentos dos ocupantes e à má qualidade da construção.

Uma vez que a eficiência energética de uma habitação pode influenciar o risco de pobreza energética, interessa investigar a relevância de intervenções nZEB nos edifícios de habitação social existentes. Esta questão é fundamental para dirigir os investidores para medidas rentáveis que permitam reduzir o risco de pobreza energética e também por forma a garantir que estes investimentos resultem em consumos adequados aos rendimentos da população residente neste tipo de edifícios. Com este objetivo, a abordagem metodológica utilizada neste estudo assenta na interligação entre a metodologia de custo ótimo e o cálculo de indicadores de pobreza energética. Para efeitos de demonstração da abordagem, foi utilizado um caso de estudo de habitação social na cidade de Braga.

## METODOLOGIA

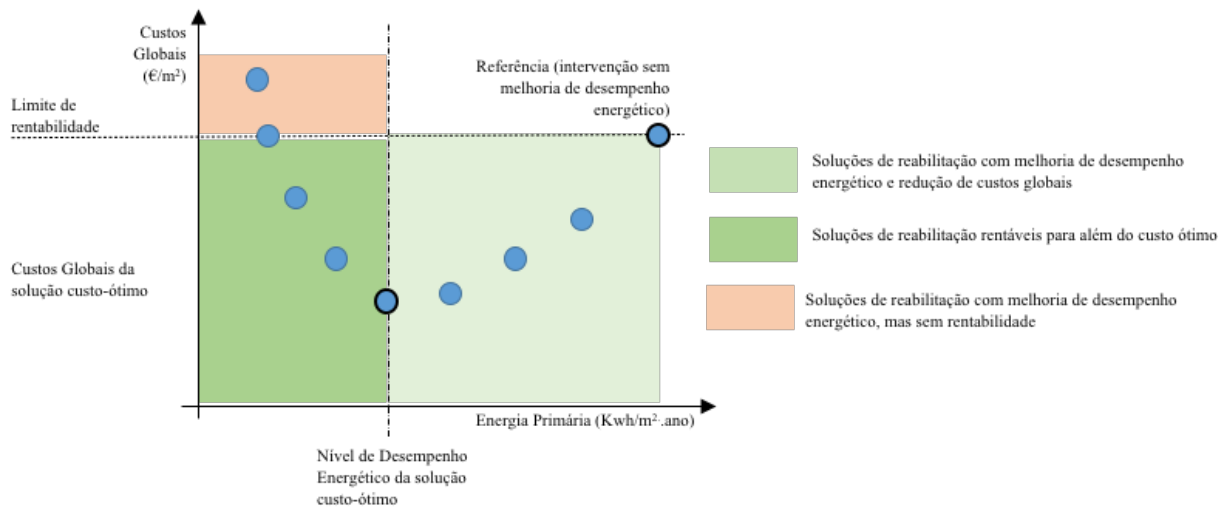
A abordagem metodológica utilizada neste estudo é baseada em duas fases distintas – 1) cálculo de rentabilidade das medidas de melhoria e 2) avaliação de indicadores de pobreza energética.

### 1) Cálculo de Rentabilidade das Medidas de Melhoria

A análise de custo-ótimo das medidas de melhoria propostas neste estudo seguiu o estabelecido pelo Regulamento Delegado (UE) N° 244/2012 da Comissão Europeia (Comissão Europeia, 2012) que complementa a Diretiva 2010/31/EU do Parlamento Europeu e do Conselho relativa ao desempenho energético dos edifícios (EU, 2010). Esta metodologia sugere uma comparação entre a rentabilidade das diferentes medidas de melhoria em comparação com uma reabilitação de referência, relacionando a energia primária com os custos globais de cada solução construtiva em análise, tomando em consideração o ciclo de vida do edifício. A reabilitação de referência consiste numa intervenção centrada em obras de manutenção e conservação em que não há melhorias no desempenho energético do edifício. O ciclo de vida do edifício foi considerado como sendo de 30 anos, conforme descrito no Regulamento Delegado (UE) N° 244/2012 (Comissão Europeia, 2012).

Os resultados das medidas de melhoria propostas para a reabilitação são representados com recurso a gráficos de forma a ser mais prático identificar a rentabilidade das várias medidas e da solução de custo-ótimo. O eixo das ordenadas (y) apresenta os valores do custo global da reabilitação, já o eixo das abscissas (x) está associado aos

valores do consumo da energia primária não renovável, por cada medida de melhoria estudada. São consideradas medidas com rentabilidade positiva as que se localizam abaixo da linha definida pela reabilitação de referência (Figura 1). O nível de custo-ótimo corresponde à medida de melhoria que proporciona um desempenho energético do edifício pelo menor custo global durante o ciclo de vida do edifício.



**Figura 1 – Gráfico genérico da análise de custo-ótimo** (Almeida & Ferreira, 2015)

O cálculo do desempenho energético utilizado neste estudo obedeceu ao estipulado no Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Habitação (REH) publicado através do Decreto-Lei nº118/2013 (República Portuguesa, 2013).

O custo global de cada medida de melhoria ou conjunto de medidas foi obtido, para a ótica do investidor, seguindo o indicado no Regulamento Delegado Nº 244/2012 (Comissão Europeia, 2012), através da equação 1. De acordo com esta equação, o custo global é composto pela soma de várias parcelas de custos que refletem a consideração de toda a vida útil do edifício, incluindo o investimento inicial, custos de operação e manutenção. A este custo global é aplicada uma taxa de desconto que reflete o grau de risco do investimento para o futuro. Neste caso específico, foi considerada uma taxa de 6%.

$$C_g(\tau) = C_l + \sum_j \left[ \sum_{i=1}^{\tau} (C_{a,i}(j) * R_d(i)) - V_{f,\tau}(j) \right] \quad (1)$$

Em que:

$\tau$  - Período de cálculo

$C_g(\tau)$  - Custo global (relativo ao ano inicial  $\tau_0$ ) no período de cálculo

$C_l$  - Custo de investimento inicial para a medida ou conjunto de medidas  $j$

$C_{a,i}(j)$  - Custo anual no ano  $i$  para a medida ou conjunto de medidas  $j$

$R_d(i)$  - Fator de desconto para o ano  $i$ , com base na taxa de desconto  $r$  e  $p$  o número de anos  $[(1/(1+r/100))^p]$

$V_{f,\tau}(j)$  - Valor residual da medida ou conjunto de medidas  $j$  no final do período de cálculo

Os custos associados a cada medida de melhoria e respetivo custo de manutenção foram obtidos com recurso a uma base de dados de preços de mercado largamente utilizada para orçamentação em trabalhos de construção civil (CYPE, 2018).

Os custos (atuais e futuros) de energia utilizados nos cálculos foram retirados de fontes oficiais e baseados em estudos nacionais e internacionais (DGEG, 2010, 2019; EUROPEAN COMMISSION, 2016).

## 2) Avaliação de Indicadores de Pobreza Energética

Os efeitos das medidas de reabilitação energética consideradas foram, numa segunda fase, avaliados relativamente à sua contribuição para a redução da pobreza energética. Os indicadores de pobreza energética podem ser classificados em três tipos principais: indicadores objetivos (baseados em variáveis quantitativas); indicadores subjetivos (que se focam na perceção e experiência dos utilizadores dos edifícios) e indicadores compostos (que pretendem captar a multidimensionalidade do problema) (EPOV, 2020).

Para esta avaliação, foram escolhidos dois indicadores objetivos, selecionados maioritariamente devido à sua forte utilização e pertinência em contextos já estabelecidos de avaliação do fenómeno. O primeiro indicador avaliado foi o indicador genericamente conhecido como “10%”, que é reconhecidamente um dos indicadores mais antigos. Foi

desenvolvido primariamente no Reino Unido e estabelece uma relação muito direta entre o rendimento do agregado familiar e os gastos com a energia. Na perspetiva adotada por este indicador, um agregado familiar que gaste mais que 10% do seu rendimento líquido (retirando as despesas com habitação) em serviços energéticos deve ser considerado como encontrando-se numa situação de pobreza energética. Apesar de críticas relativamente à excessiva simplicidade da abordagem, é um indicador que continua a ser reconhecido pela sua objetividade. Para este estudo considerou-se um rendimento baseado em duas vezes o salário mínimo português para um aglomerado familiar de 4 pessoas. O segundo indicador utilizado para a avaliação do efeito das medidas de melhoria é normalmente designado como 2M – alta percentagem de gastos com energia no rendimento (EPOV, 2020). Como a própria designação indica, traduz, também ele, uma relação entre o rendimento e os gastos com energia. No entanto, neste caso, trata-se de uma medida relativa, onde se compara a percentagem de gastos com energia naquela habitação com a média nacional, a qual ultrapassando a marca de duas vezes essa medida se considera uma situação de pobreza energética. Ao contrário do indicador “10%”, que considera o rendimento líquido do agregado familiar, o “2M” é calculado com o rendimento médio equivalente que toma em consideração as diferenças no tamanho e composição dos agregados familiares. Para esta investigação, foi utilizado o rendimento médio equivalente português (PORDATA, 2020). Para ambos os indicadores, os gastos com energia foram calculados tendo em conta os preços praticados em 2020 (DGEG, 2020). Os resultados das duas fases metodológicas são finalmente integrados num gráfico de dispersão onde é possível avaliar simultaneamente a rentabilidade das medidas e a situação de pobreza energética, que é medida através da distância relativa entre o rácio entre gastos energéticos (calculados a partir das necessidades) e rendimento e os limites definidos em cada indicador.

### CASO DE ESTUDO

Para esta investigação, foi usado como caso de estudo um apartamento situado no Bairro Social das Enguardas. Este bairro fica localizado na freguesia de S. Victor, Concelho de Braga, e faz parte do parque habitacional municipal da cidade de Braga. O município de Braga pertence à NUTS III do Cávado, correspondendo à zona climática de inverno I2 e de verão V2.

O bairro é composto por 11 edifícios multifamiliares de habitação social e foi construído no ano de 1979. Os 11 edifícios, compostos por rés do chão e três andares, abarcam 7 frações comerciais (que funcionam no andar térreo) e 171 frações destinadas exclusivamente a fins habitacionais, distribuídas em 24 apartamentos com dois quartos (T2), 127 apartamentos com três quartos (T3) e 20 apartamentos com quatro quartos (T4). O bairro apresenta características típicas de construção a custos controlados, com áreas dos compartimentos reduzidas e materiais construtivos de baixa qualidade, principalmente os revestimentos. Estas características favorecem o aparecimento de patologias e a deterioração das condições interiores nos apartamentos.

O edifício onde se situa o apartamento escolhido (Figura 2) é composto por frações com três tipologias diferentes: 4 são apartamentos T2, 8 são apartamentos T3 e 4 são T4. O estudo foi centrado numa fração do último piso. O apartamento T3 (Figura 4) é representativo da tipologia com o maior número de fogos no bairro e aquele que potencialmente poderá apresentar maiores necessidades energéticas, essencialmente por 1) localizar-se junto à cobertura; 2) conter a fachada lateral direita (parede de empena) orientada a norte e 3) ter maior área de envolvente exterior.



**Figura 2 - Planta piso tipo do edifício (Bloco C), com o apartamento alvo de estudo assinalado**

As soluções construtivas utilizadas neste bairro são apresentadas na Tabela 1. As características dos materiais, nomeadamente a massa volúmica e a condutibilidade térmica, foram obtidas com recurso ao ITE50 (Santos & Matias, 2006).

Do ponto de vista estrutural, o edifício (Figura 3) foi construído com recurso à designada construção em túnel, constituída por paredes e lajes maciças de betão, sem isolamento térmico. Relativamente à envolvente, a cobertura é inclinada, construída em duas águas com as vertentes revestidas a painel *sandwich*, constituído por isolamento

térmico e confinado em ambas as faces por chapa metálica lacada. Os painéis são aplicados sobre vigotas pré-fabricadas de betão que têm a função de madres, e estas são suportadas por alvenarias de blocos de cimento. O desvão da cobertura não é acessível, e apresenta características de espaço não ventilado. A laje de esteira é em betão armado com 15 cm de espessura, revestida pelo interior com reboco à base de gesso.

**Tabela 1** – Características das soluções construtivas

Elemento da envolvente	Espessura	Material	U[W/(m <sup>2</sup> .°C)]
Cobertura	0,15	Betão armado	COB=3,52
Paredes exteriores	0,20	Betão celular autoclavado	PE1=0,69
	0,07+0,13	Betão celular+ betão armado	PE2=1,43
Vãos envidraçados (madeira + vidro simples 4mm)	<b>g,vi</b>	<b>g, Tp</b>	<b>Uwdn [W/(m<sup>2</sup>.°C)]</b>
	VE1=0,88	VE1=0,07	VE1=3,40
	Ve2=0,88	VE2=0,88	VE2=5,10

Existem dois tipos de soluções construtivas para as paredes exteriores, uma simples e outra dupla. As paredes simples constituem as fachadas principal e posterior, que estão orientadas a este e oeste, respetivamente. As paredes duplas constituem as fachadas laterais. Na fração em análise, a fachada lateral direita (parede da empena) está orientada a norte e a fachada lateral esquerda, com pequena área, está orientada a sul. A parede simples (PE1) é constituída por blocos de betão celular autoclavado com espessura de 20 cm, revestida pelo interior com reboco à base de gesso e pelo exterior com reboco à base de produtos hidráulicos. A parede dupla (PE2) é composta por dois panos, o pano exterior constituído por blocos de betão celular autoclavado com espessura de 7 cm e o pano interior constituído por betão armado (parede estrutural) com espessura de 13 cm. Esta parede é revestida pelo interior com reboco de gesso e pelo exterior com reboco hidráulico.

Existem dois tipos de soluções construtivas para as paredes interiores, ambas simples. Uma constituída em betão armado (parede estrutural) e a outra em blocos de betão celular autoclavado, ambas revestidas com reboco à base de gesso. A parede utilizada para a envolvente interior é em betão armado que separa o espaço interior da habitação da caixa de escadas.

Os vãos envidraçados exteriores são em caixilharia de madeira com folhas de correr ou giratórias. Os vidros são simples e incolores com 4 mm de espessura. As proteções exteriores são de material PVC de cor branca, sem isolamento térmico no interior. Todos os vãos envidraçados exteriores do apartamento têm proteção exterior, com exceção do vão da cozinha.



**Figura 3** - Fotografia do edifício em estudo

#### MEDIDAS DE MELHORIA SIMULADAS

Este estudo focou-se nas medidas de melhoria para a envolvente do edifício, admitindo que não há modificação nos sistemas de climatização considerados por defeito na regulamentação térmica portuguesa. Assim, para a envolvente exterior foram propostas medidas de melhoria de reabilitação energética para as paredes exteriores (fachadas), para os vãos envidraçados (janelas) e para a laje de esteira da cobertura, conforme listado na tabela 2. Para cada solução construtiva foram simuladas três alternativas em termos de tipo de material e espessuras.

As medidas relativas às paredes exteriores são constituídas por 4 tipos de soluções construtivas - sistema composto de isolamento térmico pelo exterior (ETICS), painel pré-fabricado aplicado pelo exterior, fachada ventilada e isolamento térmico pelo interior. Os tipos de isolamento usados foram o poliestireno expandido (EPS), placa de lâ rocha vulcânica (PLRV) e cortiça expandida. O painel pré-fabricado analisado neste estudo foi desenvolvido no âmbito do projeto de investigação internacional More-Connect na Universidade do Minho e é composto por uma estrutura de madeira, revestimento em Coretech e isolamento em poliuretano injetado, tendo no total 120mm de

espessura. Esta solução preconiza ainda a colocação de uma manta de lã rocha de 100mm entre o painel e a parede exterior existente (Almeida et al., 2020). As melhorias propostas para a cobertura referem-se à adição de isolamento térmico sobre a laje de esteira. Os tipos de isolamento analisados foram o poliestireno expandido (EPS), placa de lã mineral natural (PLMN) e o poliuretano projetado (PP). Os vãos envidraçados foram avaliados com 4 variáveis, 2 constituídos com caixilharia em PVC e 2 constituídos em caixilharia de alumínio. Cada de tipo de caixilharia foi analisado com vidro duplo *standard* e com vidro duplo térmico. Todos os envidraçados contêm proteções exteriores em alumínio termolacado de cor branca com isolamento térmico no interior.

O coeficiente de transmissão térmica (U) foi obtido analiticamente, recorrendo aos parâmetros térmicos constantes na publicação ITE 50 (Santos & Matias, 2006). As medidas isoladas foram analisadas separadamente e, numa segunda fase, agregadas em pacotes de intervenção (Tabela 3), de acordo com critérios de rentabilidade e de desempenho energético.

Tabela 2 – Medidas isoladas de reabilitação energética

Elemento construtivo	Tipo solução	Materiais considerados	Espessuras consideradas
Paredes	ETICS	EPS, PLRV, CE	40 mm, 80 mm, 120 mm
	Fachada ventilada	EPS, PLRV, CE	40 mm, 80 mm, 120 mm
	Isolamento interior	EPS, PLMN, CE	60 mm, 90mm, 120 mm
Cobertura	Painel Pré-Fabricado	MORE-CONNECT	120 mm+100 mm
	Isolamento laje esteira	EPS, PLMN, PP	60 mm, 90mm, 120 mm
Envidraçados	Caixilharia PVC	Vidro Duplo Standard, Vidro Duplo Baixa Emissividade	
	Caixilharia Alumínio	Vidro Duplo Standard, Vidro Duplo Baixa Emissividade	

Legenda: EPS – poliestireno expandido, PLRV – placa de lã de rocha vulcânica, CE – Cortiça expandida, PLMN – Placa de lã mineral, PP – poliuretano projetado

Tabela 3 - Pacotes de intervenção para a reabilitação energética

Pacotes de intervenção
Paredes [ETICS EPS 80mm] + Cobertura [PLMN 120mm] + Envidraçados [PVC - Vidro Baixa Emissividade]
Paredes [ETICS EPS 120mm] + Cobertura [PLMN 120mm] + Envidraçados [PVC - Vidro Baixa Emissividade]
Paredes [ETICS EPS 80mm] + Cobertura [PLMN 140mm] + Envidraçados [PVC - Vidro Baixa Emissividade]
Paredes [ETICS EPS 120mm] + Cobertura [PLMN 140mm] + Envidraçados [PVC - Vidro Baixa Emissividade]
Paredes [Painel Pré-Fabricado] + Cobertura [PLMN 120mm] + Envidraçados [PVC - Vidro Baixa Emissividade]
Paredes [Painel Pré-Fabricado] + Cobertura [PLMN 140mm] + Envidraçados [PVC - Vidro Baixa Emissividade]

## RESULTADOS

Por forma a manter os níveis de conforto definidos na regulamentação portuguesa (entre 18°C e 25°C), o apartamento escolhido para ilustrar este estudo, nas suas características atuais, apresenta necessidades nominais anuais de energia útil para aquecimento de 266.43 kWh/m<sup>2</sup>.ano e necessidades nominais anuais de energia útil para arrefecimento de 4.59 kWh/m<sup>2</sup>.ano. Para a preparação de águas quentes sanitárias (AQS) a uma temperatura de 45°C necessita de consumir 37,90 kWh/m<sup>2</sup>.ano. Assim, a habitação com 63 m<sup>2</sup> de área útil tem necessidades nominais anuais globais de energia primária de 621.80 kWh/m<sup>2</sup>.ano, correspondente à classe energética F (menos eficiente) com um custo global anual de 1126€/m<sup>2</sup>. Esta classe energética deve-se sobretudo ao consumo de energia relacionada com a estação de aquecimento, que é bastante superior aos valores de referência.

A Figura 4 mostra os resultados obtidos para o caso de estudo, analisadas as paredes exteriores (fachadas) com 4 tipos de soluções construtivas, conforme anteriormente descrito. Para as paredes exteriores foram testadas 28 variáveis isoladamente. Observando o gráfico constata-se a existência de 4 tipos de soluções construtivas como soluções rentáveis (abaixo da linha referência). Praticamente todas as variantes ETICS, com exceção da cortiça com espessura 120mm, apresentam-se como soluções com rentabilidade. A mesma situação é verificada para o isolamento interior, com todas as variantes a serem apresentadas como rentáveis com exceção da cortiça com espessura de 60mm. A fachada ventilada apresenta menos variáveis rentáveis. Os cálculos indicam que, para o isolamento com cortiça, nenhuma espessura é rentável, e que para os isolamentos EPS e PLMN, as menores espessuras consideradas também não se encontram abaixo da linha de referência. Da análise efetuada, a solução de custo-ótimo é o painel pré-fabricado More-Connect, que conduz a um custo energético global anual de 1029€/m<sup>2</sup> e um valor de energia primária não renovável (EPNR) de 525 kWh/m<sup>2</sup>.ano. Muito próximo da solução de custo-ótimo apresenta-se a variável ETICS com isolamento EPS de 80 mm de espessura com o custo global anual de 1063€/m<sup>2</sup> e de EPNR de 543 kWh/m<sup>2</sup>.ano. Esta melhoria aplicada isoladamente representa uma diminuição de 10% a 15% nas necessidades nominais anuais globais de energia primária.

Relativamente ao isolamento da cobertura, todas as medidas apresentam uma rentabilidade positiva e a solução de custo-ótimo é PLMN de 140mm de espessura, com o custo global anual de 752€/m<sup>2</sup> e de EPNR de 334 kWh/m<sup>2</sup>.ano.

Esta melhoria aplicada isoladamente representa uma diminuição de 43% a 46% nas necessidades nominais anuais globais de energia primária, dependendo da espessura considerada.

Da análise efetuada, constata-se que nenhuma das variáveis para os envidraçados, quando implementadas isoladamente, são soluções de reabilitação com rentabilidade, encontrando-se acima da linha de referência. De destacar que a solução que apresenta o melhor custo é a caixilharia PVC com envidraçado térmico, com o custo global anual de 1166€/m<sup>2</sup> e de EPNR de 604 kWh/m<sup>2</sup>.ano. Esta melhoria aplicada isoladamente representa uma diminuição de 0.4% a 3% nas necessidades nominais anuais globais de energia primária.

A Figura 9 mostra todos os resultados obtidos aplicados ao caso de estudo para 41 variáveis analisadas isoladamente. Destacam-se 3 grandes grupos de variáveis associados às soluções construtivas aplicadas à cobertura (laje esteira), às paredes exteriores e aos vãos envidraçados que representam uma diminuição de EPNR de cerca de 46%, 15% e 3%, respetivamente.

Quando analisados os pacotes de intervenção, verifica-se que os mesmos permitem atingir uma diminuição de 70% na EPNR e 56% do custo global anual. De referir que o pacote solução custo-ótimo é constituído pelo painel More-Connect nas paredes exteriores, pela PLMN de 140 mm na cobertura e pelo vão envidraçado PVC com vidro duplo térmico que representa um custo global anual de 638€/m<sup>2</sup> e EPNR de 183 kWh/m<sup>2</sup>.ano.

O cálculo dos indicadores de pobreza energética “10%” e “2M” encontra-se integrado nos gráficos de dispersão na Figura 4. O tamanho dos círculos diz respeito à distância dos valores obtidos relativamente aos limites de cada indicador para se considerar como sendo uma situação de pobreza energética. Assim, os cálculos sugerem que no caso do indicador “10%”, tanto a situação de referência, como as medidas isoladas referentes aos envidraçados, cobertura e paredes são indicados como apresentando valores acima do dobro dos limites, o que quer dizer que estas famílias não conseguiriam suportar estes custos e estariam em situação de pobreza energética. No entanto, as medidas isoladas para o isolamento da cobertura permitem aliviar eventuais situações de pobreza energética, mas ainda assim com valores acima do limite para este indicador. No caso do indicador “2M”, todas as medidas isoladas apresentam-se acima do limite. No indicador “2M”, destaca-se a solução de custo ótimo para a reabilitação da cobertura (PLMN de 140 mm), que permite atingir valores abaixo do valor considerado para ser considerado uma situação de pobreza energética e estabelecendo uma relação entre o custo-ótimo e a avaliação de pobreza energética. Para além disso, os resultados calculados em qualquer dos indicadores calculados indicam que a agregação de medidas permite obter valores abaixo dos limites considerados para a avaliação de situações de pobreza energética.

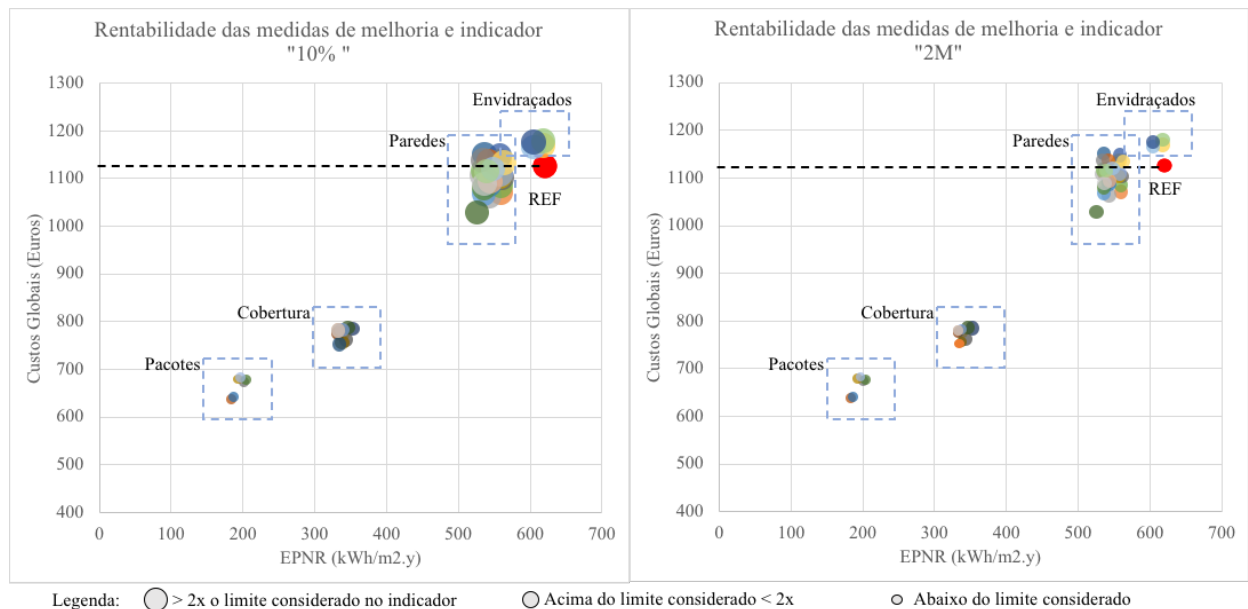


Figura 4 – Rentabilidade de medidas de reabilitação e avaliação de pobreza energética no apartamento do Bairro das Enguardas

## CONCLUSÕES

O presente estudo explorou a relação entre a rentabilidade de medidas de melhoria para a reabilitação energética e o cálculo de dois indicadores para a avaliação de pobreza energética num apartamento representativo no bairro social das Enguardas em Braga, Portugal. Como resultado do estudo, foi possível identificar as soluções de custo-ótimo para a reabilitação do edifício utilizado como caso de estudo. A solução que apresenta a rentabilidade ótima para os vãos envidraçados é a caixilharia PVC com vidro duplo térmico e proteção solar. No caso das paredes exteriores verificou-se que a solução de custo-ótimo é o painel pré-fabricado More-Connect e para a cobertura é o isolamento de placa de lã mineral com espessura de 140mm. Destas medidas, a que conduz à redução mais significativa em termos de energia primária é o isolamento na cobertura que pode levar aos 46% de redução. Verifica-se ainda que as

medidas associadas em pacotes de reabilitação aplicados neste caso de estudo representam, num período de 30 anos, uma diminuição de 70% da EPNR e de 56% do custo global anual, respetivamente de 621 kWh/m<sup>2</sup>.ano para 183 kWh/m<sup>2</sup>.ano e de 1126€/m<sup>2</sup> para 638€/m<sup>2</sup>, quando comparados com a reabilitação de referência. Estes resultados foram integrados com cálculos relativos a dois indicadores de avaliação de pobreza energética – “10%” e “2M”. Os resultados relativos aos dois indicadores apresentam diferenças significativas relativamente à importância das medidas de reabilitação energética para o alívio da pobreza energética, o que indica a necessidade de estudos mais aprofundados. No entanto, no caso em estudo, é consistente o resultado nos dois indicadores, relativamente à necessidade de melhorias significativas no desempenho energético do apartamento para que se possam verificar valores abaixo dos limites em qualquer um dos dois indicadores testados. Os resultados sugerem que esta abordagem pode ser útil para informar decisores relativamente à capacidade das medidas de eficiência energética reduzirem o risco de pobreza energética em contextos de habitação social e potencia a escolha de medidas rentáveis que permita estabelecer um consumo de energia adequado a utilizadores com rendimentos baixos.

Para além da utilização de outros indicadores, estudos futuros devem procurar investigar outros contextos e medidas de melhoria, incluindo sistemas de climatização com eficiência elevada e produção de energia renovável, considerados essenciais para a obtenção de edifícios nZEB.

## REFERÊNCIAS

Almeida, M., Barbosa, R., & Malheiro, R. (2020). Effect of Embodied Energy on Cost-Effectiveness of a Prefabricated Modular Solution on Renovation Scenarios in Social Housing in Porto, Portugal. *Sustainability*, 12(4), 1631. <https://doi.org/10.3390/su12041631>

Almeida, M., & Ferreira, M. (2015). IEA EBC Annex56 vision for cost effective energy and carbon emissions optimization in building renovation. *Energy Procedia*, 2409–2414. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.11.206>

Almeida, M., Ferreira, M., & Barbosa, R. (2018). Relevance of Embodied Energy and Carbon Emissions on Assessing Cost Effectiveness in Building Renovation—Contribution from the Analysis of Case Studies in Six European Countries. *Buildings*. <https://doi.org/10.3390/buildings8080103>

Comissão Europeia. (2012). Regulamento Delegado n.º 244/2012. *Jornal Oficial Da União Europeia*, 18–36.

CYPE. (2018). *Gerador de preços para construção*. <http://www.geradordeprecos.info>

DGEG. (2010). *Inquérito ao Consumo de Energia no setor doméstico* (Issue December). Direcção Geral de Energia e Geologia.

DGEG. (2019). *Energia em números*. <https://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2019/07/Energia-em-Numeros-edicao-2019.pdf>

DGEG. (2020). *Energia em Números*.

Dowson, M., Poole, A., Harrison, D., & Susman, G. (2012). Domestic UK retrofit challenge: Barriers, incentives and current performance leading into the Green Deal. *Energy Policy*, 50, 294–305. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.019>

EPOV. (2020). *EU Energy Poverty Observatory | EU Energy Poverty Observatory*. <https://www.energypoverty.eu/>

EU. (2010). Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings (recast). *Official Journal of the European Union EN L*.

European Commission. (2019). Clean energy for all Europeans. *Euroheat and Power*, 14(2), 3. <https://doi.org/10.2833/9937>

EUROPEAN COMMISSION. (2016). *EU Reference Scenario 2016 Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050 Main results*. [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/analysis/models/docs/20160712\\_summary\\_ref\\_scenario\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/analysis/models/docs/20160712_summary_ref_scenario_en.pdf)

Eurostat. (2020). *Energy Statistics*. <https://ec.europa.eu/eurostat/>

Horta, A., Gouveia, J. P., Schmidt, L., Sousa, J. C., Palma, P., & Simões, S. (2019). Energy poverty in Portugal: Combining vulnerability mapping with household interviews. *Energy and Buildings*, 203, 109423. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.109423>

INE, & LNEC. (2011). *O Parque habitacional e a sua reabilitação - análise e evolução 2001-2011* (Instituto). Instituto Nacional de Estatística. <https://doi.org/978-989-25-0246-5>

PORDATA. (2020). *Rendimento médio equivalente*. [https://www.pordata.pt/Europa/Rendimento+médio+equivalente+por+tipo+de+agregado+doméstico+\(Euro\)-1938](https://www.pordata.pt/Europa/Rendimento+médio+equivalente+por+tipo+de+agregado+doméstico+(Euro)-1938)



República Portuguesa. (2013). Decreto-Lei n.º 118/2013. *Diário Da República*, 159, 4988–5005.  
<https://doi.org/10.1073/pnas.1418732112>

Santos, C., & Matias, L. (2006). *Coefficientes de Transmissão Térmica de Elementos da Envolvente dos Edifícios ITE 50* (LNEC).  
Laboratório Nacional de Engenharia Civil (LNEC).



## COMPORTAMENTO TÉRMICO DE UM PROTÓTIPO BIPV COMBINADO COM ARMAZENAMENTO DE ÁGUA: ANÁLISE EXPERIMENTAL

Sousa M.A.C.\*, Aelenei L. \*, Gonçalves H.\*

\* Unidade de Energias Renováveis e Eficiência Energética (UEREE), Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), Estrada Paço do Lumiar 22, Lisboa, 1600-545, [laura.aelenei@lneg.pt](mailto:laura.aelenei@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2138>

### RESUMO

Os edifícios desempenham um papel ativo no consumo global de energia, e são obrigados não só a minimizar o seu consumo de energia, mas também a gerar energia de forma sustentável. A integração de energias renováveis nos elementos de construção pode substituir materiais de construção comuns, enquanto que geram energia elétrica e térmica. Este artigo apresenta os resultados de uma campanha experimental de protótipo construído no âmbito do projeto NZEB\_LAB. O protótipo consiste num módulo fotovoltaico combinado com um tanque de armazenamento de água, separados por uma cavidade de ar ventilada. O sistema foi integrado e analisado em condições reais de funcionamento na fachada do edifício SolarXXI – um edifício de consumo energético quase nulo (nZEB) em Lisboa, Portugal. Os resultados apresentados neste artigo mostram a capacidade de armazenamento do tanque de água, mantendo a temperatura da água de 23°C-25°C por um período de 9 horas durante o um dia de Inverno, depois do pôr-do-sol. A ventilação da cavidade de ar permitiu recuperar o calor para o interior durante o Inverno, e, durante o Verão, libertar o calor para o exterior, evitando o sobreaquecimento do protótipo.

PALAVRAS-CHAVE: BIPV, nZEB, Armazemaneto de água, fachadas integradas

### ABSTRACT

Buildings play an active role in global energy consumption, and are required not only to minimize their energy consumption, but also to generate energy in a sustainable manner. The integration of renewable energies in the building elements can replace common building materials, while generating electrical and thermal energy. This article presents the results of an experimental campaign of a prototype built within the scope of the project NZEB\_LAB. The prototype consists of a photovoltaic module combined with a water storage tank (BIPV-WS), with the layers separated by a ventilated air cavity. The system was integrated and analyzed under real operating conditions at the façade of Solar XXI - a nearly Zero Energy Building (nZEB) in Lisbon, Portugal. The results of this article demonstrated the thermal storage capacity of the water tank, maintaining the water temperature of 23°C-25°C for a period of 9 hours during winter, even after sunset. The ventilation of the air cavity made it possible to recover the heat to the interior during the winter, and, during the summer, to release the heat to the outside, avoiding the overheating of the prototype.

KEYWORDS: BIPV, nZEB, Water Storage, Integrated Facades

## INTRODUÇÃO

Os estudos e as tendências políticas relativamente as alterações climáticas tornaram imperativo reduzir a dependência de uso de fontes convencionais de energia, emissoras de gases de efeito estufa (GEE). Desenvolver soluções integradas com baixo custo e eficiência energética para edifícios que lidam com os desafios climáticos de verão e inverno representa uma meta muito ambiciosa. Além disso, o aumento do consumo de energia, a redução de recursos e o aumento dos custos de energia têm um impacto significativo em nosso padrão de vida para as gerações futuras. Nesta situação, o desenvolvimento e adoção de sistemas e tecnologias de energias renováveis integradas em edifícios residenciais e não residenciais têm de ser uma prioridade. Sistemas fotovoltaicos integrados em fachadas podem ser utilizados para gerar eletricidade e calor útil (Lloret et.al, 2003), com possíveis eficiências de 70% (Charron y Athienitis, 2003). Além disso, o armazenamento térmico integrado ao edifício pode ser um meio eficaz de reduzir os picos de carga e controlar as flutuações de temperatura associadas (Athienitis et.al, 2005) (Aelenei et.al, 2014). No entanto, o estudo de soluções que combinam ambos sistemas é reduzido.

Este artigo apresenta os primeiros resultados de uma investigação experimental de um protótipo de fachada com módulo fotovoltaico integrado na fachada do Edifício Solar XXI (Building Integrated Photovoltaic-BIPV, neste artigo sendo adotada a terminologia inglês), combinado com tanque de armazenamento de água (Building Integrated Photovoltaic-Water Storage, BIPV-WS). O protótipo tem o objetivo de tirar proveito das características de um BIPV: aproveitamento da geração da energia renovável e a utilização da energia gerada pela conversão fotovoltaica, para efeitos de aquecimento passivo da temperatura interior do edifício, melhorar a eficiência do sistema fotovoltaico, através da limitação do aumento da sua temperatura. Estes objetivos podem ser alcançados utilizando a ventilação da cavidade de ar existente atrás do BIPV. O calor libertado no processo de conversão do PV é recuperado para o aquecimento interno durante o inverno, e para o exterior – arrefecimento - durante o verão, através do manuseamento/operação de condutas. Por outro lado, a otimização do desempenho do sistema pode ser alcançada utilizando componentes de armazenamento. A utilização de tanque de água permite controlar a flutuação de temperatura associada ao sistema integrado através do armazenamento de calor sensível. A água possui maior capacidade térmica do que elementos convencionais, e tem sido objeto de estudo para componentes de paredes e telhados, provando ser uma solução eficaz e econômica que pode melhorar o conforto térmico interno e reduzir o consumo de energia e uso do concreto do edifício (Wu y Lei 2016). Como tal, o armazenamento de calor sensível através de um tanque de água permite uma temperatura estável e constante da parede interior durante o longo do dia, enquanto que apresenta um custo de capital inicial reduzido quando comparado a materiais inovadores, como materiais de mudança de fase (PCM).

Este estudo insere-se no âmbito do projeto de investigação NZEB\_LAB, cujo objetivo é promover a o desenvolvimento de todas as aplicações da energia solar em edifícios, estando este trabalho inserido na Atividade de Investigação 2.1 “Investigação Experimental de novas aplicações, sistemas inovadores de energia solar (laboratório e edifício real), e flexibilidade energética de edifícios e sistemas solares integrados”.

## MÓDULO FOTOVOLTAICO COMBINADO COM ARMAZENAMENTO DE ÁGUA (BIPV-WS)

Conceber, desenvolver e testar novas soluções de elementos integrados de fachada é um dos principais objetivos das atividades de investigação integradas no quadro da NZEB\_LAB: Infraestrutura de Investigação em Sistemas de Energia Solar, localizada em Lisboa, Portugal. Esta infraestrutura de investigação integra capacidades e equipamentos experimentais na área de energia solar (Laboratório de Energia Solar), na área de materiais (Laboratório de Materiais e Revestimentos) e SolarXXI - edifício de escritórios de necessidades energéticas quase nulas (NZEB), funcionando como um laboratório vivo e servindo para testes em ambiente real para fachada de edifícios.

### SolarXXI

O edifício SolarXXI é uma das principais plataformas de teste da infraestrutura NZEB\_LAB, o protótipo de fachada de edifício é instalado e testado em condições reais de funcionamento (Fig. 1).

O Solar XXI foi construído em Lisboa em 2006 como projeto de demonstração do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) (Aelenei & Gonçalves, 2013), e tem o objetivo de ser um exemplo de edifício solar de baixo consumo energético, utilizando sistemas passivos de aquecimento e arrefecimento (arrefecimento do solo) em direção a um nZEB (Gonçalves et. all, 2010). O edifício integra várias soluções passivas para redução do consumo de energia no inverno e no verão. A fachada principal é orientada a sul, e possui sistemas BIPV com recuperação de calor, que auxilia no aquecimento no inverno. No verão, um sistema de arrefecimento do solo (tubos enterrados) é utilizado para arrefecer o edifício, juntamente com a proteção solar através da operação de estores, e de estratégias de arrefecimento noturno através da ventilação pelas aberturas do edifício, incluindo uma claraboia central.

Os sistemas BIPV consistem em 76 módulos de silício policristalino, e possuem uma área de cerca de 96 m<sup>2</sup> e potência de pico de 12 kW. A produtividade é de cerca de 1004 kWh / kW (Gonçalves et.all, 2012). Embora o edifício seja um

edifício de escritórios, no rés-do-chão, estão preparadas duas salas de teste (Fig.2, lado direito) para a integração e teste de protótipos de fachada.



Fig. 1. Edifício Solar XXI

#### Descrição do protótipo BIPV-WS

O protótipo BIPV-WS foi instalado na fachada principal do SolarXXI no final do inverno de 2019 e desde então é testado em condições reais. o protótipo é composto por uma camada externa (painel fotovoltaico) e uma camada interna (tanque de água), separadas por uma cavidade de ar ventilada. Durante o dia, devido à exposição solar, o painel fotovoltaico absorve a radiação solar, gerando calor durante o processo de conversão, o qual se acumula dentro do tanque de água. A ventilação natural é utilizada para aquecimento passivo do interior do edifício durante a estação de aquecimento, por recuperação do calor gerada pelo PV no processo de conversão. Por outro lado, a utilização e integração, do tanque de água tem como objetivo a acumulação e armazenamento do mesmo calor, mantendo-se a uma temperatura estável por um período prolongado de tempo. Durante o período noturno, quando as aberturas de ventilação estão fechadas, o calor armazenado no reservatório de água permite manter a temperatura do ambiente interno quente e evitar as perdas de calor para o exterior. Durante o verão, o modo de operação da é diferente, tendo o objetivo de expelir o calor acumulado na cavidade do ar durante o dia. A ventilação é feita para o ambiente exterior, reduzindo a temperatura do PV, enquanto que o tanque de água mantém a temperatura da parede interior no mínimo. As principais características do protótipo estão descritas na Tabela 1.



Fig. 2. Protótipo BIPV-WS

Configuração experimental

O protótipo BIPV-WS é totalmente monitorizado em todas as suas superfícies, cavidade de ar e interior de tanque de água, a fim de entender o comportamento térmico do sistema. As temperaturas de ar interior e exterior também são monitorizadas, assim como a irradiação solar global, através de uma estação meteorológica instalada no telhado do SolarXXI. Para a avaliação do comportamento térmico do protótipo, foram colocados sensores PT100 2x2,3mm, classe B, em cada camada do protótipo. Estes sensores medem a temperatura média em intervalos de 10 minutos, sendo utilizados três tipos diferentes para cada aplicação, tal como demonstrado na Tabela 1.

Tabela 1. Sensores utilizados

Sensor	Aplicação	Intervalo de Temperatura (° C)
Omega PR-10-2-M45-100-ST	Superfície	[-50; 200]
Omega SA2F-RTD-3-100-A-10M	Imersão e ar	[-200; 600]
RS Pro 376-1477	Ambiente	[-10;40]

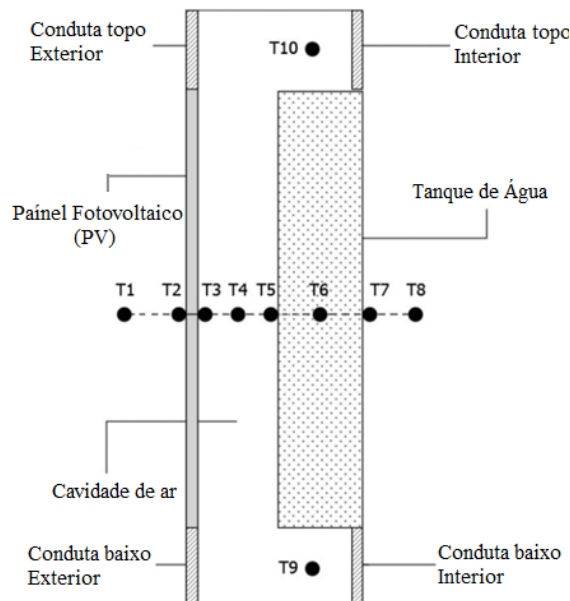


Fig. 3. Configuração do protótipo BIPV-WS

Tabela 2. Sensores instalados

Sensor	Posição	Temperatura
T1	Ambiente exterior	$T_{out}$
T2	PV – superfície exterior	$T_{PV, ext}$
T3	PV – superfície interior	$T_{PV}$
T4	Cavidade de ar	$T_{air}$
T5	Tanque de água – superfície exterior	$T_{WS-ext}$
T6	Água	$T_{water}$
T7	Tanque de água – superfície interior	$T_{WS-int}$
T8	Ambiente Interior	$T_{int}$
T9	Cavidade de ar – topo	$T_{air,top}$
T10	Cavidade de ar – baixo	$T_{air,bot}$

RESULTADOS E ANÁLISE EXPERIMENTAL

O BIPV-WS foi testado durante os períodos de inverno e verão, e o seu comportamento térmico foi analisado através de monitorização. Para cada estação do ano, foram utilizados diferentes modos de ventilação. Durante o inverno, a ventilação é feita entre as 10:00 e as 17:30 com o ambiente interior da sala, de modo a recuperar o calor. O período de tempo foi selecionado de modo a garantir que a cavidade de ar teve tempo para ser aquecida pelo PV, atingindo a temperatura de conforto necessária para o interior da sala, e evitando perdas de calor da sala. Durante o verão, a configuração da ventilação é alterada, usando as condutas exteriores proporcionar a ventilação com ar exterior, evitando o sobreaquecimento do protótipo.

Comportamento térmico de BIPV-WS durante o Inverno

O período de monitorização do Inverno foi caracterizado por dias parcialmente nublados. Foi escolhido para análise o dia 18 de fevereiro (Fig. 4) com nível máximo de radiação global de 690W/m<sup>2</sup> e temperatura máxima de 20°C.

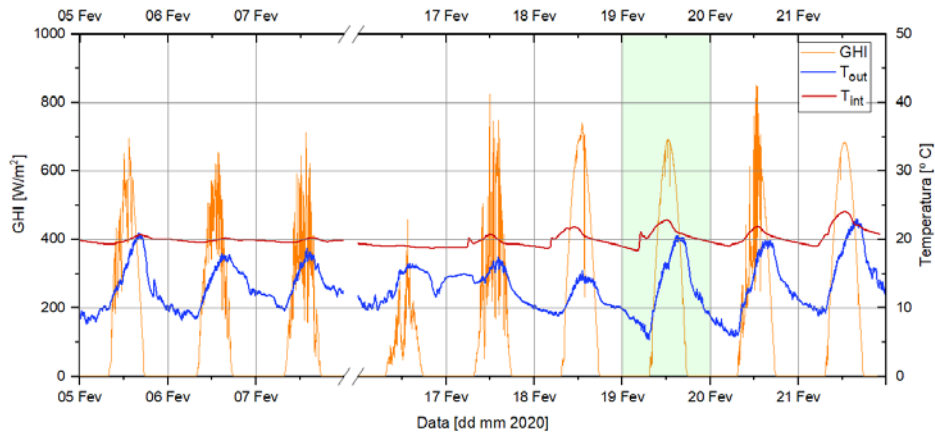


Fig. 4. Condições atmosféricas durante o Inverno (fevereiro 2020)

O comportamento térmico do protótipo durante o dia do inverno é apresentado na Figura 5 onde se pode verificar que o PV atinge uma temperatura entre os 43°C e os 50°C durante o dia. A partir de 10:00 as condutas interiores do protótipo foram abertas e assim a cavidade do ar é ventilada, o ar sendo conduzido para o gabinete adjacente. A temperatura da cavidade do ar sofreu uma diminuição de 3°C quando a ventilação foi ativada através da abertura das condutas.

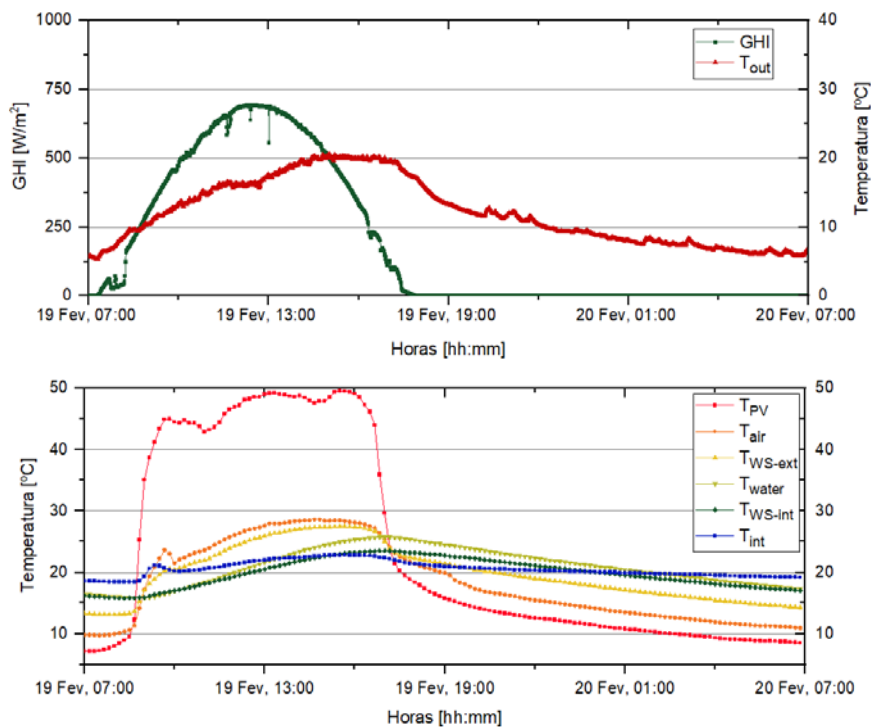


Fig. 5. Comportamento térmico do BIPV-WS ventilado no inverno e condições meteorológicas

Relativamente a utilização do tanque da água, é possível observar a temperatura da água a alcançar um pico de temperatura de 25.5°C às 17:30. A superfície interior do tanque de água apresenta temperaturas entre os 16.5°C e 24°C, sendo que a sua temperatura é superior a 20°C, temperatura de conforto mínima, durante um período aproximado de 12 horas, sendo que metade deste período é após o pôr-do-sol. Assim, o armazenamento térmico contribui como prevenção de perdas de calor do edifício para o exterior. Uma análise da temperatura do PV e temperatura da água é ilustrada na Figura 6 para verificar a capacidade de armazenamento de calor gerido pelo PV através da utilização da água, seguindo o comportamento da temperatura da água e do PV ao longo do dia e no período de radiação.

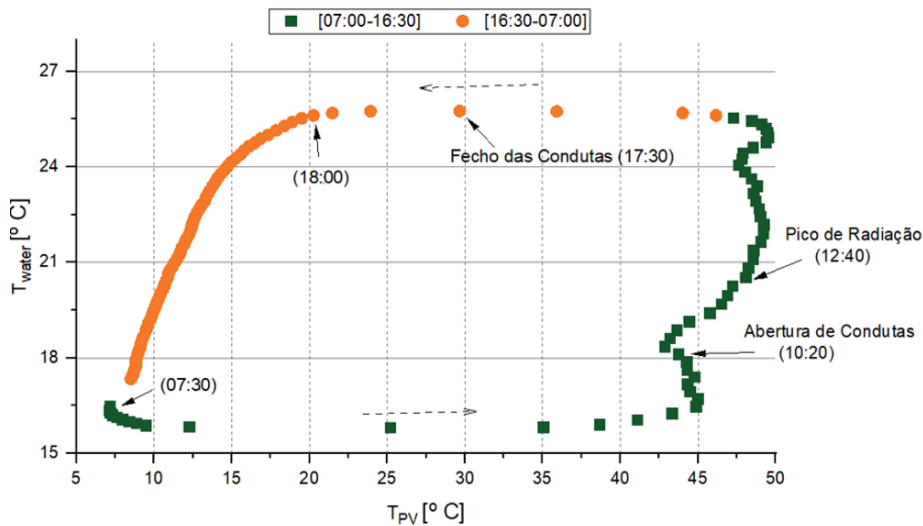


Fig. 6. Relação entre as temperaturas do PV e da água durante o Inverno (19 fevereiro 2020 – 20 fevereiro 2020)

A temperatura do PV apresenta valores muito baixos durante o início da manhã (abaixo de 10°C), subindo radicalmente até 45°C (10h) e quase 50°C (13h). Por outro lado, a temperatura da água aumenta desde 16.5°C até 25.5°C, e, embora o PV esteja a gerar calor apenas durante o dia (07:30-18:00), a água mantém a sua temperatura acima dos 20°C desde as 12:00 até às 02:00 do dia seguinte, evitando perdas para o ambiente exterior tanto durante o dia, como durante a noite.

#### Comportamento térmico de BIPV-WS durante o Verão

A semelhança da análise apresentada para o dia de inverno, no mês de agosto foi escolhido um dia típico de verão (8 de agosto) de acordo com ilustrado na Figura 7.

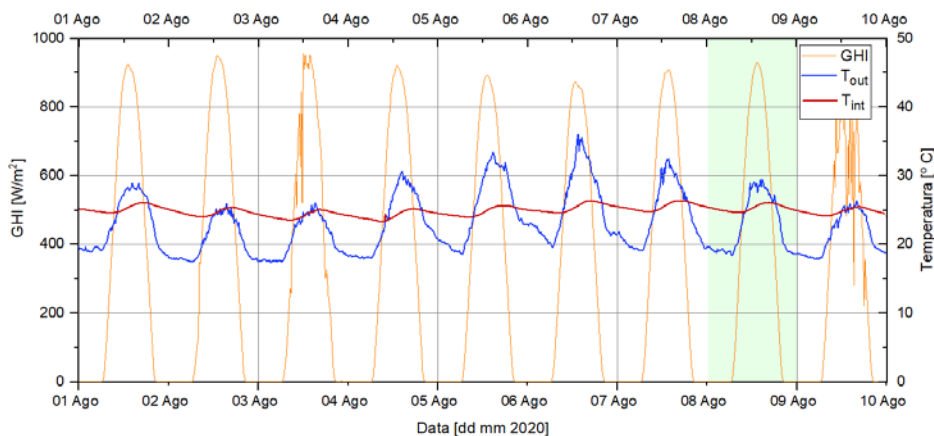


Fig 7. Condições atmosféricas durante o Verão (agosto 2020)

O dia 8 de agosto é caracterizado por nível de radiação global horizontal (GHI) máxima de 935 W/m<sup>2</sup> e temperaturas exteriores máximas de 30°C. Foram registadas as temperaturas de cada superfície do protótipo, e comparadas entre si na Figura 8, no modo de ventilação para o exterior. É possível observar que o PV atinge uma temperatura relativamente constante durante o dia entre os 45°C e os 48°C. Os picos de temperatura acontecem por volta das 10:30



e 16:30, sendo estes instantes de elevados valores de GHI, e nos quais a posição do sol não é tão elevada como a meio do dia, proporcionando uma maior incidência na fachada perpendicular ao solo.

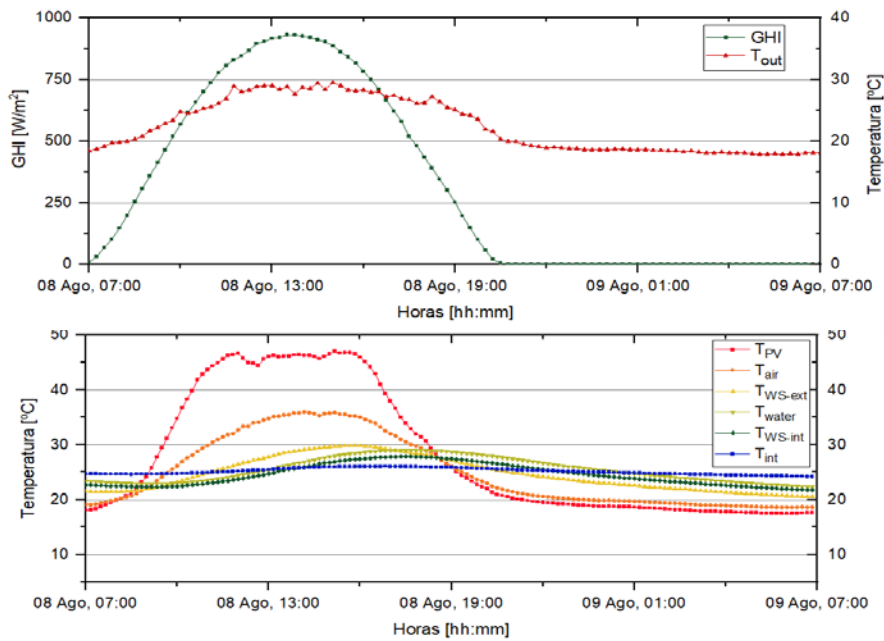


Fig. 8. Comportamento térmico do BIPV-WS ventilado no verão (topo) e condições meteorológicas (baixo)

De modo a analisar, em maior detalhe, a influência da água no protótipo, foi feita uma análise entre a temperatura do PV e a temperatura da água ao longo do dia, sendo esta representada pela Figura 9 em dois períodos distintos: desde o nascer-do-sol até ao início do por-do-sol; e desde o início do por-do-sol até às 07:00 do dia seguinte.

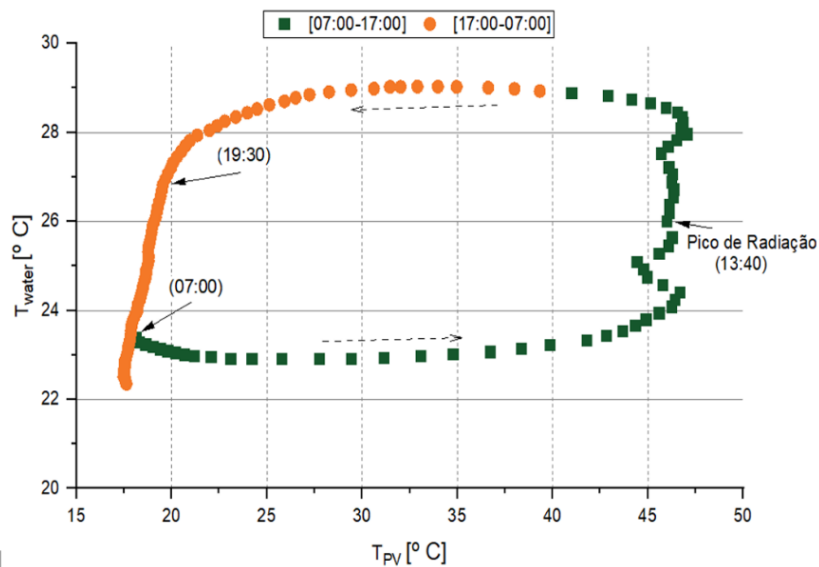


Fig. 9. Relação entre as temperaturas do PV e da água durante o Verão (8 agosto 2020 – 9 agosto 2020)

Com base na Figura 9, é possível verificar a variação da temperatura PV, num período de tempo reduzido (3h), enquanto a variação da temperatura da água é lenta, consequência da sua capacidade térmica de armazenamento, com valores mínimos de 23° C no início do dia a máximos de 28.5 ° C, uma variação de 5.5° C, quando comparado á variação de 30° C do PV. Esta estabilidade térmica permite a redução de ganhos térmicos para o edifício durante o verão. Enquanto que a temperatura do PV atinge 25° C às 09:00 e, a partir das 10:30, encontra-se a temperaturas superiores a 40° C, a temperatura da água mantém-se estável de 23°C. A água irá ser aquecida lentamente, atingindo 25°C apenas às 13:00, representando um período total de 6 horas, durante o dia, que a água se encontra abaixo da temperatura de conforto máxima desejada no verão. Em conjunto com o período da noite, a temperatura da água mantém-se abaixo de 25° C durante um período total de 12 horas e 30 minutos.

## COMENTÁRIOS FINAIS

Este artigo apresenta os resultados de uma investigação experimental de um módulo fotovoltaico integrado num edifício combinado com um tanque de armazenamento de água (BIPV-WS), como parte de uma fachada do edifício Solar XXI. O trabalho faz parte do projeto de investigação *NZEB\_LAB*, cujo objetivo é promover o teste e o desenvolvimento de todas as aplicações de energia solar em edifícios. O comportamento térmico de cada camada do protótipo foi analisado em dois dias típicos de inverno e verão - em Lisboa, Portugal, com base nas temperaturas reais da cavidade de ar ventilado, módulo fotovoltaico e tanque de água. A utilização do tanque de água demonstra ser um armazenamento térmico eficaz no protótipo testado, durante o período de inverno, a temperatura da água encontra-se entre os 20°C-26°C por um período de aproximadamente 13 horas, mesmo depois do pôr-do-sol. Além disso, através da ventilação da cavidade de ar, o calor gerado pelo painel fotovoltaico pode ser recuperado naturalmente para o interior do edifício, mantendo a temperatura alta o suficiente para aquecer a água, e reduzindo a temperatura do PV, quando comparando com os casos não-ventilados.

Em condições climáticas de verão, enquanto que o PV alcançou temperaturas de quase 60°C, a temperatura da água do tanque mantém-se abaixo de 25° C durante um período total de 12 horas e 30 minutos.

Trabalhos futuros envolvem uma comparação entre a utilização da água como fonte de armazenamento com outros tipos de componentes/matérias integrados com o painel fotovoltaico.

## AGRADECIMIENTOS

NZEB\_LAB - Infraestrutura de Investigação em Integração de Sistemas de Energia Solar em Edifícios (Ref. LISBOA-01-0145-FEDER-022075)” é financiada com fundos nacionais FCT / MCTES (PIDDAC) e FEDER europeu do Programa de Operação Regional de Lisboa.

## REFERÊNCIAS

Garde, F.; Ayoub, J.; Aelenei, L.; Aelenei, D.; Scognamiglio, A. (2017). *Solution Sets for Net Zero Energy Buildings Feedback from 30 Net ZEBs worldwide*, 1st ed. Ernst & Sohn

European Parliament (2010). “Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings”, <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2010/31/oj>

Lloret A.; Andreu, J.; Merten, J. (1995). The Mataro Library: a 53kWp grid connected building with integrated PV-thermal multifunctional modules.

Charron, R.; Athienitis, A.K. (2003). Optimization of the Performance of PV-Integrated Double Façades. *ISES Solar World Congress, Goteborg, Sweden*.

Athienitis, A. K.; Zhang, K.; Feldman, D. (2005). A study of double facades with phase-change storage and photovoltaics. *International Conference “Passive and Low Energy Cooling 855 for the Built Environment.”*

Aelenei, L.; Pereira, R.; Gonçalves, H.; Athienitis, A. (2014). Thermal Performance of a Hybrid BIPV-PCM: Modeling, Design and Experimental Investigation. *Energy Procedia*, 48, 474-483. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.02.056>

Wu, T.; Lei, C. (2016). A review of research and development on water wall for building applications. *Energy and Buildings*, 112, 198-208. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.12.003>

Aelenei, L.; Gonçalves, H. (2013). From solar building design to Net Zero Energy Buildings: performance insights of an office building. *International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry*.

Gonçalves, H.; Camelo, S.; Horta, C.; Graça, J.M.; Aelenei, L.; Oliveira, M.P.; Joyce A.; Rodrigues C. (2010). Solar XXI-Em direção à energia zero / Towards zero energy, @LNEG 2010 (ISBN:978-989-675-007-7). Lisbon; 2010

Gonçalves, H.; Aelenei, L.; Rodrigues, C. Solar XXI: A Portuguese Office Building towards Net Zero-Energy Building. In: The REHVA European HVAC Journal, vol. 49, nº 3, 2012, p. 34-40

**MODELAGEM TRIDIMENSIONAL DE UMA ESCOLA “SUSTENTÁVEL”: AVALIAÇÃO  
BIOCLIMÁTICA DO EDIFÍCIO.****Lima M.L.\*, Rocha C.L.\*\*, Lima T.V.\*\*\***

\* Professora Dra do Curso Técnico de Computação Gráfica, IFPE (Instituto Federal de Pernambuco), av. Fagundes Varela, 375, Jardim Atlântico, Recife-PE, CEP 53140-080, Brasil, [livia.lima@olinda.ifpe.edu.br](mailto:livia.lima@olinda.ifpe.edu.br)

\*\*Aluno do Curso Técnico de Computação Gráfica, IFPE (Instituto Federal de Pernambuco), av. Fagundes Varela, 375, Jardim Atlântico, Recife-PE, CEP 53140-080, Brasil, [lucas-costa-@outlook.com](mailto:lucas-costa-@outlook.com)

\*\*\*Ex aluna do Curso Técnico de Computação Gráfica, IFPE (Instituto Federal de Pernambuco), av. Fagundes Varela, 375, Jardim Atlântico, Recife-PE, CEP 53140-080, Brasil, [vaniklima@gmail.com](mailto:vaniklima@gmail.com)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2139>

**RESUMEN/RESUMO**

A arquitetura contemporânea apesar de publicizar a sustentabilidade, foca o desempenho ambiental e não busca tratar a sustentabilidade holisticamente. O artigo tem como objetivo investigar a qualidade bioclimática de edifício escolar situado no litoral brasileiro (cidade de Recife-PE), que publiciza promover a sustentabilidade através do edifício. Para o desenvolvimento da pesquisa foi realizado o percurso metodológico: Coleta documental e pesquisa bibliográfica do colégio; Visita ao colégio; Aprofundamento teórico sobre qualidade ambiental e arquitetura bioclimática; Análise bioclimática do colégio. O edifício foi projetado com o intuito de apresentar um bom desempenho sobre o ponto de vista ambiental, no entanto deixa a desejar quanto ao quesito consumo de energia. Constatou-se que a sustentabilidade do edifício parece ser uma estratégia de publicidade e de busca pela qualidade ambiental, do que a efetiva promoção da sustentabilidade a partir da visão holística.

**PALAVRAS-CHAVE:** Escola, Desempenho ambiental, Bioclimatismo.

**ABSTRACT**

Contemporary architecture despite the sustainability of advertising, seal or environmental performance and does not seek to treat sustainability holistically. The article fears to investigate the bioclimatic quality of a school building located on the Brazilian coast (city of Recife-PE), which announces promoting sustainability through the building. For or development of the research carried out or methodological process: Queue of documents and bibliographic research of the school; Visit or school; Theoretical foundations of environmental quality and bioclimatic architecture; Bioclimatic analysis of the school. Or the building was designed as a way to perform in terms of the environmental point of view, I did not want to discard any amount of energy consumption. It appears that the building's sustainability appears to be an advertising strategy and search for environmental quality, in order to effectively promote sustainability from a holistic point of view.

**KEYWORDS:** School, Environmental performance, Bioclimatism.

## INTRODUÇÃO

A qualidade de um ambiente escolar está relacionada desde o corpo técnico capacitado as características do espaço físico da escola, sendo fundamentais para o bom desempenho dos alunos. A configuração física do ambiente escolar e a adaptação do estudante a este meio exercem grande influência na evolução do aprendizado, podendo ser uma importante aliada ou uma dificultadora no desenvolvimento do estudante, dependendo do conforto gerado.

No contexto das edificações escolares, principalmente as públicas, pode-se observar uma padronização buscando uma racionalização construtiva onde o único interesse é o baixo custo com a obra. Poucas escolas, notadamente as escolas privadas, tem uma preocupação com a qualidade dos espaços físicos, assim como, com o conforto térmico dos usuários. Uma das formas de obter o conforto térmico seria a utilização de refrigeração por vias passivas, sem a utilização de meios mecânicos.

Pode-se dizer que a arquitetura contemporânea apesar de publicizar a sustentabilidade, foca o desempenho ambiental, sobretudo na redução do consumo de energia, através de soluções que promovam o aproveitamento dos recursos naturais (ventilação e iluminação natural), com os dispositivos bioclimáticos. O edifício não é analisado dentro de uma forma holística a partir de oito dimensões segundo Sachs (1993, 1997, 2000a) (ambiental, social, econômica, ecológica, cultural, espacial, política nacional e política internacional), onde as dimensões se relacionam, interagem e se sobrepõem, afetando-se e condicionando-se mutuamente. Compreende-se por desempenho ambiental se refere a redução do consumo de energia, durabilidade, funcionamento do edifício (garantir cargas mínimas para a comunidade) e gestão das águas e dos resíduos. Um dos princípios do desempenho ambiental está na promoção da arquitetura bioclimática.

O termo “arquitetura bioclimática” surgiu na década de 1960, a partir de pesquisas de Aladar e Victor Olgyay (OLGYAY, 1998). Esta consiste na adequada e harmoniosa relação entre ambiente construído, clima e seus processos de troca de energia, tendo como objetivo final o conforto ambiental humano. Mais do que parte do movimento ecológico mundial que se seguiu posterior, o bioclimatismo é uma das concepções que mais reforçam e contribuem para a eficiência térmico-energética de um edifício.

Compreende-se a arquitetura bioclimática como a adequação do edifício às condições climáticas da região em que se encontra o empreendimento, proporcionando a eficiência térmica energética do edifício. É desta forma que se acredita que a utilização dos arranjos bioclimáticos, baseando-se no aproveitamento dos recursos passivos (naturais) de climatização dos espaços edificados quando o rigor do clima não é extremo, favorece diretamente no conforto térmico dos edifícios.

O aproveitamento da ventilação e da iluminação natural na edificação subsidiará uma redução do consumo de meios mecânicos de refrigeração e de iluminação, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do ambiente construído. A bioclimatologia trata da relação entre o usuário e as condições climáticas, de modo que a arquitetura se torne um “filtro” das condições exteriores, com a adequada envoltória.

A construção de edificações bioclimáticas, adaptadas ao clima local, seja através do uso de novos materiais ou através de estratégicos arranjos arquitetônicos, implicariam em uma diminuição do uso de meios artificiais para obtenção do conforto térmico. A inadequação do edifício ao clima regional pode proporcionar a sensação de desconforto térmico dos usuários, acarretando a diminuição do rendimento das atividades desenvolvidas no seu interior, além do desperdício energético (GIVONI, 1991).

Em regiões de clima quente e úmido, como é o caso de Recife, a ventilação natural associada à proteção solar constitui o meio mais eficiente de se obter conforto térmico por vias passivas, isto é, sem o uso de equipamentos mecânicos (ALLUCI, 1988; ARENS, 1984, ASHLEY, 1984). A ventilação natural afeta consideravelmente as condições de conforto térmico de determinado ambiente, por acelerar as trocas térmicas entre o homem e o meio, bem como as condições microclimáticas no interior e em torno das edificações, por acelerar as trocas térmicas por convecção entre as envolturas e o ar.

Para análise do edifício foi realizada a modelagem tridimensional do edifício que irá auxiliar na análise dos arranjos construtivos, pois as maquetes virtuais dão parâmetro de visualização, já que são construções tridimensionais de qualquer objeto. Para este trabalho em específico foi escolhido o *software* de modelagem 3D, *Sketchup*, já que é um software intuitivo e de fácil utilização. Para ter um resultado mais realista dos detalhes do edifício, pode-se utilizar alguns *Plug-ins*, como é o caso do *Vray*. O *Sketchup* permite simular a iluminação natural de acordo com a orientação do edifício, podendo ser analisado os dispositivos de proteção solar das aberturas.

O artigo tem como objetivo investigar a qualidade bioclimática de edifício escolar situado no litoral brasileiro (cidade de Recife-PE), que publiciza promover a sustentabilidade através do edifício. Será avaliado se os dispositivos bioclimáticos funcionam efetivamente e se há uma redução de meios mecânicos de refrigeração com a implementação desses elementos. Torna-se cada vez mais necessário que a arquitetura contemporânea incorpore preceitos do bioclimatismo, a fim de proporcionar por meio de vias passivas, o conforto térmico dos usuários.

## METODOLOGIA

Para o desenvolvimento da pesquisa foi realizado o seguinte percurso metodológico para alcançar os objetivos da pesquisa:

## 1. Coleta documental e pesquisa bibliográfica do colégio

Neste primeiro momento foi realizada uma coleta documental (dissertação de mestrado) e pesquisa bibliográfica do colégio, no a intenção inicial seria construir um “Ecoprédio”, que fosse projetado de forma que atendesse aos preceitos da sustentabilidade e qualidade ambiental do edifício. O projeto chegou a receber prêmio premiação Diamante pela qualidade “sustentável” do edifício. A escola está localizada no bairro do Rosarinho, zona Norte da cidade do Recife-PE (Brasil ver Fig. 1).



Fonte: Google Earth (2017).

Fig. 1. Localização da escola na Região metropolitana de Recife

Fonte: Pereira (2019).

## 2. Visita ao colégio

O edifício possui dois módulos: Módulo 1 – salas de aula, biblioteca, sala de artes, auditório, coordenação, etc.; Módulo 2 – quadra esportiva, estacionamento, cantina, pátio de recreação etc. Ver Fig. 2. No edifício é possível ver na fachada principal a utilização do material da Isoeste (Módulo 2) e ACM (Módulo 1), como também alguns dispositivos bioclimáticos: brises horizontais, telhado verde e placas solares na cobertura (ver Fig. 3).



Fig. 2. Vista aérea do edifício da escola.

Fonte: Pereira (2019).

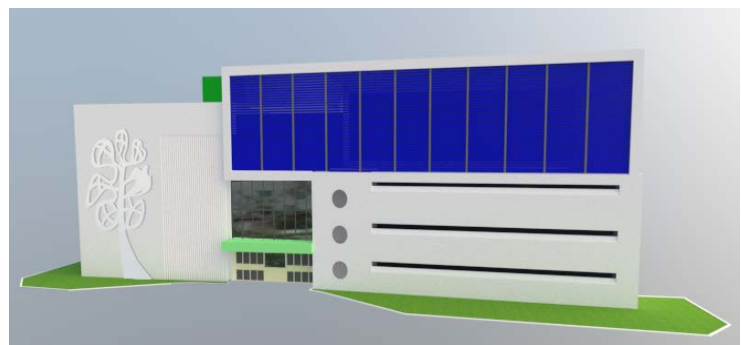


Fig.3. Modelo 3D renderizado da fachada norte com termobrisas do colégio base para a pesquisa.

Fonte: o autor.

Foi realizada uma visita técnica no edifício, onde conheceu os três pavimentos do edifício e todas as salas de aula estão posicionadas na mesma orientação (leste- no módulo 1, ver Fig. 4, 5, 6 3 7. Foi realizado levantamento fotográfico, que auxiliou na modelagem 3D, além de averiguar se há alterações na edificação em relação ao projeto arquitetônico. Como produto dessa etapa há um acervo arquitetônico (através da digitalização do projeto em 2D e 3D) do edifício escolar.



Fig. 4. Modelagem do pavimento térreo, mostrando as salas.  
 Fonte: Pereira (2019).



Fig. 5. Modelagem do primeiro pavimento, mostrando as salas.  
 Fonte: Pereira (2019).



Fig. 6. Modelagem do segundo pavimento, mostrando as salas.  
 Fonte: Pereira (2019).



Fig. 7. Modelagem do terceiro pavimento, mostrando as salas.  
 Fonte: Pereira (2019).

### 3. Aprofundamento teórico sobre qualidade ambiental e arquitetura bioclimática.

O aprofundamento teórico sobre qualidade ambiental e arquitetura bioclimática permitiu a conceituação e os principais preceitos que envolvem cada uma das abordagens. O entendimento destes conceitos resultou como produto uma leitura crítica dos dispositivos bioclimáticos do edifício escolar.

### 4. Análise bioclimática do colégio.

Com a análise arquitetônica do colégio e o aprofundamento teórico acerca dos principais aspectos que foram analisados (qualidade ambiental e princípios bioclimáticos), será possível através da modelagem tridimensional da obra realizar uma análise crítica do edifício. O intuito foi entender quais as soluções projetuais adotadas pelo arquiteto que concebeu o edifício promoveu ou não uma melhoria na qualidade ambiental, influenciando nas condições de conforto térmico, através de vias passivas pelo usuário. Tais soluções foram importantes para gerar um efeito plástico no volume do edifício.

## RESULTADOS

A construção do edifício foi pensada de forma que o transporte e o resíduo de construção utilizado fosse o mínimo possível. Para a separação e vedação das paredes foi utilizado *drywall*. De acordo com Fernandes *et al.* (2018), a técnica, que supera o método convencional em termos de eficiência, rapidez e custo, compreende um sistema com placas de gesso acartonado fixadas a perfis metálicos e que são geralmente recheadas com algum material isolante (lã de vidro, lã de rocha, espuma de poliuretano, dentre outros). No caso da edificação em estudo, o *drywall* se tratava de um sistema composto de duas placas de gesso de 10 mm de espessura e uma camada interna composta de OSB (painel de tiras de madeira orientadas). O piso utilizado foi do tipo concreto polido. Embora também emita CO<sub>2</sub> na sua fabricação, o piso de concreto polido é capaz de reduzir a emissão do gás poluente em até 310,97 kg/m<sup>2</sup>, o que equivale a 29,68% de redução em comparação ao piso com revestimento cerâmico, de acordo com Dezen-Kempter *et al.* (2018). O uso de materiais como o forro mineral, a madeira OSB, os painéis isoestes e o teto verde promoveram ainda bons resultados tanto do ponto de vista térmico quanto acústico.

O clima da cidade do Recife é caracterizado por ser quente e úmido com chuvas de outono a inverno, iniciadas nos meses de março, e por possuir isoterma que variam entre 22 °C e 26 °C, apresentando elevada umidade relativa do

ar, com valores médios anuais superiores a 84%, segundo a classificação climática de Köppen (ALVARES *et al.*, 2014). A orientação do edifício é um dos fatores mais decisivos quanto a sua qualidade bioclimática. Constatou-se na planta do pavimento térreo que foi priorizado o posicionamento das salas de aula no nascente (Cor azul, ver Fig. 8), no qual recebe as ventilações dominantes da região (Nordeste e Sudeste), enquanto os demais ambientes foram menos privilegiados localizados no poente (Cor laranja e amarelo, ver Fig. 8) uma maior exposição solar ao longo de toda a tarde. No pavimento térreo está localizado no poente (área em laranja) a cantina e as mesas do refeitório (e jogos de tó), o que não favorece a longa permanência dos alunos nesse local, tendo em vista o calor transmitido pelas paredes para dentro do ambiente.



Fig. 8. Planta Baixa do térreo com indicações de incidência de ventilação e insolação.  
Fonte: o autor.

A exposição poente se repete nos outros pavimentos que estão na cor laranja (ver Fig. 9), sendo no primeiro e no segundo pavimento estão localizadas as garagens, não havendo grande desconforto aos usuários, pois a passagem pelo local é transitória. As áreas em tom de amarelo são rampas de acesso do módulo 2 ao módulo 1, havendo na sua cobertura um telhado de policarbonato, que permite a entrada da iluminação natural, no entanto é um material que emite muito calor.

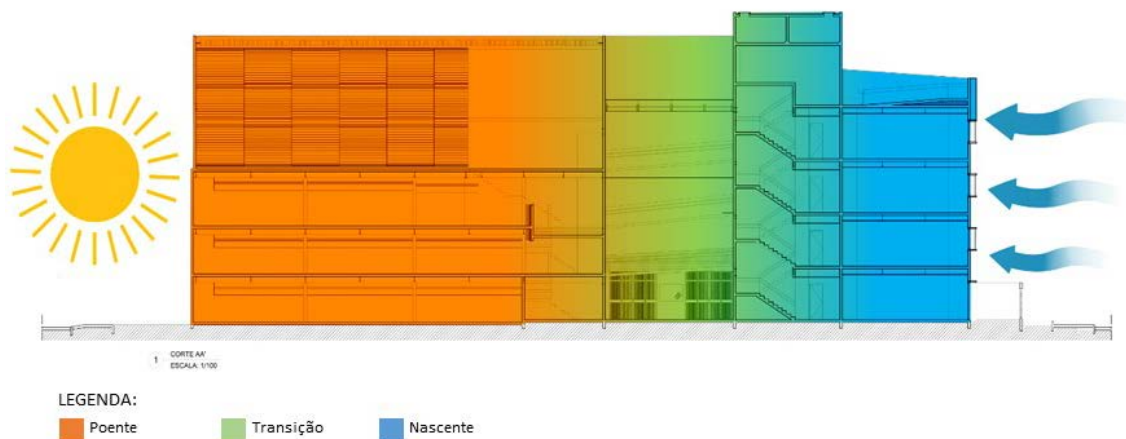


Fig. 9. Corte da edificação com indicações de incidência de ventilação e insolação.  
Fonte: o autor.

No entanto, na mesma localização poente (cor laranja), há no terceiro pavimento uma quadra esportiva que possui nas fachadas Norte e Sul brises horizontais móveis (Fig. 10), indicado para o tipo de incidência solar e podendo

regular de acordo com a penetração solar no ambiente. Os termobrisas são envoltos por material de superfície lisa, o mesmo de asas de avião (aluzinc) com a injeção de espuma de poliuretano em seu interior, apresentam proteção termoacústica, além de auxiliar na iluminação e na ventilação naturais, chegando a uma altura de 2,30 m (Pereira, 2019). Devido a orientação poente, a quadra não foi privilegiada quanto a ventilação dominante (Nordeste e Sudeste). A cobertura da quadra possui telhas termoacústicas, que auxilia na retenção do calor e o controle do ruído dentro do ambiente. Outro dispositivo interessante é o uso do lanternim na faixa central da quadra, o que ajuda na entrada da iluminação natural, reduzindo o uso desenfreado de energia nesse ambiente (ver Fig. 11).



Fig. 10. Brises da quadra  
Fonte: o autor.

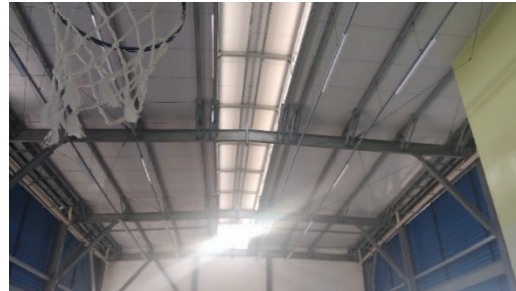


Fig. 11. Lanternim na cobertura da quadra  
Fonte: o autor.

No térreo há salas como a recepção e a guarita de maior permanência por parte dos funcionários, para receber visitantes e alunos com frequência. Estas salas estão em uma orientação sem a incidência da ventilação natural dominante (Nordeste e Sudeste). A sala recepção é climatizada, utilizando meios mecânicos de refrigeração. A guarita apesar de não ser refrigerada sua fachada é protegida pela marquise localizada na fachada principal da escola. Neste mesmo pavimento há o *foyer* local utilizado para recreação das crianças, com vários brinquedos. É uma área sombreada pelo próprio edifício e usufrui da ventilação sudeste. Poderia ser uma área um pouco maior, tendo em vista, a utilização por todos os alunos do edifício. No pavimento térreo, assim como nos outros pavimentos, há três banheiros justapostos com aberturas para o exterior, permitindo a renovação do ar. Os outros dois banheiros posicionados, localizados próximo a escada e elevador, não possuem aberturas para a área externa, necessitando a utilização de exaustores mecânicos (ver Fig. 12).



Fig. 12. Planta do pavimento térreo com ambientes centralizados  
Fonte: o autor.

As salas de aula estão orientadas à leste nos três pavimentos, usufruindo da ventilação predominante na região que são à nordeste e sudeste (ver Fig. 13). As únicas aberturas estão localizadas nas zonas de maior pressão (à barlavento), no entanto não existem aberturas na localização oposta a essas janelas, que seriam as zonas de menor pressão (à sotavento) que possibilitaria uma efetiva ventilação cruzada, resultando uma ventilação insuficiente (ver Fig. 14). É possível supor que a decisão de não criar a abertura voltada para a circulação deve-se ao comprometimento da acústica, tendo em vista que haveria vazamento de ruídos dos alunos para dentro do ambiente. Entretanto, seria possível gerenciar horários com menor trânsito dos alunos pelos corredores e com o posicionamento de aberturas de



entrada e saída de ar que pudessem promover a ventilação cruzada, melhorando o desempenho da ventilação natural, a fim de promover o conforto térmico e uma redução no consumo de energia elétrica.



Ilustração 13. Salas de aula posicionadas à leste

Fonte: o autor.

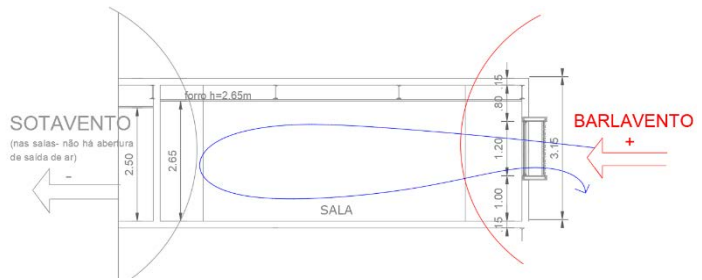


Ilustração 14. Corte de uma sala de aula e o desenho da ventilação.

Fonte: o autor.

Como as janelas são de correr, por exemplo: uma abertura de  $1\text{m}^2$  há uma perda de 50% do fluxo de ar, tendo em vista que a mesma só abrirá metade da abertura. Janelas com duas folhas de abrir, ou pivotantes e ainda com venezianas, permitem que o fluxo de ar seja aproveitado próximo a 100% do tamanho da janela. Ou seja, a escolha do tipo de esquadrias e posicionamento podem ter uma distribuição e um incremento de velocidade dentro do ambiente, que podem promover o incremento do conforto térmico dos alunos. Outro aspecto observado nas salas são o tipo de forro. O forro escolhido é do tipo mineral e por se tratar de um material poroso apresenta uma maior capacidade de absorção do som (Formolo *et al.*, 2017).

Nas salas há também protetores solares nas janelas, os brises horizontais fixados à leste que protegem da incidência solar direta. As escolhas do tipo de brises (horizontal, vertical ou misto) é em função da orientação da fachada. E a escolha por brises horizontais foi ideal, tendo em vista que a fachada leste a incidência solar é do nascer do sol (baixo) podendo ser controlado pelo brises. Com inclinação de  $45^\circ$  em relação a horizontal e, espaçamento de 10 cm entre os brises fixos e de 14 cm entre os termobrisés, eles protegem o ambiente interno da radiação direta nas esquadrias (PEREIRA, 2019). O funcionamento dos brises poderiam ser otimizados se pudessem ser móveis e regulados ao longo da manhã, possibilitando assim, um controle mais efetivo da incidência direta dos raios solares.

Na cobertura do prédio há uma pequena horta orgânica, cultivadas pelos funcionários e incentivado pelos alunos o estímulo ao plantio, cultivo e consumo nas aulas práticas da escola. Esses produtos são utilizados pela cantina e o adubo vem da compostagem que é supervisionada pelos funcionários conta com a participação dos estudantes no processo, conscientizando sobre as maneiras de se aproveitar os resíduos orgânicos para a criação de um solo ideal para plantação de diversas espécies. No telhado estão localizadas placas solares fotovoltaicas, responsável pelo abastecimento de 40% da energia do edifício, no entanto, há um desconto no valor no custo de energia nos 60% do valor adicional (ver Fig. 15). Outro elemento são os telhados verdes, que é uma estratégia projetual interessante, pois deveria diminuir a temperatura do ar dentro do ambiente, em relação a outros materiais de construção convencionais (concreto ou telhas), uma vez que estes apresentam maior condutividade se comparados aos tetos verdes, que possuem maior resistência térmica e são isolantes (WILLES, 2014). Também há um reservatório de aproveitamento de água da chuva, esta que é utilizada nas descargas, jardins e outras atividades de limpeza do colégio.



Legenda:

14 – Inversores instalados, com 27,6 kW e 5,8 kW de potência.

15 – Laboratório de visitação para os alunos: painéis fotovoltaicos, 126 módulos policristalinos no total.

16 – Telhado verde com aproximadamente  $120\text{m}^2$ .

Ilustração 15. Detalhe de alguns dispositivos localizados na cobertura

Fonte: Pereira (2019).

Outra prática que promove a prática ambiental é a coleta de lixo seletiva, onde todo o colégio separa seus lixos e estimula alunos e pais a levarem outros tipos de lixos (óleo, pilhas, eletrônicos, cartões, dentre outros), ou seja, qualquer descarte, no qual a prefeitura recolhe semanalmente. O colégio estimula diariamente essas práticas, seja na decoração de Natal com materiais de sucata, brinquedos e copo de papel reciclado. A educação ambiental é uma prática didática e pedagógica da prática de ensino do colégio, o que é bastante positivo na formação dos alunos, tendo em vista que essas práticas ainda não foram incorporadas diariamente por todos os brasileiros.

## CONCLUSÃO

O aspecto que chama atenção pela robustez do prédio é o quantitativo de salas de aula, perfazendo um total de nove (exceto salas do *Google*, artes, auditório e biblioteca), pois se esperava um número superior. Parte do módulo 1 do edifício estão localizadas as salas de aula, havendo praticamente dois pavimentos do módulo 2 de estacionamento. O núcleo central do edifício está a circulação vertical e os serviços de alimentação e administrativos.

O edifício foi projetado com o intuito de apresentar um bom desempenho sobre o ponto de vista ambiental, que foi desde as escolhas dos materiais, até a orientação do edifício. Constatou-se todo o esforço dos projetistas nas diretrizes adotadas, no entanto deixa a desejar quanto ao quesito consumo de energia. O edifício ainda é muito dependente do ar-condicionado, não havendo quantidade e disposição das esquadrias de forma que favoreça a ventilação cruzada e reduza o consumo de energia elétrica. Como sugestão para a própria edificação se tornar sustentável do ponto de vista do conforto ambiental, pode-se indicar o uso de materiais absorventes acústicos (lã de vidro), no interior das vedações verticais internas, assim como priorizar e aumentar as aberturas para promover maior renovação do ar no ambiente interno.

Constatou-se que a sustentabilidade do edifício parece ser uma estratégia de publicidade e de busca pela qualidade ambiental, do que a efetiva promoção da sustentabilidade a partir da visão holística. Os prêmios de “sustentabilidade” do Ecoprédio são fortes instrumentos de *marketing* da escola. No entanto, o mérito da escola está no seu compromisso com a preocupação na formação dos alunos, através da implementação de cultivo de resíduos orgânicos, capacidade de reduzir, reutilizar e reciclar, envolvendo os mesmos no ensino e nas práticas de responsabilidade social com o meio ambiente.

## BIBLIOGRAFIA

- ALLUCCI, M. (1998). *Critérios Relativos ao Atendimento das Exigências de Ventilação na Habitação*. In: Tecnologia da Construção, IPT/Divisão de Construção. Ed IPT/Pini, São Paulo.
- BUSTOS ROMERO, M. A. (2001). *Arquitetura bioclimática do espaço público*. Editora Universidade de Brasília, Brasília.
- ALVARES, C. A.; STAPE, J. L.; SENTELHAS, P. C, GONÇALVES, J. L. M.; SPAROVEK, G. (2014). *Köppen's climate classification map for Brazil*, v. 22, n. 6, p. 711–728, Meteorologische Zeitschrift, Stuttgart.
- DEZEN-KEMPTER, E.; AMARAL, E. S.; GOMES, A.; VILHENA, M.; OLIVEIRA, L. V. N.; ROSSI, B. C. A. (2018). *O uso de BIM na avaliação da energia incorporada e emissões de CO<sup>2</sup> de materiais reciclados e convencionais*. In: ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO, 17. p.3752-3760. ENTAC, Foz do Iguaçu.
- FORMOLO, B. F.; ISOTON, C. A.; SANTOS, M.; FESTUGATO, T.; SANTINI, G. (2017) *Acústica escolar utilizando soluções sustentáveis*. In: CONGRESSO DE PESQUISA E EXTENSÃO DA FSG, 5., p.789-802, Caxias do Sul: FSG.
- GIVONI, B. (1991). *Performance and Applicability of Passive and Low Energy Cooling Systems*. In: Energy and Buildings, vol. 17, pp. 177-199. Lausanne: Elsevier Sequoia.
- OLGYAY, V. (1998). *Arquitetura y clima*. Manual de diseño para arquitectos y urbanistas. Gustavo Gilli, Barcelona.
- PEREIRA, A.P. (2019). *Avaliação de conforto acústico e térmico*. Estudo de caso: edifício escolar verde no município de Recife-PE. 241f. Dissertação de mestrado. Escola Politécnica (UPE), Recife.
- SACHS, I. (1986, 1993, 1997, 2000<sup>a</sup>). *Ecodesenvolvimento: crescer sem destruir*. 1986. 280 p. Vértice, São Paulo, – ———. *Estratégias de transição para o século XXI*. In: BURSZTYN, M. (Org.). *Para pensar o desenvolvimento sustentável*. Brasiliense, São Paulo. ———. *Desenvolvimento numa economia mundial liberalizada e globalizante:*

um desafio impossível. *Estudos Avançados*, v. 11, n. 30, Universidade de São Paulo, São Paulo. \_\_\_\_\_. *Caminhos para o desenvolvimento sustentável*. Rio de Janeiro: Garamond, 2000<sup>a</sup>.

WILLES, J. A. (2014). *Tecnologias em telhados verdes extensivos: meios de cultura, caracterização hidrológica e sustentabilidade do sistema*. 70f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Agronomia, Universidade de São Paulo, Piracicaba.



**DESIGN DE UM PROTÓTIPO BIPVT E ANÁLISE POR MEIO DE COMPUTAÇÃO DINÂMICA DE FLUÍDOS****Bot K.\*, Aelenei L.\*, Gonçalves H.\***

\*Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar, 22,  
1649-038 Lisboa, Portugal, [laura.aelenei@lneg.pt](mailto:laura.aelenei@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2140>

**RESUMO**

O presente trabalho apresenta uma componente dos resultados obtidos pelo Projeto NZEB\_LAB, do Laboratório Nacional de Energia e Geologia, para o design de novos sistemas solares integrados a edifícios. O trabalho reporta o design e a simulação numérica via computação dinâmica de fluídos de um protótipo de sistema fotovoltaico térmico integrado a edifício (BIPVT – *Building Integrated Photovoltaic Thermal system*), desenvolvido e futuramente instalado na fachada do edifício Solar XXI, Lisboa, Portugal. O objetivo é detalhar o design do protótipo e caracterizar o comportamento térmico do sistema em suas partes fluida e sólida dada uma condição de fronteira, através da análise do perfil de temperatura, velocidade do ar e turbulência, levando em consideração a secção transversal do elemento em uma análise bidimensional. Foi possível visualizar um gradiente de temperatura no interior da caidade de ar na ordem de 17,5°C.

**PALAVRAS-CHAVE:** BIPVT, protótipo, modelação

**ABSTRACT**

This work presents a component of the results obtained by the NZEB\_LAB Project, from the National Energy and Geology Laboratory, for the design of new solar systems integrated into buildings. The work reports the design and numerical simulation via dynamic fluid computation of a prototype of a building integrated photovoltaic thermal system (BIPVT - *Building Integrated Photovoltaic Thermal system*), developed and future installed on the facade of the Solar XXI building, Lisbon, Portugal. The objective is to detail the design of the prototype and characterize the thermal behavior of the system in its fluid and solid parts given a boundary condition, through the analysis of the temperature profile, air speed and turbulence, taking into account the cross section of the element in a two-dimensional analysis. It was possible to visualize a temperature gradient inside the air cavity in the order of 17.5°C.

**KEYWORDS:** BIPVT, prototype, modelling

## INTRODUÇÃO

O setor da construção civil impacta consideravelmente na utilização de energia, e respetivamente no consumo dos recursos ambientais não renováveis quando fontes da energia. Por este motivo, a concepção de novos sistemas de energias renováveis integrados a fachadas de edifícios é uma necessidade urgente, de forma a alcançar edifícios sustentáveis e com balanço energético quase nulo, como descrito por (Aelenei *et al.*, 2016). Nas últimas décadas, esforços tem sido feito neste sentido, porém ainda há um longo caminho a percorrer (Chwieduk, 2003; Maurer, Cappel e Kuhn, 2015). Entre estes sistemas, destacam-se os sistemas fotovoltaicos térmicos integrados em edifícios (*Building Integrated Photovoltaic Thermal Systems – BIPVT*), sistemas que não só visam gerar energia elétrica, mas também atuar como um sistema natural de recuperação de calor. A recuperação de calor ocorre recuperação de calor quando o sistema aumenta a temperatura de saída em relação à temperatura de entrada do ducto de ar, tendo como fonte de ar o volume de ar da zona térmica adjacente. Revisões extensas dos sistemas BIPVT quanto a sua tecnologia, modo de operação e inovações recentes podem ser encontradas em (Lamnatou *et al.*, 2015; Yang e Athienitis, 2016). Em uma amostra das publicações mais recentes sobre novos sistemas BIPVT, a principal forma de análise de performance e caracterização do sistema é através de simulação numérica via computação dinâmica de fluidos (*computational fluid dynamics – CFD*) (Peng *et al.*, 2016; Dehra, 2017; Lee *et al.*, 2017), ao passo que a análise da integração destes sistemas e seu impacto nos consumos de energia são usualmente realizados via simulação dinâmica de energia em edifícios (Bot *et al.*, 2020). Os parâmetros analisados são, em sua maioria, velocidade do ar no interior, gradiente de temperatura e respetivo impacto da geometria (largura do ducto, altura, espessura) nestes fatores.

No contexto dos edifícios, habitualmente há mais de um parâmetro que deve ser otimizado ao mesmo tempo – como aliar a redução do consumo de energia ao aumento do conforto dos ocupantes -, o que torna o processo de design de novos sistemas solares complexo, pois é necessário focar em mais de um objetivo. Um dos aspetos mais fundamentais é projetar os sistemas BIPVT em fachadas em relação à geometria e materiais dos elementos. Em um fase posterior, o controle dos modos de operação é também fundamental para o desempenho energético (Jaluria, 2007), pois é demonstrado que os sistemas BIPVT em fachadas apresentam melhor rendimento quando adaptáveis, tendo seu funcionamento tanto passivo quanto ativo (Bot *et al.*, 2020).

Neste sentido, o presente trabalho apresenta uma componente dos resultados obtidos pelo Projeto NZEB\_LAB, do Laboratório Nacional de Energia e Geologia, para o design de novos sistemas solares integrados a edifícios. O trabalho reporta o design e a simulação numérica via computação dinâmica de fluídos de um protótipo de sistema BIPVT, desenvolvido e futuramente instalado na fachada do edifício Solar XXI, Lisboa, Portugal. O objetivo é caracterizar o comportamento térmico do sistema em suas partes fluida (cavidade de ar formada entre os módulos fotovoltaicos e o módulo interior) e sólida (módulo interior) dada uma condição de fronteira, através da análise do perfil de temperatura, velocidade do ar e turbulência, levando em consideração a secção transversal do elemento em uma análise bidimensional. O desenvolvimento do novo protótipo BIPVT foi motivado, principalmente, pela necessidade de adaptar os sistemas BIPVT (conhecidos por ocupar a altura total de uma parede - como é o caso dos sistemas BIPVT pré-existentes no edifício Solar XXI) (Bot *et al.*, 2020) ao espaço disponível em fachadas, dando modularidade ao BIPVT e avaliando se os resultados em termos de desempenho foram adequados e benéficos ao aproveitamento energético do edifício.

## METODOLOGIA

A metodologia do trabalho é segmentada no design do protótipo, e na análise por meio de CFD da sua secção transversal. A conceção do novo protótipo BIPVT baseia-se na utilização de conceitos, métodos e técnicas de engenharia de forma a fornecer uma solução que contribua para responder às necessidades identificadas na análise energética de todo o edifício. Uma descrição muito detalhada do método de design de sistemas térmicos pode ser encontrada em (Jaluria, 2007). Neste sentido, o objetivo do Projeto NZEB\_LAB está em conceber, produzir e testar novos elementos que venham a melhorar as condições energéticas do edifício, conjugando elementos presentes no mercado com novas configurações e funcionamento.

De forma geral, o protótipo BIPVT proposto é composto por uma estrutura metálica, com um módulo fotovoltaico em sua face externa (voltado para o exterior do edifício), um entreferro com espessura variável para permitir diferentes disposições e testes, e um módulo interno (que pode ser posteriormente substituído por outros módulos internos diferentes). Mais especificamente, é composto por um caixilho, um módulo fotovoltaico que possui área efetiva de 0,96 m<sup>2</sup>, eficiência de 15% e 120 Wp, inversor e outros acessórios necessários para o efeito de geração de energia elétrica. O caixilho é em alumínio cortado termicamente de acordo com as dimensões detalhadas nas especificações. A estrutura suporta os módulos e inclui trilhos de encaixe. Os trilhos de encaixe devem proporcionar posicionamento flexível para permitir mudanças futuras na espessura da cavidade de ar (dependendo dos resultados futuros dos processos de otimização do projeto do componente). Nos lados internos da estrutura, deve haver calhas experimentais para cabos e suas tampas de isolamento para isolar a caixa de possível infiltração marginal de ar. O módulo interno é composto por um módulo de poliestireno expandido (EPS), todavia é um módulo amovível que pode ser futuramente substituído por módulos de outros materiais. O protótipo também possui quatro comportas para promover a circulação do ar no ducto de ar presente entre o módulo fotovoltaico e o módulo interno: dois externos

(na parte inferior e superior do módulo PV) e dois internos (na parte superior e parte inferior do módulo interno). A configuração do protótipo composto é apresentada na Fig. 1-a, e os caixilhos são apresentados na Fig. 1-b.

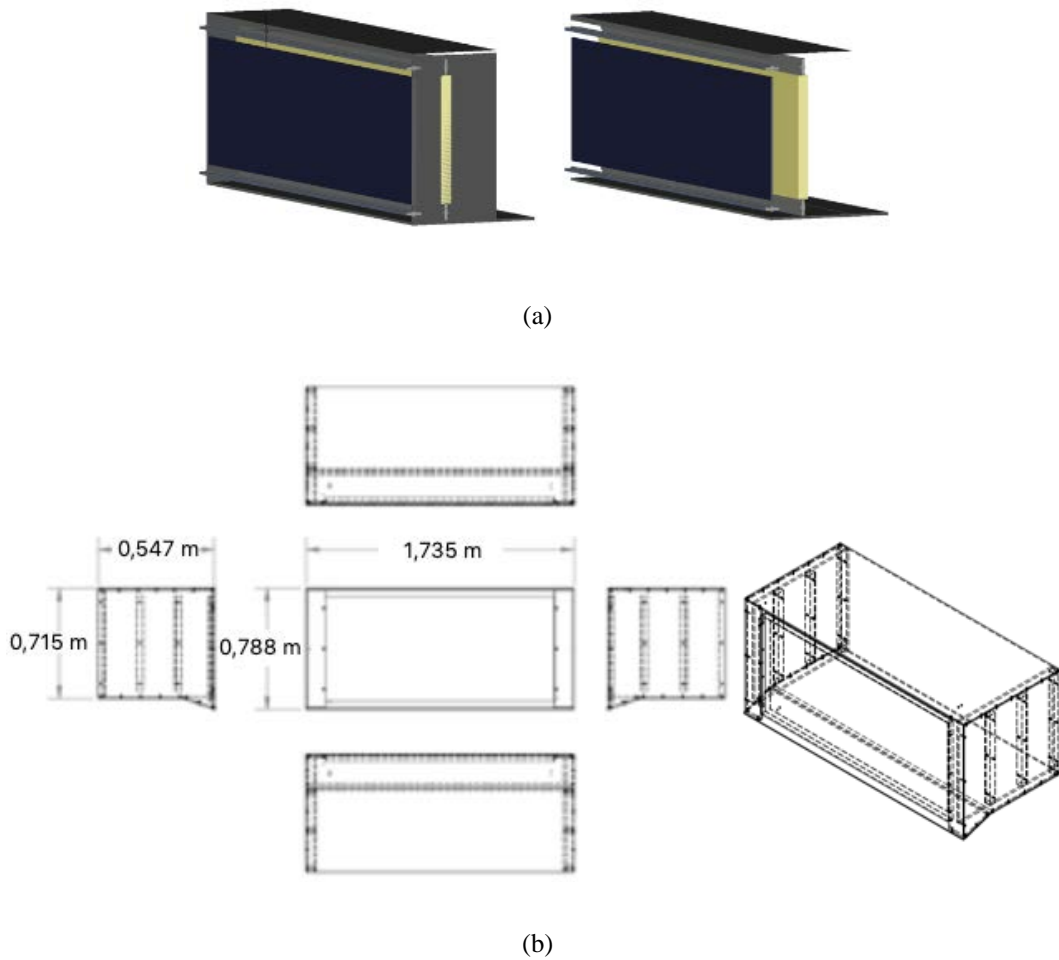


Fig. 1. a) configuração composta do protótipo e detalhamento do módulo interior; b) caixilhos e dimensões.

A seguir ao design do protótipo, seguiu-se a modelação CFD do mesmo. O esquema geral da análise CFD é apresentado pela Fig. 2. As equações que governam o fluxo de fluido e os processos de transferência de calor do sistema são as equações de conservação de massa (Eq. 1), conservação de momento (Eq. 2) e conservação de energia, detalhadamente descritas por (Lax e Wendroff, 1960). A conservação da massa afirma que a massa do sistema deve permanecer constante ao longo do tempo para todo sistema fechado para todas as transferências de matéria e energia. Em um sistema fechado, o momento total é constante. A equação da conservação do momento é conhecida como a segunda lei de Newton aplicada ao fluxo de fluido. A energia total em um sistema fechado permanece constante (teorema de Noether). A transferência de calor conjugado também é um termo importante no que diz respeito à transferência de calor em elementos de fachada. Refere-se ao cálculo de conduções de calor através de sólidos, juntamente com a transferência de calor por convecção em um fluido. A transferência de calor conjugado é aplicável sempre que houver dois domínios adjacentes, e o objetivo é analisar a transferência de calor entre essas esferas - sólida ou fluida.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = S_m \quad \text{Eq. (1)}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \vec{v}) + \nabla \cdot (\rho \vec{v} \vec{v}) = - \nabla p + \nabla \cdot (\tau) + \rho \vec{g} + \vec{F} \quad \text{Eq. (2)}$$

Os fundamentos da técnica CFD são amplamente discutidos na literatura e não serão descritos em detalhe, além dos fundamentos relativos à configuração da simulação utilizada. No entanto, uma descrição detalhada do método de dinâmica de fluidos computacional pode ser encontrada em (Versteeg e Malalasekara, 2007; Ansys, 2011).

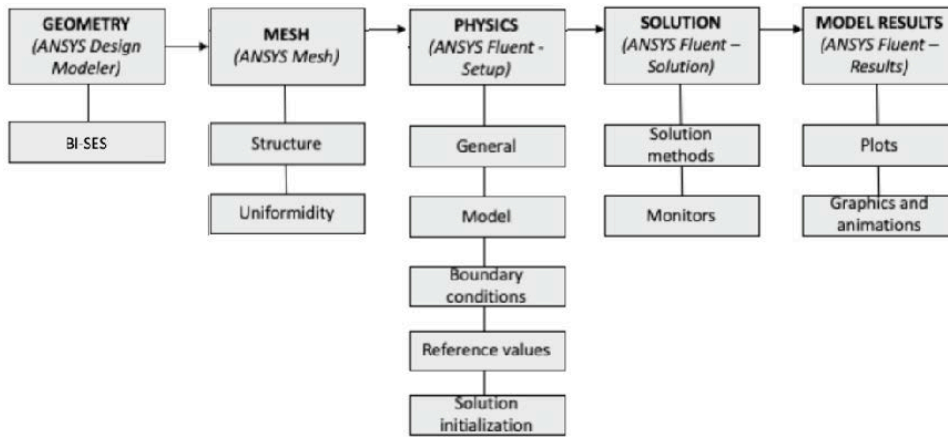


Fig. 2. Esquema da análise CFD.

Para esse tipo de cálculo, é fundamental selecionar condições de contorno apropriadas que melhor representem o sistema. A configuração da simulação é feita através da consideração de recursos gerais (como equações, modo de estado estacionário, entre outros), definição de modelo, condições de contorno do sistema, valores de referência, configurações de solução e inicialização. Na guia solução, é possível definir os métodos, monitores a serem exibidos, variáveis a serem calculadas e variáveis de relatório. Os resultados do modelo são observados através das plotagens e gráficos selecionados.

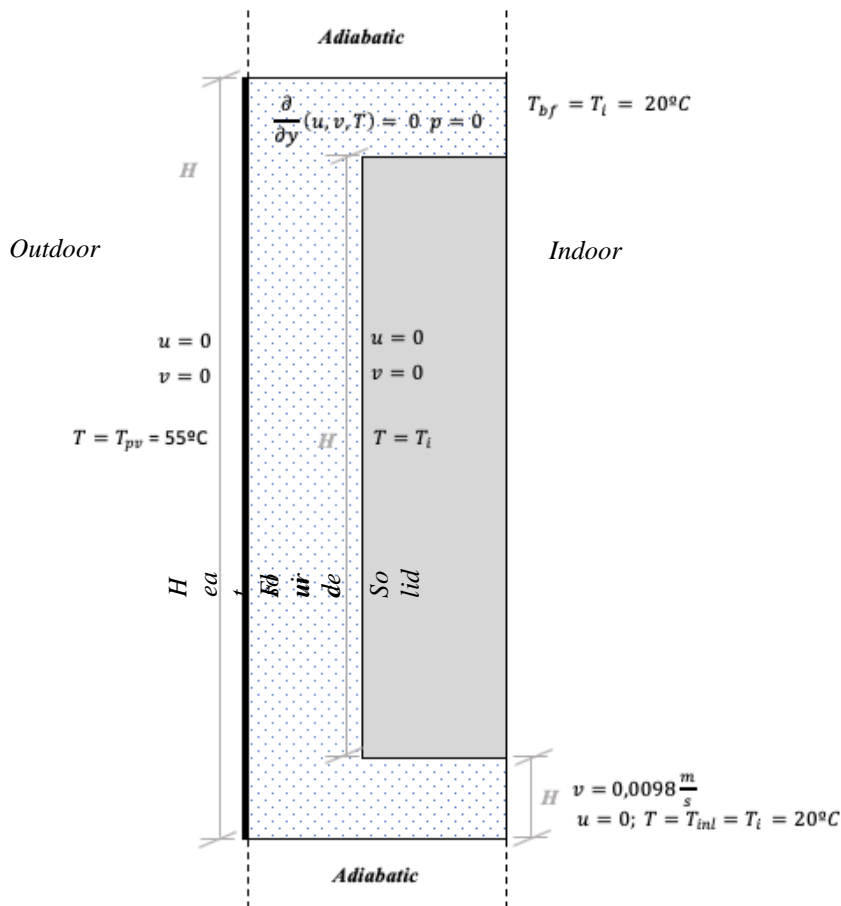


Fig. 3. Condições de fronteira e domínios do sistema.



O comportamento térmico do sistema é estudado em simulação em estado estacionário. A configuração da simulação é descrita brevemente aqui. O movimento turbulento, descrito pelas equações de Navier-Stokes e caracterizado como uma condição irregular do fluxo com variação aleatória com coordenadas de tempo e espaço, foi considerado usando o modelo  $k-\epsilon$  com funções padrão da parede. Essas equações são resolvidas pelo uso do algoritmo SIMPLE. O acrônimo SIMPLE significa Método Semi-Implícito para Equações Vinculadas à Pressão. É essencialmente um procedimento de iteração e correção para o cálculo da pressão no arranjo escalonado da malha.

O método é ilustrado considerando as equações laminar bidimensionais de fluxo constante em coordenadas cartesianas. Nesta análise CFD, o módulo fotovoltaico foi considerado uma superfície de fonte de calor para todos os sistemas BIPVT, com uma temperatura associada. Em um determinado momento (condição de estado estacionário), as temperaturas associadas são baseadas na campanha experimental desenvolvida anteriormente e brevemente relatadas em (Bot *et al.*, 2020), para o módulo fotovoltaico na mesma fachada do edifício Solar XXI. A velocidade de entrada é assumida como sendo a mesma registrada na campanha experimental para o sistema BIPVT (observação instantânea através do uso de um anemômetro não fixo), correspondendo a 0,0098 m / s normal ao limite.

A superfície fotovoltaica é considerada a 55°C, e a temperatura de entrada é 20°C. É importante destacar que a temperatura real do sistema apresenta mais perdas de calor, uma vez que na simulação CFD, a superfície superior e inferior da cavidade do ar é considerada adiabática devido à falta de controle em campanha experimental para determinar os fluxos de calor através dessas superfícies. As condições de fronteira e domínios do sistema são apresentados pela Fig. 3.

## RESULTADOS

Os resultados são apresentados nas Fig. 4, Figura 5 e Figura 6. Como é conhecido, a temperatura aumenta devido à fonte de calor do módulo PV. O ar entra na cavidade de admissão a uma temperatura definida de 20 °C e sai da cavidade de ar a uma temperatura de cerca de 37,5 °C. A temperatura do sólido apresenta gradiente que varia de 20 °C a 30 °C e, à semelhança da cavidade de ar, atinge temperaturas mais elevadas na parte superior de sua geometria. A temperatura é mais alta próximo à superfície do módulo fotovoltaico, por ser a fonte de calor da simulação. A velocidade da cavidade aérea atinge um valor de 0,017 m / s em alguns pontos (semelhante ao sistema BIPVT), apresentando um aumento de 0,008 m / s em relação à velocidade de entrada.

Essa análise através do software CFD, mesmo não sendo extensa, é fundamental de diferentes maneiras. Primeiro, o perfil detalhado dos resultados da modelagem de seção transversal é útil devido aos impactos da localização do sensor nos resultados da análise experimental. Por exemplo, e levando em consideração os resultados obtidos e mostrados, quando os resultados obtidos de um sensor localizado na parte inferior da cavidade do ar mais próxima do módulo interno e de outro sensor localizado na parte superior da cavidade do ar mais próxima do módulo fotovoltaico, resultaria em um gradiente de temperatura mais alto no duto de ar, refletindo em um valor de eficiência mais alto do que a eficiência real do sistema (mantendo os outros parâmetros constantes).

Ele destaca a importância da disposição precisa da configuração experimental dentro do sistema, a fim de obter resultados mais precisos. Além disso, aumenta a importância de ter mais de um sensor para caracterizar o perfil de temperatura, em termos de campanha experimental, a cavidade do ar. Também mostra a importância máxima da disposição precisa da configuração experimental dentro do sistema, a fim de obter resultados mais precisos. Além disso, destaca a importância de ter mais de um sensor para caracterizar o perfil de temperatura, em termos de campanha experimental, a cavidade do ar.

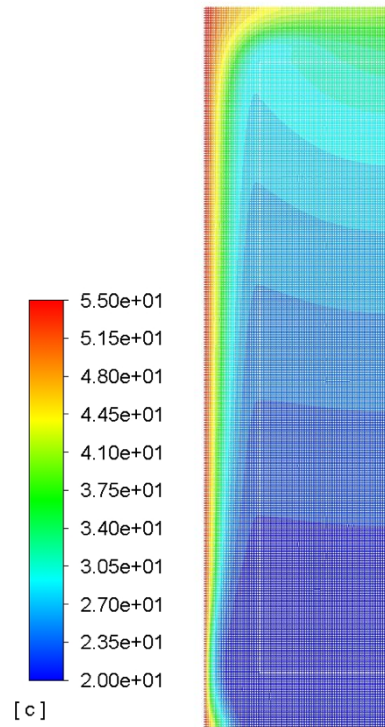


Figura 4. Contorno de temperature do protótipo ( °C).

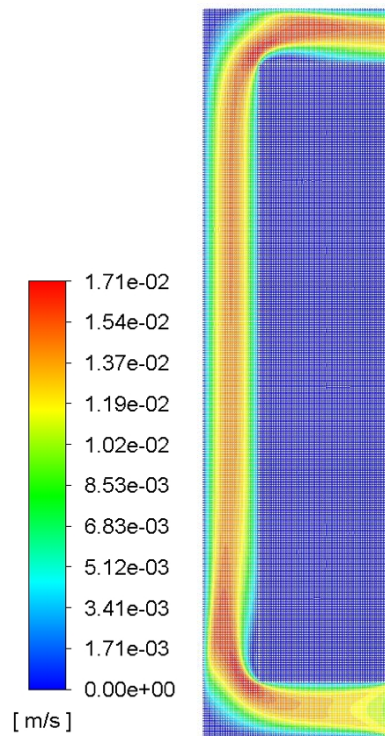


Figura 5. Contorno de velocidade do protótipo (m/s).

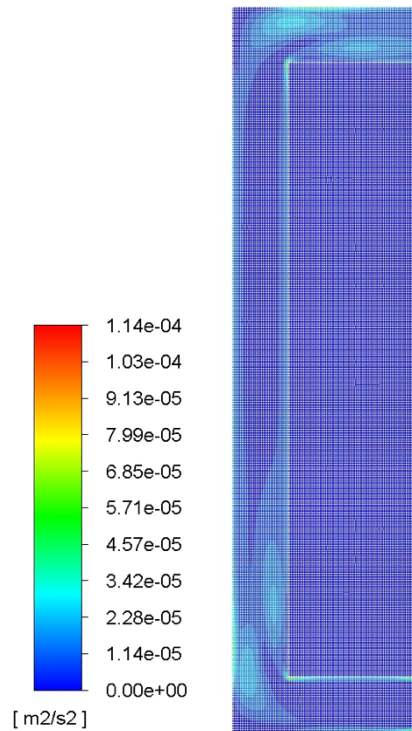


Figura 6. Contorno de turbulência do protótipo ( $m^2/s^2$ ).

No entanto, é importante referir que os elementos são muito dinâmicos em termos de transferência de calor, e a análise CFD realizada no escopo deste trabalho é uma simulação em estado estacionário, representando os resultados do cálculo (até atingir a convergência) para um determinado conjunto de entradas que, em outras palavras, representa uma hora específica do dia e a condição da sala em termos de temperatura de entrada, temperatura da parede / módulo interior e refluxo na tomada. Para uma representação adicional durante o ano, os sistemas BIPVT devem ser testados em uma análise CFD para mais de uma condição, em diferentes horas do dia e, de preferência, em diferentes estações meteorológicas. A análise CFD também é mostrada muito útil em análises preliminares, pré-fabricação do projeto final do protótipo, para acessar os melhores materiais e geometria de uma maneira mais econômica antes da produção.

## CONCLUSÕES

A análise CFD focou na obtenção da estratificação das temperaturas, velocidades e turbulência na cavidade de ar. A análise dos elementos utilizou como condições de contorno os valores dos parâmetros observados na campanha experimental, com o objetivo de descrever o comportamento do ar do sistema em seu estado atual (nenhuma análise paramétrica foi desenvolvida através do uso de software CFD). Como resultados mais importantes, foi possível visualizar o gradiente de temperatura no interior da cavidade de ar e no elemento sólido (módulo EPS), para as condições de fronteiras definidas para a simulação estacionária – entrando o ar entra na cavidade (inlet) a uma temperatura definida de 20 °C e saindo da cavidade de ar (outlet) a uma de cerca de 37,5 °C. A temperatura do sólido apresenta gradiente que varia de 20 °C a 30 °C e, à semelhança da cavidade de ar, atinge temperaturas mais elevadas na parte superior de sua geometria. A simulação CFD do protótipo proposto mostra-se útil, principalmente, para a obtenção do perfil da seção transversal, para que a localização futura dos sensores não sejam tendenciosas e reflitam da melhor maneira possível a temperatura média da localidade em que o sensor se encontra. No estágio do design do sistema, este tipo de análise é benéfico não somente para uma futura caracterização experimental da performance com maior exatidão, mas também para a implementação futura de sistema de automação para a gestão de energia. Este trabalho reflete os resultados preliminares do estágio de design do protótipo, servindo assim de base para os resultados futuros de campanhas experimentais e análise numérica detalhada.

## AGRADECIMENTOS

O Projeto NZEB\_LAB—Research Infrastructure on Integration of Solar Energy Systems in Buildings” (Ref. LISBOA-01-0145-FEDER-022075)” é financiado pelos fundos nacionais FCT/MCTES (PIDDAC) e Europeus FEDER - Regional Operation Program of Lisbon.

## REFERENCIAS

Aelenei, L. et al. (2016) ‘Zero Energy Homes’, in ZEMCH: Toward the Delivery of Zero Energy Mass Custom Homes. Springer, pp. 275–309.

Ansys, I. (2011) ‘ANSYS FLUENT theory guide’, Canonsburg, Pa, p. 794.

Bot, K. et al. (2020) ‘Performance Assessment of a Building Integrated Photovoltaic Thermal System in Mediterranean Climate—A Numerical Simulation Approach’, Energies. Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 13(11).

Chwieduk, D. (2003) ‘Towards sustainable-energy buildings’, Applied energy. Elsevier, 76(1–3), pp. 211–217.

Dehra, H. (2017) ‘An investigation on energy performance assessment of a photovoltaic solar wall under buoyancy-induced and fan-assisted ventilation system’, APPLIED ENERGY, 191, pp. 55–74. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.01.038.

Jaluria, Y. (2007) Design and optimization of thermal systems. CRC press.

Lamnathou, C. et al. (2015) ‘Modelling and simulation of Building-Integrated solar thermal systems: Behaviour of the system’, Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier, 45, pp. 36–51. doi: 10.1016/j.rser.2015.01.024.

Lax, P. and Wendroff, B. (1960) ‘Systems of conservation laws’, Communications on Pure and Applied mathematics. Wiley Online Library, 13(2), pp. 217–237.

Lee, J. et al. (2017) ‘Renewable Energy Potential by the Application of a Building Integrated Photovoltaic and Wind Turbine System in Global Urban Areas’, ENERGIES, 10(12). doi: 10.3390/en10122158.

Maurer, C., Cappel, C. and Kuhn, T. E. (2015) ‘Simple models for building-integrated solar thermal systems’, Energy and Buildings. Elsevier B.V., 103, pp. 118–123. doi: 10.1016/j.enbuild.2015.05.047.

Peng, J. et al. (2016) ‘Numerical investigation of the energy saving potential of a semi-transparent photovoltaic double-skin facade in a cool-summer Mediterranean climate’, APPLIED ENERGY, 165, pp. 345–356. doi: 10.1016/j.apenergy.2015.12.074.

Versteeg, H. K. and Malalasekara, W. (2007) An introduction to computational fluid dynamics - The finite volume method. Pearson Education Limited.

Yang, T. and Athienitis, A. K. (2016) ‘A review of research and developments of building-integrated photovoltaic/thermal (BIPV/T) systems’, Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier, 66, pp. 886–912. doi: 10.1016/j.rser.2016.07.011.

## 2.3 Agricultura e Florestas (Biomassa, Biorrefinarias, Secagem Solar, Estufas e Irrigação)



## EVALUACIÓN DEL PERFORMANCE DE UN SISTEMA DE RIEGO FV DE ALTA POTENCIA TRAS 2 AÑOS DE OPERACIÓN

**Herraiz J.I.\***, Almeida R.H.\*, Narvarte L.\*, Fernández-Ramos J.\*\*\*, Castillo-Cagigal M.\*\*\*

\* Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, 28031, Madrid, España, [ji.herraiz@alumnos.upm.es](mailto:ji.herraiz@alumnos.upm.es) (J.I.H.), [rita.hogan@upm.es](mailto:rita.hogan@upm.es) (R.H.A.), [luis.narvarte@upm.es](mailto:luis.narvarte@upm.es) (L.N.)

\*\* Universidad de Málaga, 29071, Málaga, España, [josefer@ctima.uma.es](mailto:josefer@ctima.uma.es)

\*\*\*Qualifying PhotoVoltaics, Centro de Empresas la Arboleda, Calle Alan Turing 1, 28031, Madrid, España, [m.castillo@qpvs.es](mailto:m.castillo@qpvs.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.3141>

### RESUMEN

Los sistemas de riego de alta potencia alimentados a través de la red eléctrica o generadores diésel van dando paso a sistemas fotovoltaicos (FV) de alta potencia que reducen el coste de la energía hasta en un 80%. Se trata de una tecnología nueva de la que se desconocen los datos de performance esperables y su comportamiento frente a la variabilidad de la potencia FV provocada por el paso de nube. Este artículo recupera la definición de unos nuevos índices de performance y presenta sus valores experimentales para un sistema de riego FV de 360 kWp a balsa, aislado de la red y sin baterías, así como los valores del índice de resistencia al paso de nube. El rendimiento del sistema ha sido analizado a lo largo de dos años de operación real del mismo. Por ejemplo, el performance ratio de la parte FV,  $PR_{PV}$ , fue de un 79,6% y 80,3% en el primer y segundo año de operación, respectivamente, y el índice de resistencia al paso de nube fue del 95,6%.

**PALABRAS CLAVE:** Riego Fotovoltaico, Bombeo de Agua, Sistema Fotovoltaico, Índices de Performance

### ABSTRACT

High-power diesel-based or grid-connected irrigation systems are giving way to high-power photovoltaic (PV) systems that reduce the energy costs by up to 80%. This is a new technology for which the expected performance data and its behavior against the variability of PV power caused by passing clouds are unknown. This paper incorporates the existing definition of new performance ratios and presents their experimental values for a stand-alone and battery-free 360 kWp irrigation system, pumping to a water pool, as well as the values for the passing cloud resistance ratio. The system's performance has been analyzed over two years of real operation. For example, the performance ratio of the PV part,  $PR_{PV}$ , was 79,6% and 80,3% in the first and second year of operation, respectively, and the passing cloud resistance ratio was 95,6%.

**KEYWORDS:** Photovoltaic Irrigation, Water Pumping, Photovoltaic System, Performance Indices

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de riego de alta potencia alimentados a través de la red eléctrica o mediante el uso de generadores diésel, pese a ser una mayoría en la actualidad (Aliyu et al. 2018), van dando paso a sistemas fotovoltaicos (FV) de alta potencia (Almeida et al. 2017a, b; Carrêlo et al. 2017a, b) por su fiabilidad y por la reducción en los costes de la energía, que pueden llegar hasta el 80% (Carrêlo et al. 2020). Se trata de una tecnología reciente e innovadora (Li et al. 2017) de la que se desconocen los datos de performance esperables y que resuelve los problemas derivados de la variabilidad de la potencia FV provocada por el paso de nube (Fernández-Ramos et al. 2018; Narvarte et al. 2018). Sin embargo, la adecuación del comportamiento de estos sistemas a las expectativas establecidas en la fase de diseño de los proyectos es crítica para mantener la confianza de las comunidades de regantes y de los asesores técnicos de las entidades financieras. A diferencia de los sistemas FV conectados a la red, de los que se dispone de gran experiencia en la estimación y conocimiento experimental de los valores de performance esperables, en los sistemas de riego FV de alta potencia hay factores externos a la calidad del sistema que influyen en los tradicionales índices de performance, como el *PR* (Performance Ratio), y que impiden que conozcamos el performance que podemos esperar de este tipo de sistemas. Estos factores externos han sido identificados por Almeida et al. (2018), que propone distinguir las pérdidas de *PR* que se producen por las características intrínsecas al diseño del sistema de riego FV, por el periodo de riego en el que se activa el sistema y que está asociado al tipo de cultivo o al tipo de sistema de bombeo (a balsa o bombeo directo) y por otras circunstancias externas como la voluntad del regante o la distinta pluviosidad a lo largo del tiempo. No existen, sin embargo, datos experimentales que nos permitan tener un conocimiento de los valores esperables para estos índices.

El objetivo de este artículo es poner a disposición de la comunidad fotovoltaica valores experimentales de performance de dos años de operación de un sistema de riego FV de alta potencia, así como de otros factores técnicos que afectan a su fiabilidad a largo plazo, como la robustez del sistema ante las fluctuaciones de potencia FV producidas principalmente por el paso de nubes sobre el generador.

## METODOLOGÍA

### El Sistema de Riego FV

El sistema analizado pertenece a la Comunidad de Regantes del Alto Vinalopó y se ubica en el pozo San Cristobal en Villena, España (38°41'16"N, 0°50'33"W), de 400 m de profundidad. Se trata de un sistema de bombeo a balsa que está en funcionamiento todo el año y alimenta una balsa de 173000 m<sup>3</sup> elevada 12 metros sobre el nivel del suelo. La conexión a la red eléctrica del sistema preexistente, que alimentaba a una bomba centrífuga sumergible de 250 kW (Caprari – E12S55FUS/10A+ MAC 12340/1C/DF/V-8), ha sido sustituida totalmente por un generador FV de 360 kWp. Este generador FV está formado por 1440 módulos FV (M Prime 3R PLUS de 250 Wp) conectados en 72 series de 20 módulos cada una y montados sobre seguidores de eje horizontal norte-sur: dos seguidores multifila de eje único STI-H1250 con 8 filas cada uno y dos seguidores de fila única STI-H160. El sistema alimenta un variador de frecuencia variable de 355 kW (OMRON A1000 CIMR-AC4A0675AAA) que permite que la bomba funcione a distintas frecuencias dependiendo de la potencia FV disponible.

La bomba sumergible está instalada a 300 m de profundidad y proporciona un caudal nominal ( $Q_{\max}$ ) de 226 m<sup>3</sup>/h. El nivel dinámico del agua en el pozo a  $Q_{\max}$  se encuentra a 257 m, lo que lleva a una altura manométrica total (*HMT*) de 269 m.

El sistema está controlado por un PLC (Programmable Logic Controller) externo (OMRON CP1L-M40D), que proporciona la lógica necesaria para el control de la puesta en marcha y parada del variador e incluye algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y de control para resistir el paso de nube, y dispone de un sistema de gestión de datos que recoge, muestra en una pantalla táctil y envía a través de internet el estado de las distintas variables del sistema.

El PLC estima la potencia FV disponible a partir de los datos de irradiancia y temperatura que obtiene de una célula calibrada (ATERSA MU-68-D) que se ha instalado en uno de los seguidores. Cuando la potencia disponible estimada es superior al umbral de arranque (165 kW), envía una señal al variador de frecuencia para que se ponga en marcha. Esta señal permanece activa mientras la potencia disponible estimada no sea inferior al umbral de parada (90 kW). Si la potencia estimada es menor, el PLC espera un intervalo de tiempo (60 s) y envía una señal al variador de frecuencia para que se pare. El intervalo de espera tiene la finalidad de evitar una parada del sistema en el caso de una caída puntual de la potencia (la potencia adquiere valores superiores al umbral de parada antes del final del intervalo).



La potencia real proporcionada por el generador FV puede ser distinta a la potencia estimada por el PLC debido a distintas circunstancias como el sombreado por nubes de parte del generador FV o de la célula calibrada. Por este motivo, en el momento en que el PLC envía la orden de arranque al variador, es posible que no exista suficiente potencia disponible para el correcto funcionamiento de la bomba. Si el PLC detecta que el variador no alcanza la frecuencia de trabajo umbral (38 Hz) en el intervalo de tiempo de arranque (60 s), envía la señal de parada al variador. Lo mismo sucede si, estando el variador en marcha, la frecuencia de trabajo del mismo desciende por debajo del umbral o la potencia entregada por el variador es inferior a la potencia umbral de parada durante ese mismo intervalo de tiempo (60 s). El PLC también controla la temperatura del motor, las corrientes de fugas y el aislamiento del generador FV y ordena la parada del variador cuando es necesario.

Una vez que el variador está en marcha, el PLC ejecuta un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) mediante un control PI (proporcional-integral) en el que se controla la tensión del generador fotovoltaico para maximizar la frecuencia de salida del variador. Este seguimiento puede verse alterado por el paso de nubes sobre el generador FV que provoca una reducción de la irradiancia y, por tanto, de la potencia. El control PI disminuye la tensión del generador para intentar mantener la frecuencia pero, si aquella excede los rangos permitidos, provoca una parada abrupta por alarma del variador. Para evitar esto, el PLC implementa también un algoritmo de paso de nube que detecta las caídas abruptas de la tensión e intenta compensarlas.

### Base de Datos Disponible

El sistema de gestión de datos ha recopilado datos de operación real cada 20 segundos desde mayo de 2017. Los principales parámetros que registra son la fecha y hora en que se realiza cada medida, la irradiancia sobre el plano del generador FV y temperatura de célula, la potencia FV disponible estimada por el PLC, la tensión y corriente a la entrada del variador, la tensión, corriente, potencia y frecuencia a la salida del variador, la temperatura del variador, alarmas del sistema (pozo vacío, sobrecorriente, baja tensión, alarma por funcionamiento por debajo de la frecuencia mínima o por debajo del umbral de potencia durante un tiempo superior al determinado, corriente de fuga, alarma por fallo de aislamiento y temperatura de motor), orden de arranque del PLC, nivel del pozo, volumen de agua bombeada (valor acumulado) y el caudal.

Al realizar el análisis del comportamiento del sistema frente al paso de nube se observa que una frecuencia de tres trazas de datos por minuto no es suficiente para determinar si la caída abrupta del variador ha sido causada por una nube o por alguna otra razón, lo que lleva a aumentar la frecuencia de muestreo de los siguientes parámetros cada segundo a partir de diciembre de 2019: fecha y hora en que se realiza la medida, tensión y corriente a la entrada del variador, irradiancia sobre el plano del generador FV y temperatura de célula (medidas por la célula calibrada), potencia disponible estimada por el PLC y frecuencia de trabajo del variador.

### Los Índices de Performance y Paso de Nube

Con el objetivo de evaluar la calidad del sistema de riego FV se utiliza no sólo el *PR* del sistema sino también una factorización de su valor. Almeida et al. (2018) subrayan la conveniencia de distinguir las pérdidas de performance que se producen por las características intrínsecas al diseño del sistema de riego FV, por el periodo de riego en el que se activa el sistema, asociado al tipo de cultivo o al tipo de sistema de bombeo (a balsa o bombeo directo), y por otras circunstancias externas como la voluntad del regante o la distinta pluviosidad a lo largo del tiempo, y hacen una propuesta de factorización del *PR* aplicable a un sistema de riego FV de alta potencia. Reescriben la ecuación del *PR* multiplicando y dividiendo por los mismos factores (Ec. (1)):

$$PR = \frac{E_{PV}}{P^*/G^*} \times \frac{1}{\int G dt} \times \frac{\int_{IP} G dt}{\int_{IP} G dt} \times \frac{\int G_{useful} dt}{\int G_{useful} dt} \times \frac{\int G_{used} dt}{\int G_{used} dt} \quad (1)$$

donde IP (Irrigation Period) es el periodo de riego determinado por el tipo de cultivo o por la relación entre el tamaño de la balsa y el consumo de agua;  $G_{useful}$  es la irradiancia útil disponible durante el periodo de riego, determinada por la relación existente entre la potencia nominal del generador FV ( $P^*$ ), la estructura sobre la que está montado y el tipo de sistema de riego al que alimenta; y  $G_{used}$ , porción de  $G_{useful}$ , es la irradiancia efectivamente utilizada por el sistema y que depende de las paradas abruptas del variador por mal funcionamiento del sistema y de si el regante activa o no el sistema durante el IP.

Para entender estos conceptos es importante tener en cuenta que el PLC ordena el arranque al variador cuando la potencia disponible estimada es superior al umbral de arranque. Si, estando dentro del IP con el variador parado, la irradiancia existente ( $G$ ) no es suficiente para que la potencia generada esté por encima del umbral de arranque, esa  $G$  no será considerada  $G_{useful}$ . Lo mismo sucede cuando el variador está en marcha y la  $G$  baja por debajo del umbral que permite generar la potencia que marca el umbral de parada del variador: a partir de ese momento, si el variador

se para, y hasta que la  $G$  suba por encima de la necesaria para el umbral de arranque, la  $G$  no será considerada útil ( $G_{\text{useful}}$ ). Por otro lado, si la  $G$  es superior a la irradiancia que genera la potencia máxima que puede consumir la bomba a una determinada temperatura de célula ( $G_{\text{max}}$ ), la diferencia  $G - G_{\text{max}}$  no será considerada  $G_{\text{useful}}$ . En este caso sólo se considerará  $G_{\text{useful}}$  la  $G_{\text{max}}$ . De toda la  $G_{\text{useful}}$  habrá parte que no sea  $G_{\text{used}}$ . Esto sucede, por ejemplo, cuando el regante para de forma intencionada el sistema de bombeo.

Reordenando sus factores, es posible reescribir la Ec. (1) como:

$$PR = PR_{PV} \times UR_{IP} \times UR_{PVIS} \times UR_{EF} \quad (2)$$

donde:

$$PR_{PV} = \frac{E_{PV}}{P^*/G^*} \times \frac{1}{\int G_{\text{used}} dt} \quad (3)$$

$PR_{PV}$  es el  $PR$  considerando sólo las pérdidas estrictamente asociadas al sistema fotovoltaico en sí mismo, es decir, potencia pico nominal versus la real, pérdidas térmicas y por suciedad, pérdidas por conversión DC/AC y pérdidas por mal funcionamiento del control del PLC o por las paradas abruptas del variador. Es intrínseco a la calidad técnica del componente FV y de su mantenimiento.

$$UR_{IP} = \frac{\int_{IP} G dt}{\int G dt} \quad (4)$$

$UR_{IP}$  es la ratio de la irradiancia total a lo largo del periodo de riego respecto a la irradiancia total anual. Depende del periodo de riego y, por tanto, del tipo de cultivo. Si el análisis de índices se hace en un mes dentro del periodo de riego su valor es 1. Lo mismo sucede si el IP dura todo el año. Este es el caso del sistema de riego FV en estudio.

$$UR_{PVIS} = \frac{\int G_{\text{useful}} dt}{\int_{IP} G dt} \quad (5)$$

$UR_{PVIS}$  es la ratio de la irradiancia estrictamente necesaria para hacer funcionar la bomba, de acuerdo a los condicionantes que impone la red de riego, respecto de la irradiancia total a lo largo del periodo de riego. Es intrínseca al diseño del sistema de riego FV: tipo de sistema de riego (bombeo directo o bombeo a balsa), ratio entre la potencia pico y la potencia necesaria para el riego y geometría de seguimiento. Tiene una gran dependencia de la climatología.

$$UR_{EF} = \frac{\int G_{\text{used}} dt}{\int G_{\text{useful}} dt} \quad (6)$$

$UR_{EF}$  es la ratio de la irradiancia realmente utilizada por el sistema durante el programa de riego elegido por el usuario respecto de la irradiancia estrictamente necesaria para hacer funcionar la bomba, de acuerdo a los condicionantes que impone la red de riego, durante el periodo de riego. Considera las decisiones que toma el regante.

Finalmente, de acuerdo con las especificaciones técnicas propuestas para el sistema de riego FV, el variador de frecuencia debe ser capaz de soportar una caída brusca de potencia del generador FV originada por el paso de nubes. Concretamente, la parada súbita del variador está prohibida para cualquier rampa de potencia FV de duración.

$$\Delta t(s) = \frac{l(m)}{20(m/s)} \quad (7)$$

donde  $l$  es la menor dimensión del perímetro del generador FV y está expresada en metros. En este sistema, esta dimensión es de 89 metros y corresponde a dos filas del seguidor (cada una de ellas contiene 40 módulos de 1 m de ancho y entre cada serie de 20 módulos hay un metro de separación) más la anchura del pasillo situado entre ellas (6 m). Por lo tanto,  $\Delta t(s)$  es mayor o igual que 4.45 segundos. Como el sistema proporciona trazas cada segundo redondeamos la duración de la rampa a 4 segundos.

Para evaluar si el sistema resiste o no los pasos de nube, se consideran los pasos de nube que producen una caída de irradiancia de más del 50% en un tiempo de 4 segundos y se define el parámetro  $\sigma_{\text{nube}}$  como la ratio del número de nubes soportadas entre el número total de nubes (Ec. (8)). El valor de  $\sigma_{\text{nube}}$  deberá ser al menos del 95%. Nubes soportadas son aquellas que no provocan una parada brusca del variador de frecuencia.

$$\sigma_{nube} = \# \text{ nubes resistidas} / \# \text{ nubes} \quad (8)$$

## RESULTADOS

### Índices de Performance

Los índices de performance obtenidos tras el estudio de los datos desde mayo de 2017 hasta agosto de 2019 se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Índices de Performance Reales Mensuales (%)

Año	Mes	$PR_{PV}$	$UR_{IP}$	$UR_{PVIS}$	$UR_{EF}$	$PR$
2017	05	82,9	100,0	79,7	97,9	64,6
	06	80,7	100,0	82,7	90,4	60,3
	07	78,5	100,0	79,7	99,7	62,4
	08	76,8	100,0	81,9	99,3	62,4
	09	80,4	100,0	83,5	99,7	66,9
	10	78,7	100,0	87,8	99,2	68,6
	11	79,2	100,0	85,6	99,6	67,5
2018	12	83,3	100,0	73,4	81,3	49,7
	01	86,4	100,0	37,8	29,1	9,5
	02	84,7	100,0	77,5	100,0	65,7
	03	75,6	100,0	64,7	100,0	48,9
	04	81,3	100,0	71,9	100,0	58,4
	05	79,6	100,0	69,7	100,0	55,5
	06	79,7	100,0	77,1	99,7	61,3
	07	78,2	100,0	85,0	100,0	66,4
	08	78,0	100,0	79,4	100,0	61,9
	09	79,3	100,0	78,3	99,9	61,9
	10	81,4	100,0	80,6	100,0	65,6
	11	79,0	100,0	71,0	100,0	56,1
2019	12	82,4	100,0	84,9	100,0	70,0
	01	82,3	100,0	83,1	100,0	68,4
	02	84,3	100,0	89,4	100,0	75,3
	03	83,7	100,0	78,9	99,6	65,8
	04	80,9	100,0	76,6	100,0	62,0
	05	78,7	100,0	81,3	100,0	63,9
	06	72,3	100,0	86,3	99,1	61,8
	07	73,8	100,0	88,2	99,8	64,9
08	73,5	100,0	87,4	100,0	64,2	

En relación al  $PR_{PV}$  se puede observar una ligera oscilación de sus valores con mínimos en los meses de julio/agosto y máximos en enero/febrero, debido a las pérdidas térmicas pero, en todo caso, son valores muy parecidos a los esperables en un sistema FV conectado a la red.

Los valores de  $UR_{EF}$  son todos muy próximos al 100% salvo los meses de diciembre de 2017 y enero de 2018 en que se detecta una avería en el ventilador del armario del variador y se decide parar el sistema para prevenir daños en los equipos.

En los valores de  $UR_{PVIS}$ , que es el índice que mayor incidencia tiene sobre el  $PR$  final, se observa una clara mejora a partir de finales de marzo de 2019 que se debe a un aumento de la frecuencia máxima de trabajo de 45,5 Hz a 46,8 Hz. Este cambio posibilita que la potencia máxima entregada por el variador sea mayor, aumentándose también la  $G_{max}$  y haciendo que se desaproveche menos energía por saturación de la bomba ( $G - G_{max}$  es menor). El resto de variaciones en los valores de  $UR_{PVIS}$  están condicionadas por la climatología y el número de paradas ordenadas del variador. Los días claros en que la  $G$  no es mayor que  $G_{max}$ , que suelen ser los del invierno, provocan un aumento de este índice. Los días claros con valores de  $G$  mayores que  $G_{max}$  y los días con nubes, su disminución. La Figura 1. presenta la evolución en el tiempo de la irradiación perdida por saturación y de la desperdiciada por no alcanzar el umbral de arranque del variador o por el intervalo de tiempo que debe estar parado el variador antes de un nuevo intento de arranque. La irradiación perdida por saturación es mínima o inexistente entre los meses de octubre y febrero

y alcanza su máximo en los meses de mayo y junio. No se observa, sin embargo, un patrón claro en la evolución de la irradiación desperdiciada por el umbral de arranque debido a su alto grado de dependencia del número de nubes.

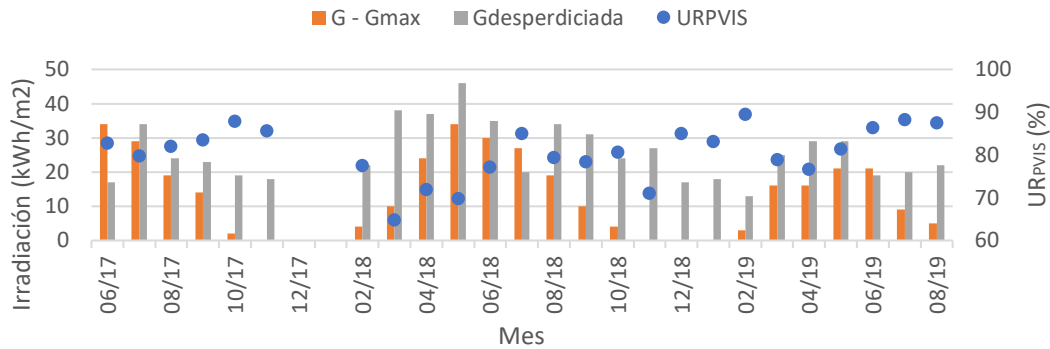


Fig. 1. Evolución de la Irradiación Perdida por Saturación y la Desperdiciada por no Alcanzar el Umbral de Arranque y Comparación con el valor del Factor  $UR_{PVIS}$ .

La Tabla 2. presenta los datos anuales de los índices.

Tabla 2. Índices de Performance Reales Anuales (%)

Año de Operación	$PR_{PV}$	$UR_{IP}$	$UR_{PVIS}$	$UR_{EF}$	$PR$
06/2017 a 05/2018	79,6	100,0	76,9	96,4	59,0
06/2018 a 05/2019	80,3	100,0	80,6	99,9	64,7

Los datos muestran un mejor rendimiento del sistema en el segundo año de operación observable, de forma especial, en el  $UR_{PVIS}$ . Esto se debe, en primer lugar, a los problemas de ventilación detectados en los meses de diciembre y enero del primer año que disminuyen su  $UR_{PVIS}$  y  $UR_{EF}$  y, en segundo lugar, al aumento en la frecuencia máxima de trabajo que produce una mejora en el  $UR_{PVIS}$  del segundo año. Esto nos lleva a afirmar que es razonable esperar unos valores de  $PR_{PV}$  y  $UR_{PVIS}$  superiores al 80% que llevarían a un  $PR$  por encima del 65%.

### Índice de Paso de Nube

Para validar si los requerimientos de las especificaciones técnicas relativos al índice de paso de nube son adecuados, se hace un estudio de las características de las nubes existentes a lo largo de los meses de marzo, abril y mayo de 2020. El estudio se centra en la caída de potencia del generador FV provocada por el paso de nube. Puesto que los datos de irradiancia proporcionados por la célula calibrada siempre están disponibles, se estudia, en primer lugar, la caída de irradiancia provocada por la nube. Como una caída en la irradiancia vista por el sensor no se corresponde necesariamente con una caída en la potencia producida por el generador FV porque la nube puede cubrir el sensor pero no la totalidad del generador FV, se filtran las caídas de irradiancia y sólo se consideran las que provocan una caída equivalente en la potencia generada. Con este condicionante se calcula el porcentaje de nubes que, a lo largo de los tres meses, provocan caídas de irradiancia desde un 10% hasta un 90% en un intervalo de tiempo menor o igual a 9 segundos. Los valores acumulados se representan en la Fig. 2.

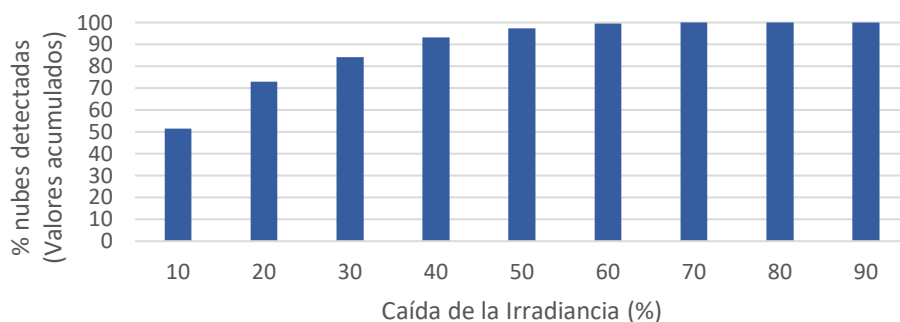


Fig. 2. Distribución Acumulada de Nubes Detectadas según el Porcentaje de Caída de la Irradiancia

El 97.4% de las nubes que producen una disminución equivalente de la irradiancia recibida por la célula calibrada y la potencia generada, se asocian a caídas de irradiancia de un 50% o inferior. Sólo un 2.6% de las nubes provocan

caídas de irradiancia de un 60% y no se identifican nubes que provoquen caídas superiores. Bajo el supuesto de que si el sistema soporta el paso de las nubes que provocan caídas del 50% de la irradiancia soportará también el paso de aquellas nubes que provocan caídas inferiores, concluimos que es razonable centrar el estudio en este tipo de nubes.

En segundo lugar, se analiza la pendiente de la caída de la irradiancia provocada por el paso de nube. En este caso se analizan todas las nubes que provocan caídas de irradiancia del 40% y 50% en un tiempo inferior o igual a 9 segundos y se clasifican en función del tiempo en que se produce la caída de irradiancia (Fig. 3.).

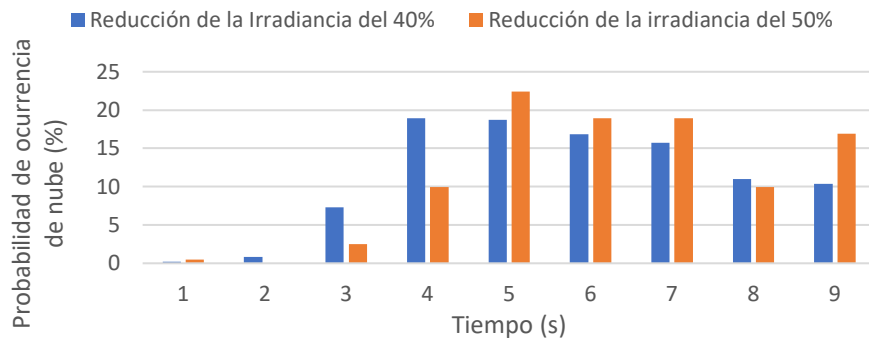


Fig. 3. Función Densidad de Probabilidad del Número de Nubes que Provocan Caídas de Irradiancia del 40% (azul) y 50% (naranja) en Función del Tiempo de Caída de la Irradiancia.

En el caso de caídas de irradiancia del 40% la probabilidad de ocurrencia comienza a crecer con nubes que duran 3 segundos y obtiene su máximo con nubes de 4 segundos. En el caso de caídas de irradiancia del 50%, la probabilidad de ocurrencia se desplaza un segundo a la derecha, produciéndose el máximo a los 5 segundos. Bajo el supuesto de que si el sistema resiste una nube con una rampa de duración menor soportará también las nubes con pendientes de duración mayor, realizamos el estudio sobre el conjunto de las nubes que disminuyen la irradiancia un 50% y la potencia generada un 40% en un intervalo de 4 y 3 segundos. Se estudian caídas del 40% de la potencia generada y no del 50% porque estas últimas apenas se producen debido a las dimensiones del generador.

La Tabla 3. presenta los índices de resistencia a paso de nube de diciembre de 2019 a septiembre de 2020 para nubes que provocan caídas de irradiancia de un 50% y potencia generada de un 40% en 4 y 3 segundos, y el índice acumulado en 3 segundos (considera las nubes de 9 a 3 segundos).

Tabla 3. Índices de Resistencia al Paso de Nube Mensuales y Totales (%)

Año	Mes	$\sigma_{\text{nube}} (4 \text{ s})$	$\sigma_{\text{nube}} (3 \text{ s})$	$\sigma_{\text{nube}} (3 \text{ s acum.})$
2019	12	60,0	100,0	82,4
2020	01	50,0	50,0	72,7
	02	83,3	75,0	68,4
	03	58,7	34,8	61,7
	04	83,3	75,0	94,2
	05	94,2	84,7	94,5
	06	98,6	94,1	98,3
	07	96,2	100,0	99,1
	08	97,2	95,5	98,6
	09	96,2	90,9	98,7
Total		88,5	82,8	91,5
Subtotal 04 a 09		95,6	91,6	97,2

Se observa que los índices disminuyen cuando aumenta la velocidad de la nube y que el índice acumulado es mejor que los de 3 y 4 segundos, como era lógico esperar ya que el índice acumulado incluye los datos de las nubes de velocidades menores (de 9 a 5 segundos) que son resistidas de forma más eficiente por el sistema. También se puede observar que hay una mejora en los datos a partir del mes de abril de 2020 que se debe a una resintonización del sistema llevada a cabo entre los meses de febrero y marzo. Por último, se debe considerar que debido al diseño del generador FV y a las condiciones climáticas de la zona, las nubes de cualquier duración contabilizadas a lo largo de los meses de diciembre, enero y febrero fueron muy escasas, siendo este un elemento que puede condicionar los datos obtenidos. Teniendo en cuenta los datos de los meses a partir de la resintonización del sistema se obtiene un índice de resistencia a paso de nube para nubes de 4 segundos del 95,6% y acumulado a 3 segundos del 97,2%. Ambos valores estarían por encima de los requisitos de la especificación técnica de la planta.

## CONCLUSIONES

En los sistemas de riego FV de alta potencia hay factores externos a la calidad del sistema que influyen en los índices de performance. Estos factores están relacionados con las características del sistema de riego FV, intrínsecas a su diseño, con el periodo de riego en que se activa el sistema y con otras circunstancias como el comportamiento del regante o la distinta pluviosidad en el tiempo. Tenerlos en cuenta permite clasificar las pérdidas del  $PR$  en distintos índices:  $PR_{PV}$ ,  $UR_{IP}$ ,  $UR_{PVIS}$  y  $UR_{EF}$ . Este artículo ha puesto a disposición de la comunidad fotovoltaica valores experimentales de performance de dos años de operación de un sistema de riego FV de alta potencia y de su robustez ante las fluctuaciones de potencia FV producidas por el paso de nubes sobre el generador. Los resultados muestran que los índices que más inciden sobre el  $PR$  de esta planta son el  $PR_{PV}$ , que considera las pérdidas asociadas al sistema fotovoltaico en sí mismo, y el  $UR_{PVIS}$ , que depende del diseño del sistema de riego FV y tiene una gran dependencia de la climatología. Con una adecuada sintonización del sistema estos índices pueden alcanzar valores superiores al 80% (80,3 y 80,6 respectivamente en el segundo año de operación) que implican un  $PR$  superior al 65%. De igual forma, los resultados muestran valores del índice de resistencia a paso de nube,  $\sigma_{nube}$ , superiores al 95% considerando aquellas nubes que provocan caídas de irradiancia del 50% y de la potencia del generador del 40% en un intervalo de tiempo igual o mayor a cuatro segundos, tal como exigía la especificación técnica de este sistema.

En cualquier caso, se considera necesario ampliar el estudio realizado a un plazo de tiempo mayor para poder analizar la evolución de los índices en el tiempo y a otras plantas con otros diseños para determinar la relación existente entre los distintos diseños y ubicaciones de las plantas con los índices en estudio.

## REFERENCIAS

- Aliyu M., Hassan G., Said S.A., Siddiqui M.U., Alawami A.T. and Elamin I.M. (2018). A review of solar-powered water pumping systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 87, 61-67.
- Almeida, R.H., Carrêlo, I.B., Carrasco, L.M., Martínez-Moreno, F., Narvarte, L. (2017a). Large-Scale Hybrid PV-Grid Irrigation System. *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 25-29 September, Amsterdam, Netherlands, ISBN 3-936338-47-7, 2266-2269.
- Almeida, R.H., Carrêlo, I.B., Martínez-Moreno, F., Carrasco, L.M., Narvarte, L. (2017b). A 140 kW Hybrid PV-Diesel Pumping System for Constant-Pressure Irrigation. *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 25-29 September, Amsterdam, Netherlands, ISBN 3-936338-47-7, 2270-2273.
- Almeida, R.H., Carrêlo, I.B., Lorenzo, E., Narvarte, L., Fernández-Ramos, J., Martínez-Moreno, F., Carrasco, L.M. (2018). Development and Test of Solutions to Enlarge the Power of PV Irrigation and Application to a 140 kW PV-Diesel Representative Case. *Energies* 2018, 11, 3538.
- Carrêlo, I.B., Almeida, R.H., Carrasco, L.M., Martínez-Moreno, F., Narvarte, L. (2017a). A 360 kWp PV Irrigation System to a Water Pool in Spain. *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 25-29 September, Amsterdam, Netherlands, ISBN 3-936338-47-7, 2259-2261.
- Carrêlo, I.B., Almeida, R.H., Martínez-Moreno, F., Carrasco, L.M., Narvarte, L. (2017b). A 160 kWp Constant Pressure PV Irrigation System in Spain. *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 25-29 September, Amsterdam, Netherlands, ISBN 3-936338-47-7, 2262-2265.
- Carrêlo, I.B., Almeida, R.H., Narvarte, L., Martínez-Moreno, F., Carrasco, L.M. (2020). Comparative Analysis of the Economic Feasibility of Five Large-Power Photovoltaic Irrigation Systems in the Mediterranean Region. *Renewable Energy* 145, 2671-2682.
- Fernández-Ramos, J., Narvarte, L., Almeida, R.H., Carrêlo, I.B., Carrasco, L.M., Lorenzo, E., J. (2018). Method and Control Device for Photovoltaic Pumping Systems. *Spain Patent* ES 2 607 253 B2, 1-3.
- Li G., Jin Y., Akram M. and Xiao C. (2017). Research and current status of the solar photovoltaic water pumping systems – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, 440-458.
- Narvarte, L., Fernández-Ramos, J., Martínez-Moreno, F., Carrasco, L.M., Almeida, R.H., Carrêlo, I.B. (2018). Solutions for Adapting Photovoltaics to Large Power Irrigation Systems for Agriculture. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 29, 119-130.

**SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE RIEGO HÍBRIDOS FV-RED:  
APLICACIÓN A RIEGO DIRECTO****Almeida R.H.\*, Belouaret J.\*\*\*, Ledesma J.R.\*, Narvarte L.\***

\*Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Carretera de Valencia, km. 7, 28031 Madrid, España, [rita.hogan@ies.upm.es](mailto:rita.hogan@ies.upm.es), [javier.ledesma@upm.es](mailto:javier.ledesma@upm.es), [luis.narvarte@upm.es](mailto:luis.narvarte@upm.es)

\*\* Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Sistemas de Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid, Carretera de Valencia, km. 7, 28031 Madrid, España, [j.belouaret@alumnos.upm.es](mailto:j.belouaret@alumnos.upm.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.3142>

**RESUMEN**

Este artículo presenta la metodología utilizada en una herramienta de simulación de la productividad de sistemas de riego híbridos fotovoltaico-red, así como su aplicación a un sistema de riego directo en Marrakech, Marruecos. Se trata de una finca de olivar intensivo, cuyas necesidades de riego son 8 horas diarias entre marzo y octubre. La aportación fotovoltaica en ese periodo es de 1456 kWh/kWp, mientras que la red eléctrica tiene que aportar 66 kWh/kWp. Entre los meses de noviembre y febrero toda la energía fotovoltaica es desaprovechada (550 kWh/kWp) puesto que no se riega. Con el objetivo de generalizar el estudio, se analiza la influencia de las necesidades de riego diarias en la aportación FV mediante cuatro simulaciones adicionales para necesidades de riego diarias de 4 h, 10 h, 12 h y 16 h. Por ejemplo, en el mes de junio, y considerando 4 h de riego al día, la aportación FV es 104 kWh/kWp (cuando para las 8 h es 185 kWh/kWp), llegando a 239 kWh/kWp a partir de las 12 h de riego al día.

**PALABRAS CLAVE:** Sistemas Híbridos Fotovoltaico-Red, Riego, Simulación

**ABSTRACT**

This article explains the methodology used in a hybrid photovoltaic-grid irrigation system simulation tool, as well its application to a direct pumping system in Marrakech, Morocco. It is an intensive olive tree cultivation, with a daily irrigation need of 8 hours between March and October. The photovoltaic energy used in this period is 1456 kWh/kWp, while the grid electricity consumption is 66 kWh/kWp. Between November and February, the photovoltaic energy is wasted (550 kWh/kWp). To evaluate the influence of the irrigation needs in terms of the number of irrigation hours per day, four additional simulations were performed – for 4 h, 10 h, 12 h, and 16 h. For example, in June, and considering 4 h of irrigation per day, the photovoltaic energy used is 104 kWh/kWp (while it is 185 kWh/kWp for 8 hours), achieving 239 kWh/kWp from 12 hours of irrigation per day.

**KEYWORDS:** Hybrid Photovoltaic-Grid Systems, Irrigation, Simulation

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de riego fotovoltaico (FV) son cada vez más atractivos debido al elevado coste energético de la agricultura modernizada (Carrêlo et al., 2020; Langarita et al., 2017). Las soluciones híbridas, con la red eléctrica o generadores diésel, son necesarias si la red de riego requiere un número de horas de riego superior al número de horas de sol (Almeida et al., 2018). También son una solución interesante si hay picos de riego estacionales (Hartung y Pluschke, 2018) y como estrategia para solucionar problemas asociados a la intermitencia de la potencia FV (Jones y Olsson, 2017; Lau et al., 2010).

Los principales componentes de un sistema de riego fotovoltaico son: generador fotovoltaico, variador de frecuencia, conjunto motor-bomba, balsa o red de riego (Abella et al., 2003). Los sistemas fotovoltaicos híbridos son la combinación de los sistemas fotovoltaicos aislados (que alimentan las bombas exclusivamente con un generador fotovoltaico) con otro tipo de fuentes de energía eléctrica auxiliares como la red eléctrica convencional y generadores diésel. En este caso, el variador de frecuencia es alimentado a la vez por el generador fotovoltaico y la fuente auxiliar (ver Fig. 1.).

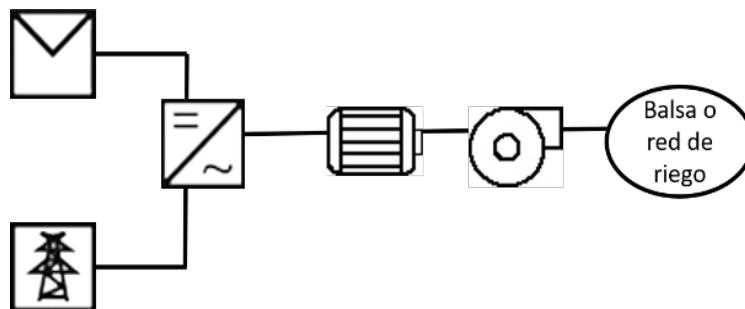


Fig.1. Componentes de un sistema de riego híbrido fotovoltaico-red: el generador FV y la red eléctrica alimentan, a la vez, el variador de frecuencia. A la salida del variador de frecuencia se encuentra el motor, seguido de la bomba y de la balsa o red de riego.

Adicionalmente, es importante considerar que hay dos tipos principales de sistemas de riego: sistemas a balsa (que funcionan a presión y caudal variable) y sistemas directos (a presión y caudal constante y, por tanto, a potencia constante). En un sistema de riego FV a balsa, el sistema ajusta, en cada instante, el caudal bombeado al nivel de irradiancia solar disponible. Por otro lado, en un sistema FV directo (riego por goteo, pivotes o aspersores), la potencia instantánea del generador fotovoltaico tiene que ser constante una vez que la potencia demandada es constante.

Los principales objetivos de este artículo son describir la metodología utilizada en una herramienta de simulación de sistemas de riego FV híbridos con la red eléctrica que puede ser aplicada a los dos tipos de aplicaciones de riego existentes en el mercado – a balsa y directos –, así como su aplicación a un sistema de riego FV directo en Marrakech, Marruecos.

## METODOLOGÍA – SISIFO

SISIFO es el simulador de sistemas fotovoltaicos del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid (Carrillo et al., 2015) y está disponible en [www.sisifo.info](http://www.sisifo.info). SISIFO tenía, con anterioridad a este trabajo, la capacidad de simular la productividad de sistemas FV conectados a la red y sistemas de riego FV aislados.

Este artículo describe las características principales de una nueva funcionalidad: la simulación de la productividad de sistemas híbridos de riego FV, calculando la aportación de cada una de las fuentes de energía, así como la energía FV desaprovechada.

Es importante señalar que, a diferencia de los sistemas FV conectados a la red, en un sistema de riego FV hay pérdidas de energía asociadas a las limitaciones que imponen tanto el propio sistema de riego (potencias mínima y máxima de funcionamiento de la bomba) como el cultivo (por ejemplo, las necesidades de riego del cultivo condicionan el número de horas de riego al día y el periodo de riego a lo largo del año).

Así, la nueva versión de SISIFO permite la simulación de la productividad de sistemas de riego híbridos FV en función de:

- a) Periodo de riego (esto es, los meses del año en que es necesario regar);
- b) Número de horas de riego al día;



c) Período tarifario (restringiendo el consumo de la red en determinados periodos tarifarios – por ejemplo, en España, un usuario final con tarifa 6.1A, que cuenta con seis periodos horarios P1, P2, P3, P4, P5, P6, puede decidir que sólo quiere utilizar la red eléctrica en P6, que es el tramo tarifario más barato).

En este artículo se consideran los dos primeros condicionantes.

Es importante mencionar que, en el momento de la escritura del presente artículo, la versión disponible online de SISIFO aun no incluye esta nueva funcionalidad, pero la simulación de la productividad de sistemas híbridos de riego FV estará disponible brevemente.

### Sistemas de Riego Directo

En los sistemas de riego directo, la potencia demandada por el sistema de riego es constante durante las horas de riego ( $P_{BOMBEO}$ ). La Fig. 2. incluye las curvas de  $P_{BOMBEO}$  y de la potencia de un sistema fotovoltaico que trabaja en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico ( $P_{MPP}$ ) sobre un seguidor eje norte-sur horizontal en el día 2 de julio del año meteorológico típico en Marrakech. Tal y como se observa en la Fig. 2., y aunque la  $P_{MPP}$  varíe durante el día, la  $P_{BOMBEO}$  se mantiene constante durante el rango de horas seleccionado por el agricultor (desde las 6 h hasta las 15 h, hora oficial de Marrakech). Antes de las 8 h, el sistema FV no es capaz de aportar la potencia constante demandada por el sistema de riego, sin embargo, entre las 8 h y las 15 h el sistema FV es capaz de entregar más potencia que la demandada. La diferencia entre estas dos potencias está en el origen del desaprovechamiento de cierta cantidad de energía fotovoltaica en este tipo de sistemas de riego FV. Obsérvese que, entre las 6 h y las 9 h, la potencia FV no alcanza la potencia constante demandada y, como consiguiente, es necesario complementar la potencia FV con la de una fuente auxiliar.

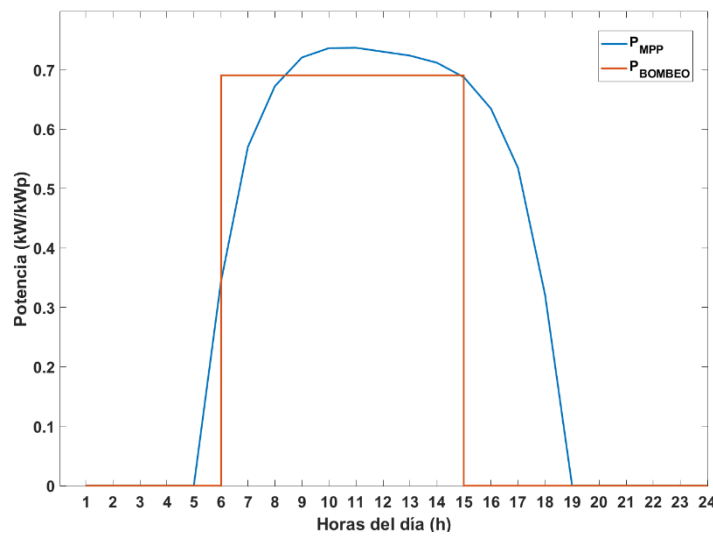


Fig. 2. Potencia en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico ( $P_{MPP}$ ) y potencia demandada por un sistema de riego fotovoltaico a presión constante ( $P_{BOMBEO}$ ) a lo largo del día 2 de julio. Las potencias están normalizadas a la potencia pico del generador FV.

La potencia fotovoltaica consumida en el sistema de riego híbrido FV ( $P_{FV}$ ) no será siempre igual a la  $P_{MPP}$ , si no que será influenciada por factores ajenos al sistema FV como son, por ejemplo, las características del sistema de riego, el cultivo y el comportamiento del agricultor.  $P_{FV}$  se calcula a través de la Ec.1.

$$P_{FV}(h, d) = \begin{cases} P_{MPP}(h, d), & P_{MPP}(h, d) \leq P_{BOMBEO}(h, d), & h \in IH, & d \in IP \\ P_{BOMBEO}(h, d), & P_{MPP}(h, d) > P_{BOMBEO}(h, d), & h \in IH, & d \in IP \\ 0, & h \notin IH, & d \notin IP & \end{cases} \quad (1)$$

donde h y d representan, respectivamente, hora y día, IP es el periodo de riego (del inglés *irrigation period*) y IH son las horas de riego (del inglés *irrigation hours*).

La integral de la  $P_{FV}$  ( $E_{FV}$ ) en el día 2 de julio, y para un riego de 6 h a 15 h, se puede observar en color amarillo en la Fig. 3.

En cada día del IP, pueden existir dos tipos de desaprovechamientos (ver Fig. 3.):

- a) La potencia FV no aprovechada dentro del periodo de riego con el riego activado –  $P_{na1}$  – que es la diferencia entre la potencia instantánea que podría entregar el generador FV en el punto de máxima potencia,  $P_{MPP}$ , y la que demanda el sistema de riego a presión constante,  $P_{BOMBEO}$  (Ec. 2). La suma de estos desaprovechamientos ( $E_{na1}$ ) está representada en la Fig. 3. en color azul, ocurriendo entre las 8 h y las 15 h.

$$P_{na1}(h, d) = \begin{cases} P_{MPP}(h, d) - P_{BOMBEO}(h, d), & P_{MPP}(h, d) > P_{BOMBEO}(h, d), & h \in IH, & d \in IP \\ 0, & P_{MPP}(h, d) \leq P_{BOMBEO}(h, d), & h \in IH, & d \in IP \end{cases} \quad (2)$$

- b) La potencia FV no aprovechada dentro del periodo de riego con el riego desactivado –  $P_{na2}$  – es decir, la potencia FV que se podría generar durante las horas del día en que el sistema de riego está parado porque no se desea regar. En estos momentos, el desaprovechamiento es equivalente a la  $P_{MPP}$  (Ec. 3) y su integral ( $E_{na2}$ ) se representa en la Fig. 3. en color gris, sucediendo entre las 5 h y las 8 h y entre las 15 h y las 19 h.

$$P_{na2}(h, d) = P_{MPP}(h, d), \quad h \notin IH, \quad d \in IP \quad (3)$$

Cuando el riego está activado y no hay potencia FV suficiente para satisfacer la potencia constante demandada por el sistema de riego, la red eléctrica aportará la potencia complementaria necesaria en cada instante. La Ec. (4) describe la potencia que aporta la red ( $P_{RED}$ ) como la diferencia entre la  $P_{BOMBEO}$  y la  $P_{MPP}$ . Esta aportación está representada en la Fig. 3. en color morado ( $E_{RED}$ ).

$$P_{RED}(h, d) = \begin{cases} P_{BOMBEO}(h, d) - P_{MPP}(h, d), & P_{MPP}(h, d) < P_{BOMBEO}(h, d), & h \in IH, d \in IP \\ 0, & P_{MPP}(h, d) \geq P_{BOMBEO}(h, d), & h \in IH, & d \in IP \end{cases} \quad (4)$$

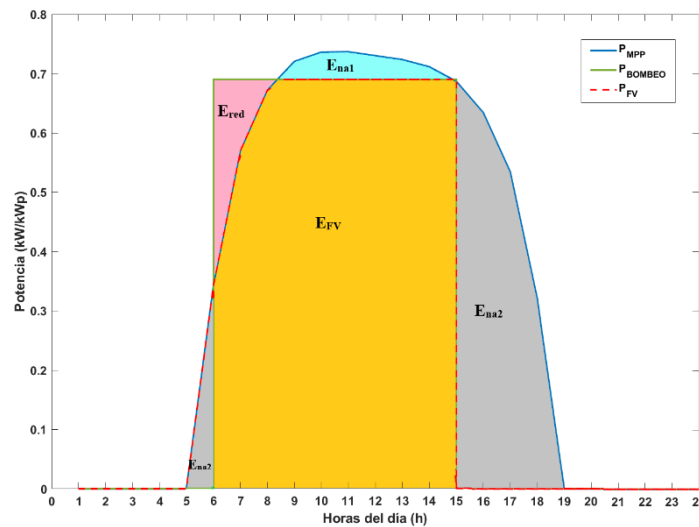


Fig. 3. Representación del funcionamiento de un sistema de riego a presión y caudal constantes a lo largo de un día (2 de julio) con 9 horas de riego – el sistema de riego está activado de 6 h a 15 h. El área en amarillo representa la energía FV utilizada, mientras que el área en azul representa la energía FV desaprovechada con el riego activado y que el área en gris representa la energía FV desaprovechada con el riego desactivado. En morado se representa la energía proveniente de la red eléctrica.

Por otro lado, también se desaprovecha toda la potencia fotovoltaica disponible,  $P_{MPP}$ , en los días en que no hay riego,  $P_{na3}$ , Ec. (5).

$$P_{na3}(h, d) = P_{MPP}(h, d), \quad d \notin IP \quad (5)$$

SISIFO calcula los valores instantáneos de cada uno de estos parámetros para todos los días y horas del año. Obviamente las energías diarias, mensuales y anuales son obtenidas como la suma de las potencias en el intervalo de tiempo considerado.

Sistemas a Balsa

En un sistema a balsa, el aprovechamiento de la energía FV tiende a ser más grande que en un sistema directo. Esto ocurre pues, en este caso, el variador de frecuencia tiene implementado un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia con el objetivo de maximizar el volumen de agua bombeado. Por tanto, en un sistema híbrido FV-red sólo existirán desaprovechamiento de energía FV en dos situaciones concretas:

- a) Si las horas de riego son menores que las horas en que existe disponibilidad de recurso solar
- b) Si el sistema está sobredimensionado y, por tanto, hay más potencia FV disponible que la potencia demandada por la bomba trabajando a su frecuencia máxima.

CASO DE ESTUDIO – SISTEMA DIRECTO EN MARRAKECH

La herramienta de simulación presentada se aplica al caso de estudio de un sistema de riego directo instalado en una finca de 233 ha de olivar intensivo, en Marrakech, Marruecos (ver Fig. 4.).



Fig. 4. Fotografías del sistema de riego FV instalado en Marrakech, Marruecos: (a) olivar, (b) parte del generador FV, (c) variadores de frecuencia y cuadros de control, (d) conjuntos motor-bomba.

El sistema cuenta con:

- a) Generador FV de 120 kWp, eléctricamente dividido en dos de 60 kWp, en un seguidor de eje norte-sur horizontal;
- b) Dos conjuntos motor-bomba de 45 kW (Caprari – MEC-AS4/125C+ FELM 45KW 4P);
- c) Dos variadores de frecuencia de 55 kW (Omron 3G3RX-A4550);
- d) Programador de riego (Agronic 4000);
- e) Una red de riego por goteo que debe trabajar a 380 m<sup>3</sup>/h y 4.2 bar.

El sistema debe bombear 8 horas de riego diarias entre los meses de marzo y octubre.

RESULTADOS

En la Fig. 5. se muestra la producción FV utilizada en el sistema de riego ( $E_{FV}$ ), la energía FV desaprovechada durante el periodo de riego con el riego activado ( $E_{na1}$ ) y desactivado ( $E_{na2}$ ), así como la energía FV desaprovechada fuera de este periodo ( $E_{na3}$ ). También se presenta la aportación de la red eléctrica ( $E_{red}$ ).

La  $E_{FV}$  es 1456 kWh/kWp (producidos entre marzo y octubre), siendo desaprovechados ( $E_{na3}$ ) alrededor de 550 kWh/kWp en los meses en que no hay riego (enero, febrero, noviembre y diciembre). La red eléctrica tiene que aportar 66 kWh/kWp para suministrar las necesidades del cultivo – esta aportación es inferior a 3 kWh/kWp entre abril y julio, siendo la mayor aportación en el mes de octubre, con 31 kWh/kWp.

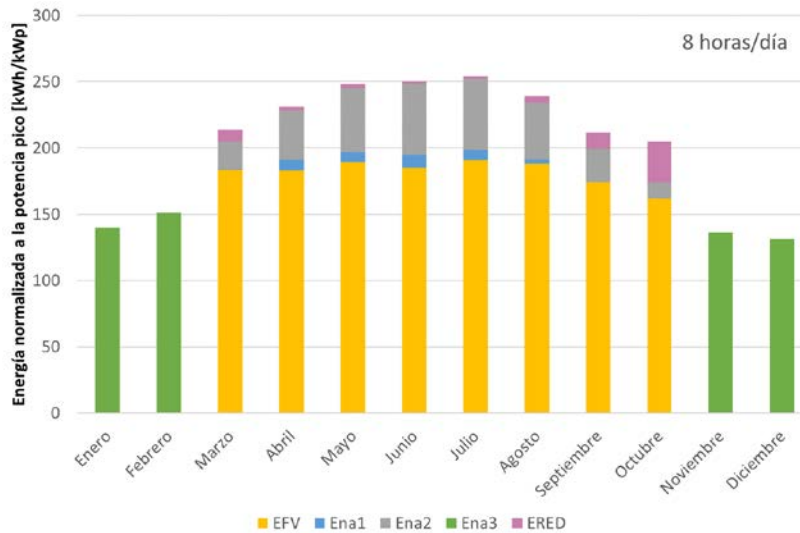


Fig. 5. Energías mensuales normalizadas a la potencia pico de la instalación.

Influencia del número de horas de riego al día

Con el objetivo de analizar la influencia del número de horas de riego al día en la producción FV, la Tabla 1 incluye la energía FV normalizada a la potencia pico, así como la aportación de la red eléctrica para 4, 8, 10, 12 y 16 horas de riego al día en el mes de junio. Se verifica que:

- a) Con 4 horas de riego al día el sistema puede funcionar 100% FV utilizando 104 kWh/kWp, con un desaprovechamiento de energía FV de 145 kWh/kWp (la suma de  $E_{na1}$  y  $E_{na2}$ ), que representa un 58% de la potencia FV total disponible;
- b) Con 8 horas empieza a ser necesaria la aportación de la red eléctrica pero el desaprovechamiento FV baja al 26%;
- c) A partir de las 8 horas, la  $E_{na1}$  es siempre la misma (representando el desaprovechamiento por exceso de potencia FV disponible en las horas de mayor irradiancia);
- d) A partir de las 12 horas no existe energía FV desaprovechada con el riego desactivado –  $E_{na2}$ . Con 12 horas de riego, el desaprovechamiento es de tan solo del 4% y la aportación de la red se limita al 11% del total del consumo de las bombas.

Tabla 1. Energía normalizada a la potencia pico en el mes de junio en función del número de horas de riego diario.

Horas de riego al día (h)	4	8	10	12	16
$E_{FV}$ (kWh/kWp)	104	185	219	239	239
$E_{na1}$ (kWh/kWp)	8	10	10	10	10
$E_{na2}$ (kWh/kWp)	137	54	20	0	0
$E_{RED}$ (kWh/kWp)	0	1	9	30	113

CONCLUSIONES

Este artículo detalla la metodología utilizada para desarrollar una herramienta de simulación de sistemas de riego FV híbridos con la red eléctrica (que puede ser aplicada tanto a sistemas a balsa como directos). También se presenta, como caso de estudio, su aplicación a un sistema de riego directo en Marrakech.

La simulación de sistemas híbridos de riego FV se ha integrado en SISIFO, el simulador de sistemas fotovoltaicos del Instituto de Energía Solar, que calcula la productividad de estos sistemas en función del período de riego y del número de horas de riego al día.

A modo de caso de estudio, se ha utilizado esta herramienta para la simulación de la productividad de un sistema híbrido fotovoltaico-red instalado en una finca de 233 ha de olivar intensivo en Marrakech, Marruecos, donde el riego por goteo es necesario durante 8 horas al día de marzo a octubre. La aportación FV anual es 1456 kWh/kWp, siendo desaprovechados cerca de 550 kWh/kWp en los meses en que no hay riego. La red eléctrica tiene que aportar 66 kWh/kWp. Por ejemplo, en el mes de junio, la aportación FV llega a los 185 kWh/kWp, siendo desaprovechados 64 kWh/kWp y aportando la red eléctrica solamente 1 kWh/kWp.

Variando el número de horas de riego al día se verifica que, en el mes de junio, la aportación FV bajaría a 104 kWh/kWp considerando solamente 4 horas de riego al día (y la aportación de la red eléctrica sería nula). Por otro lado, también se verifica que la aportación FV máxima considerando el generador FV instalado es de 239 kWh/kWp (valor observado para 12 h y 16 h de riego al día). Obviamente, el incremento del número de horas de funcionamiento diario lleva a un incremento de la utilización del FV (hasta las 10 h) y a un incremento de la utilización de la red (que llega, en el mes de junio y para 16 horas al día, a 113 kWh/kWp). Es interesante destacar el caso de los 12 h de riego, en el que el desaprovechamiento FV es de tan solo 4% y la aportación de la red se limita al 11%.

#### AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por el programa de investigación e innovación del Horizonte2020 de la Unión Europea a través del proyecto Fostering a Next GeneRation of European Photovoltaic SoCiety (GRECO), bajo el acuerdo de concesión nº 787289, y por el proyecto MADRID-PV2 (P2018/EMT-4308), financiado por la Comunidad de Madrid con el apoyo de fondos FEDER.

#### REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Abella M. Alonso, Lorenzo E., Chenlo F. (2003). PV Water Pumping Systems Based on Standard Frequency Converters, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 11, 179-191.

Almeida R., Carrêlo I., Lorenzo E., Narvarte L., Fernández-Ramos J., Martínez-Moreno F., Carrasco, L.M. (2018). Development and Test of Solutions to Enlarge the Power of PV Irrigation and Application to a 140 kW PV-Diesel Representative Case, *Energies* 11 (12), 3538.

Carrêlo I. B., Almeida R. H., Narvarte L., Martinez-Moreno F., Carrasco L. M. (2020). Comparative analysis of the economic feasibility of five large-power photovoltaic irrigation systems in the Mediterranean region, *Renewable Energy* 145, 2671-2682.

Carrillo J.M., Muñoz J., Makibar A., Luna A., Narvarte L. (2015). [SISIFO: the open-source simulation tool of PV systems developed in PVCROPS](#). *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 14-18 septiembre, Hamburgo, Alemania.

Hartung H., Pluschke L. (2018). The benefits and risks of solar-powered irrigation – a global overview. *Food and Agriculture Organization of the United Nations and Deutsche Gesellschaft fur Internationale Zusammenarbeit*, Rome.

Jones L.E., Olsson G. (2017). Solar Photovoltaic and Wind Energy Providing Water. *Global Challenges*, 1, 5.

Langarita R., Chóliz J. S., Sarasa C., Duarte R., Jiménez S. (2017). Electricity costs in irrigated agriculture: A case study for an irrigation scheme in Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, part 2, 1008-019.

Lau K.Y., Yousof F.M., Arshad S.N.M., Anawari M., Yatim A.H.M. (2010). Performance analysis of hybrid photovoltaic/diesel energy systems under Malaysian conditions. *Energy*, 35, 3245-3255.



**AValiação DO POTENCIAL DE VALORIZaÇÃO DE SOBranTES AGROFLORESTAIS POR UM PROCESSO ORGANOSOLV BASEADO EM PROPILENOGLICOL****Sampaio B., Pinto F., Carvalheiro F., Duarte L.C.\***Unidade de Bioenergia e Biorrefinarias, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar 22, 1649-038 Lisboa, Portugal, [luis.duarte@lneg.pt](mailto:luis.duarte@lneg.pt)<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.3143>**RESUMO**

Os processos de fracionamento da biomassa são ainda responsáveis por uma parcela substancial dos custos de operação das biorrefinarias, tendo também um impacto muito significativo no desempenho ambiental, pelo que são considerados uma etapa chave para aumentar a competitividade destas instalações industriais. Neste trabalho propõe-se um processo organosolv inovador, baseado em propilenoglicol (PG) um solvente alternativo, não-inflamável, não-tóxico, e que apresenta uma reduzida pressão de vapor, o que permite a operação a pressões próximas da atmosférica, mesmo a temperaturas moderadamente elevadas (até aproximadamente 190°C). Os resultados obtidos permitem confirmar o elevado potencial do processo organosolv com PG para a desconstrução da palha de trigo, com as vantagens de apresentar uma operação mais segura e económica em comparação com a utilização dos solventes convencionais. São também apresentados e discutidos quais os caminhos mais adequados para a intensificação do processo.

**PALAVRAS-CHAVE:** Processo organosolv, solvente não-volátil; biomassa lenhocelulósica; biorrefinaria**ABSTRACT**

Biomass pretreatment processes account for a substantial portion of the biomass processing costs and also has a great impact on the environmental performance of the biorefinery. Hence, improvements in pretreatment processes are widely recognized as key to improve biorefinery competitiveness.

In this work, an innovative organosolv pretreatment, based on the use of propylene glycol (PG) is proposed. PG is an alternative, non-flammable, non-toxic solvent, which has a low vapor pressure, and hence allows operation at pressures close to atmospheric, even at moderately high temperatures (up to 190°C).

The results obtained allow us to confirm the high potential of the PG-based organosolv process for the deconstruction of wheat straw, with the advantages of presenting a safer and more economical operation compared to the use of conventional solvents. Process intensification routes are also presented and discussed.

**KEYWORDS:** Organosolv process; non-volatile solvent; lignocellulosic biomass; biorefinery

## INTRODUÇÃO

A biomassa lenhocelulósica é uma matéria-prima amplamente disponível que pode ser valorizada num enquadramento de biorrefinaria para a produção de biocombustíveis e produtos. Quimicamente, estes materiais são compostos por três macromoléculas principais (celulose, hemicelulose e lenhina) intricadamente associadas numa estrutura complexa que evoluiu ao longo do tempo para ser resistente a ataques/conversão de natureza física e (bio)química – a denominada recalcitrância da biomassa. Assim, a sua transformação industrial requer sempre uma etapa inicial de fracionamento, necessária para quebrar essa estrutura, separando essas três frações para processos de valorização seletivos subsequentes. Essa etapa, também comumente denominada de pré-tratamento ou desconstrução, tem um grande impacto no desempenho económico e ambiental da biorrefinaria, tanto que o desenvolvimento de novos processos de fracionamento são largamente reconhecidos como a chave para melhorar a sustentabilidade da biorrefinaria.

Atualmente, os pré-tratamentos de deslenhificação, como sejam os processos organosolv e os processos alcalinos, apresentam várias desvantagens que se traduzem em elevados custos de capital e de operação. De entre essas desvantagens destaca-se a utilização de solventes caros e voláteis, agentes corrosivos, produtos químicos não ecológicos, altas pressões e a formação de produtos de degradação, por exemplo o furfural, que inibem as etapas seguintes de hidrólise e fermentação. Além disso, um aspeto fundamental que determina a viabilidade económica da aplicação industrial de todos os processos de fracionamento organosolv é a capacidade de recuperar e reutilizar totalmente o solvente de pré-tratamento, que ainda é uma área muito desafiante (Maurya et al. 2015).

Como forma de ultrapassar algumas destas desvantagens, propõe-se neste trabalho um processo organosolv inovador, tendo por base a utilização de propilenoglicol (PG). Este solvente tem a vantagem de apresentar uma pressão de vapor mais baixa em comparação com os solventes mais comumente utilizados como sejam o etanol ou acetona, o que permite a operação a pressões próximas da pressão atmosférica, mesmo quando se utilizem temperaturas moderadamente altas (~190 °C). Além disso, o PG é um solvente não tóxico, menos inflamável e perigoso do que os solventes mais comuns (Henderson et al. 2011), e que pode ser obtido também ele a partir de materiais lenhocelulósicos no enquadramento da biorrefinaria (Clark et al. 2015; Sara et al. 2016), tornando-se assim um solvente verde sustentável de acordo com os princípios da química verde (Anastas and Eghbali 2010) e consequentemente aplicável numa estratégia de bioeconomia circular.

O objetivo principal deste trabalho é a validação deste novo conceito de processo organosolv com vista ao fracionamento seletivo da biomassa vegetal residual para a separação dos seus constituintes poliméricos. Foi estudado o efeito das condições de operação, incluindo temperatura, tempo e composição da mistura reacional utilizando palha de trigo como matéria-prima modelo. A avaliação do desempenho do processo foi focada na recuperação seletiva de produtos derivados da hemicelulose e lenhina e na avaliação da digestibilidade enzimática da celulose remanescente.

## MÉTODOS

### Matéria-Prima

A matéria-prima utilizada foi gentilmente cedida pelo ECN>TNO (Países Baixos). A biomassa foi homogenizada, moída a partículas menores do que 0,5 mm utilizando um moinho e facas laboratorial e armazenada em embalagens de plástico à temperatura ambiente.

### Processo organosolv com base em propilenoglicol

Os ensaios foram realizados em tubos de pressão de 25 mL (ACE Glass., EUA) com tampas de rosca de Teflon, utilizando 1 g de biomassa seca e uma relação líquido-sólido de 10 (base seca). Os tubos foram colocados num banho de óleo de silicone previamente pré-aquecido à temperatura prescrita (140-160°C) e mantida constante ( $\pm 1^\circ\text{C}$ ) por meio de controlador de temperatura (IKA C-MAG HS7). A homogeneização foi assegurada por agitação magnética. Os pré-tratamentos foram realizados entre 60 e 180 min, com diferentes razões de propilenoglicol:água entre 0-100% (p/p). Após a conclusão da reação, a mistura de reação foi arrefecida naturalmente até à temperatura ambiente, após o que foi filtrada através de filtros de lã de vidro (1,2  $\mu\text{m}$ ) previamente tarado em estufa. As frações sólidas recuperadas foram lavadas com 20 mL de solvente fresco e, em seguida, extensivamente lavadas de novo com água destilada. Os sólidos lavados foram secos em estufa a 105°C durante pelo menos 18 horas, para determinação do rendimento de sólidos. Os sólidos secos foram caracterizados quimicamente para determinação de sua composição estrutural e também submetidos à hidrólise enzimática para avaliação da digestibilidade da celulose. Alíquotas da fração líquida recuperada foram adicionalmente filtrados através de filtros de nylon de 0,45  $\mu\text{m}$  e analisados por HPLC e espectrofotometria de UV.



Métodos analíticos

Caracterização química da matéria-prima, biomassa tratada e hidrolisados: A humidade, teor de extrativos e cinza e a composição estrutural da biomassa foi quantificada com base nos protocolos laboratoriais do NREL (Templeton et al. 2010; Sluiter and Sluiter 2011a; Sluiter and Sluiter 2011b). A análise dos hidrolisados obtidos nos tratamentos organosolv e amostras de análise estrutural foram também realizadas de acordo com os protocolos do NREL. Resumidamente, licores de pré-tratamento foram analisados diretamente para quantificação de monossacáridos (hexoses e pentoses), ácidos alifáticos e furanos por HPLC usando uma coluna Aminex HPX-87H (Bio-Rad, Hercules, CA, EUA). Os oligossacáridos foram quantificados indiretamente após a hidrólise ácida quantitativa, como a diferença entre a concentração de monossacáridos antes e após a hidrólise. A análise por HPLC foi realizada usando um sistema HPLC Agilent 1100 Series (Waldbronn, Alemanha), equipado com um detetor de Índice de refração e um detetor de fotodíodos (DAD UV/Vis). A análise de dados foi realizada utilizando o software Agilent™ ChemStation™. A quantificação da lenhina solúvel foi realizada usando espectrofotometricamente utilizando um espectrofotómetro Jasco 7800 UV-vis (Jasco, Japão). As absorvâncias das amostras líquidas foram medidas a 320 nm, após diluição com água destilada, conforme apropriado para obter valores de absorvância abaixo de 1,0. Os valores de absorvância foram então convertidos em conteúdo fenólico por meio da Lei de Lambert-Beer, considerando o coeficiente de extinção de  $16 \text{ Lg}^{-1}\text{cm}^{-1}$  (Xu et al. 2006). Todos os ensaios foram realizados, pelo menos em duplicado.

Quantificação da digestibilidade enzimática: A digestibilidade enzimática da matéria-prima e dos sólidos pré-tratados foi avaliada utilizando a enzima Celli® CTec2 (gentilmente cedida pela Novozymes Europe, Dinamarca) após incubação a 50 °C durante 72 h, tendo por base o protocolo do NREL (Resch et al. 2015) usando 10% (p de suspensão enzimática/p de celulose). A enzima utilizada apresentava um título de 199,9 FPU/mL. Todos os ensaios foram realizados, pelo menos, em duplicado e as concentrações finais de açúcares obtidas foram corrigidas com brancos de substrato e de enzima.

RESULTADOS

A figura 1 apresenta a biomassa solubilizada durante o tratamento organosolv da palha de trigo em função da composição do solvente (% de PG, p/p) e do fator de severidade ( $\log R_0$ ) que agrupa o efeito do tempo e da temperatura da reação (Carvalho et al. 2016). A solubilização da biomassa aumenta com o aumento da severidade para todas as condições de teor de solvente ensaiadas, tendo o máximo (27%) sido obtido para o processo com PG 25% a uma severidade de 4,02 ( $160^\circ\text{C}$  por 3h). Estes valores estão em linha, ou são superiores aos reportados na literatura para condições de severidade semelhantes quando se utilizam outros solventes, nomeadamente o etanol (Wildschut et al. 2013) e a acetona (Huijgen et al. 2010), respetivamente.

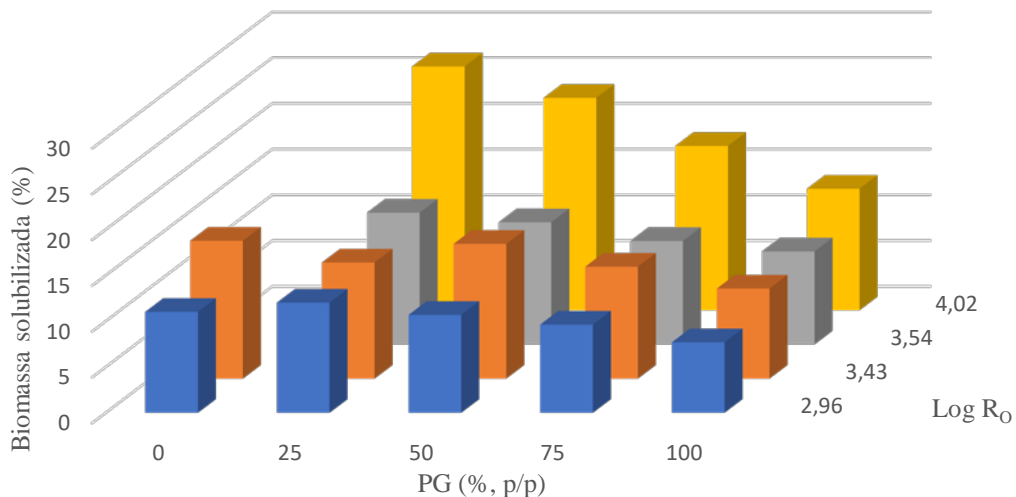


Fig. 1 Massa de palha de trigo solubilizada (% da matéria-prima inicial, base seca) em função do teor de PG e do fator de severidade do processo.

Em qualquer das condições testadas a celulose (glucano) é essencialmente retida na fase sólida, obtendo-se recuperações sempre superiores a 96,5%. Pelo contrário, dependendo das condições, há uma remoção diferencial de hemicelulose e de lenhina (Figura 2). A deslenhificação máxima (37%) foi obtida para PG 50% e a máxima remoção

de hemicelulose foi de 37,7% para PG 25%, ambos para a máxima condição de severidade testada. Pese embora os valores de deslenhificação obtidos não sejam muito elevados, são, uma vez mais, significativamente superiores aos descritos na literatura para condições de severidade semelhantes para processos baseados em etanol (Wildschut et al. 2013) e acetona (Huijgen et al. 2010).

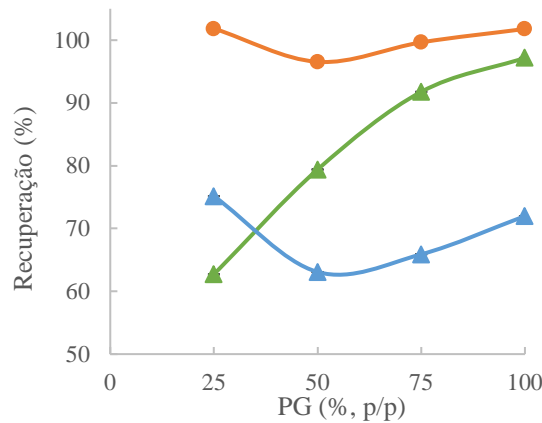


Fig. 2 Recuperação (% do teor inicial da macromolecular respetiva) de glucano (●), xilano (▲) e lenhina (◆) nas frações sólidas obtidas após tratamento durante 3h e 160 °C (a condição de maior severidade) em função do teor de PG.

A digestibilidade enzimática da biomassa pré-tratada variou significativamente com as condições testadas, tendo sido possível encontrar uma relação entre a digestibilidade reportada para cada condição e a remoção de hemicelulose e lenhina induzida pelo tratamento através de um modelo de regressão multivariado simples ( $R^2 = 0,91$ ). A representação gráfica do modelo é apresentada na figura 3.

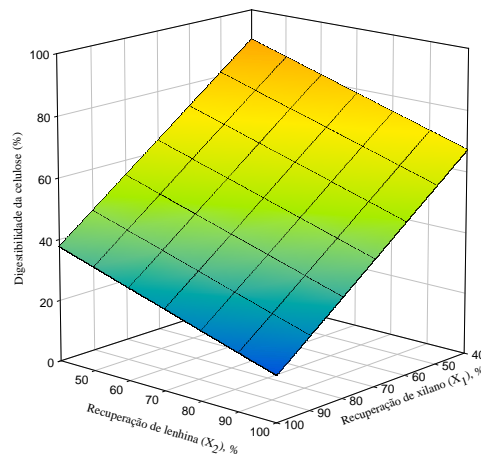


Fig. 3 Modelização da digestibilidade enzimática (%) em função da recuperação de xilano e lenhina na biomassa pré-tratada (modelo de regressão multivariada)

Como se pode observar, e tal como esperado, a digestibilidade enzimática aumenta (linearmente) quer com a remoção de hemicelulose, quer com a remoção de lenhina. Pelo contrário, não foi determinado nenhum efeito sinérgico estatisticamente significativo.

Quanto à composição química dos hidrolisados, os resultados estão de acordo com o descrito para a composição das frações sólidas remanescentes, tendo sido obtidos balanços de massa próximos de 100%. Com o aumento do conteúdo de água aumentou a concentração de açúcares derivados da hemicelulose, e o aumento do tempo de reação de 1 para 3 horas também aumentou a concentração de açúcares no hidrolisado. Além disso, o tratamento a 160°C não foi suficiente severo para hidrolisar totalmente os oligossacáridos em monómeros, pelo que os xilo-oligossacáridos são os açúcares predominantes no hidrolisado (dados não apresentados). Estes compostos podem apresentar potenciais atividades biológicas (p. ex. atividade prébiótica) que torna estes compostos potenciais produtos de alto valor acrescentado (Van Craeyveld et al. 2008; Moniz et al. 2016).

De modo análogo, também o teor em compostos fenólicos derivados da lenhina presentes no hidrolisado estão relacionados com a remoção de lenhina, já descrita. A concentração de compostos fenólicos nos hidrolisados aumentou com a temperatura e o tempo, tendo atingindo maiores concentrações para relações PG:água 50:50. O gráfico seguinte apresenta a concentração de compostos fenólicos em função das condições experimentais impostas. Mais uma vez, estes compostos podem apresentar potencial valor acrescentado, desta feita, p. ex. como agentes antioxidantes.

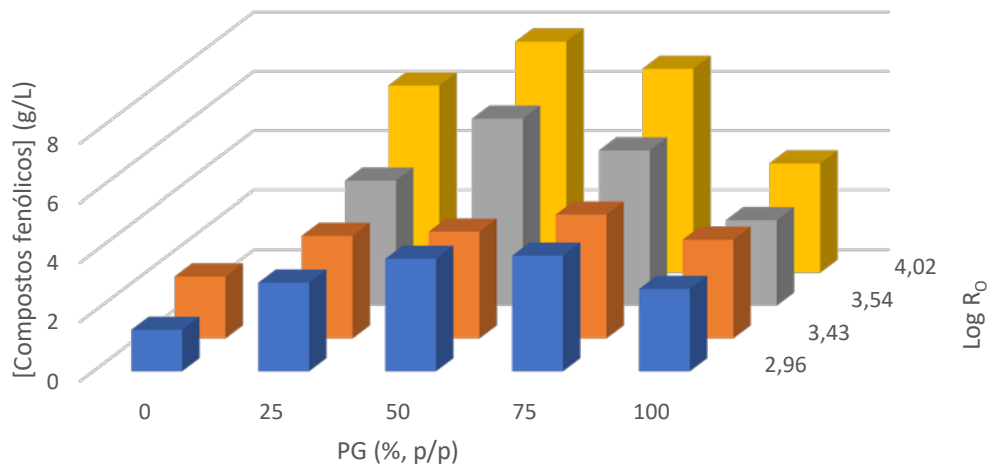


Fig. 4 Concentração de compostos fenólicos, potencialmente derivados da lenhina, em função do teor de PG e do fator de severidade do processo.

#### COMENTÁRIOS FINAIS

Neste trabalho introduziu-se e validou-se um processo organosolv baseado em PG para o fracionamento seletivo da palha de trigo, um resíduo abundante na região ibero-americana. O processo revelou um desempenho semelhante ou superior aos solventes mais convencionais, como o etanol e a acetona, para condições operatórias semelhantes, tendo permitido a solubilização simultânea de hemicelulose e lenhina. O aumento do tempo e da temperatura de processamento foi correlacionado com uma maior solubilização de xilano e uma maior deslenhificação, bem com o aumento do teor de glucano na fração sólida remanescente, a biomassa pré-tratada. Esta fração apresenta uma digestibilidade enzimática aumentada, pelo que poderá ser utilizada para a obtenção de glucose para posterior fermentação. Ao nível da fração líquida esta foi enriquecida em compostos fenólicos e oligossacáridos, que são potenciais produtos de valor acrescentado.

A intensificação do processo poderá passar, à semelhança de outros processos organosolv, pela adição de catalisadores, ou pela utilização de temperaturas mais elevadas, quando a utilização de catalisadores não se demonstre desejável por razões técnico-económicas, nomeadamente ligadas com a produção preferencial de monossacáridos em detrimento de oligossacáridos, de maior valor de mercado, e a redução do valor dos produtos derivados da lenhina. De facto, a utilização de temperaturas mais elevadas pode constituir-se como a principal vantagem deste processo ao mesmo tempo que é mais ecológico, e apresenta uma operação mais segura, pois o PG, ao contrário dos solventes referidos, é não inflamável, não tóxico, não volátil e reduz os custos operacionais ao permitir a operação quase à pressão atmosférica, o que se traduz em ganhos de competitividade do processo.

#### AGRADECIMENTOS

Este Este projeto foi desenvolvido no âmbito do projeto BIOFABXXI - POLisboa-01-0247-FEDER-017661, cofinanciado pelo Programa Operacional Competitividade e Internacionalização (COMPETE2020) e pelo do Programa Operacional Regional de Lisboa 2014-2020 (Lisboa 2020), através do Portugal 2020 e do Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER), tendo sido efetuado na Infraestrutura de Investigação para a Biomassa e a Bioenergia (BBRI - Biomass and Bioenergy Research Infrastructure)- LISBOA-01-0145-FEDER-022059, financiada pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) através do Programa Operacional para a Competitividade e Internacionalização (PORTUGAL2020), do Programa Operacional Regional Lisboa Portugal

(Lisboa 2020) e do Programa Operacional Regional Norte Portugal (Norte 2020) sob o acordo de parceria Portugal 2020. Os autores agradecem a ajuda prestada pelas colegas Belina Ribeiro e Céu Penedo.



## REFERÊNCIAS

Anastas P, Eghbali N (2010) Green chemistry: principles and practice. *Chem Soc Rev* 39:301-312 doi: 10.1039/b918763b

Carvalho F, Duarte LC, Gírio F, Moniz P (2016) Hydrothermal/Liquid Hot Water Pretreatment (Autohydrolysis): A Multipurpose Process for Biomass Upgrading. In: Mussatto SI (ed) *Biomass Fractionation Technologies for a Lignocellulosic Feedstock Based Biorefinery*. Elsevier, Amsterdam, pp 315-347

Clark JH, Farmer TJ, Hunt AJ, Sherwood J (2015) Opportunities for Bio-Based Solvents Created as Petrochemical and Fuel Products Transition towards Renewable Resources. *Int J Mol Sci* 16:17101-17159 doi: 10.3390/ijms160817101

Henderson RK et al. (2011) Expanding GSK's solvent selection guide – embedding sustainability into solvent selection starting at medicinal chemistry. *Green Chemistry* 13:854 doi: 10.1039/c0gc00918k

Huijgen WJJ, Reith JH, Uil Hd (2010) Pretreatment and fractionation of wheat straw by an acetone-based organosolv process. *Ind. Eng. Chem. Res.* 49:10132–10140

Maurya DP, Singla A, Negi S (2015) An overview of key pretreatment processes for biological conversion of lignocellulosic biomass to bioethanol. *3 Biotech* 5:597-609 doi: 10.1007/s13205-015-0279-4

Moniz P et al. (2016) Assessment of the bifidogenic effect of substituted xylo-oligosaccharides obtained from corn straw. *Carbohydr Polym* 136:466-473 doi: 10.1016/j.carbpol.2015.09.046

Resch MG, Baker JO, Decker SR (2015) Low Solids Enzymatic Saccharification of Lignocellulosic Biomass. NREL

Sara M, Rouissi T, Brar SK, Blais JF (2016) Propylene glycol: An industrially important C3 platform chemical. In: Brar SK, Sarma SJ, Pakshirajan K (eds) *Platform Chemical Biorefinery*. Elsevier, pp 77-100

Sluiter J, Sluiter A (2011a) Summative Mass Closure – LAP Review and Integration: Feedstocks. NREL

Sluiter J, Sluiter A (2011b) Summative Mass Closure – LAP Review and Integration: Pretreated Slurries. NREL

Templeton DW, Scarlata CJ, Sluiter JB, Wolfrum EJ (2010) Compositional analysis of lignocellulosic feedstocks. 2. Method uncertainties. *J Agric Food Chem* 58:9054-9062 doi: 10.1021/jf100807b

Van Craeyveld V et al. (2008) Structurally different wheat-derived arabinoxylooligosaccharides have different prebiotic and fermentation properties in rats. *Journal of Nutrition* 138:2348-2355

Wildschut J, Smit AT, Reith JH, Huijgen WJ (2013) Ethanol-based organosolv fractionation of wheat straw for the production of lignin and enzymatically digestible cellulose. *Bioresour Technol* 135:58-66 doi: 10.1016/j.biortech.2012.10.050

Xu F, Sun JX, Sun RC, Fowler P, Baird MS (2006) Comparative study of organosolv lignins from wheat straw. *Industrial Crops and Products* 23:180-193

## 2.4 Indústria e as Aplicações Térmicas (Calor de Processo, Cozinhas Solares, Destilação e Dessalinização)



**PROJETO SHIP****Eusébio T.R.\*, Osório T.\*, Horta P.\*\***

\* Cátedra Energias Renováveis, Universidade de Évora, Plataforma de Ensaio de Concentradores Solares, Herdade da Mitra – Valverde, 7000-083 Nossa Senhora da Tourega, Évora, Portugal, [tre@uevora.pt](mailto:tre@uevora.pt), tiagoosorio@uevora.pt

\*\* Cátedra Energias Renováveis, Universidade de Évora, Casa Cordovil, Rua D. Augusto Eduardo Nunes, n.7  
7000-651 Évora, Portugal, [phorta@uevora.pt](mailto:phorta@uevora.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.4144>

**RESUMO**

O calor solar para processos industriais (SHIP) tem-se apresentado como um nicho de crescimento da capacidade instalada de solar térmico a nível mundial e pelo menos 741 sistemas, totalizando uma área de coletores de 662 648 m<sup>2</sup> (567 MWth), encontravam-se em operação no final de 2018, dos quais 108 foram novos sistemas que começaram a operar durante esse ano. Em Portugal, para além de casos pontuais de pequenos sistemas de baixa temperatura essencialmente para produção de águas quentes sanitárias, o calor de processo solar é praticamente inexistente.

O projeto SHIP – Solar Heat for Industrial Processes (P2020) – teve como principal objetivo desenvolver e demonstrar, na empresa KEMET Electronics Portugal S.A., em Évora, um sistema de integração direta de tecnologias solares térmicas de média temperatura, testando e validando-o e garantindo assim a sua aproximação ao mercado.

**PALAVRAS-CHAVE:** Calor de processo solar; Tecnologias solares a média temperatura; Projeto de demonstração

**ABSTRACT**

Solar heat for industrial processes (SHIP) has presented itself as a worldwide solar thermal niche market where at least 741 systems, with 662 648 m<sup>2</sup> of collectors area (567 MWth), could be found at the end of 2018 in operation, 108 of which were new systems that started its operation in that year. In Portugal, besides small scale and low temperature particular cases, mainly towards domestic hot water production, solar process heat is virtually non-existent.

The SHIP project – Solar Heat for Industrial Processes (P2020) – had as its main goal to develop and demonstrate, at the company KEMET Electronics Portugal S.A., in Évora, a direct integration of medium temperature solar thermal technology system, testing and validating it, assuring in this way its proximity/readiness to the market.

**KEYWORDS:** Solar process heat, Medium temperature solar technologies, Demonstration project

## INTRODUÇÃO

Apesar do mercado global de solar térmico ter assistido a uma nova queda de 3.9% em 2018, o calor solar para processos industriais (SHIP) tem-se apresentado como um nicho de crescimento a nível mundial e pelo menos 741 sistemas totalizando uma área de coletores de 662 648 m<sup>2</sup> (567 MWh) encontravam-se em operação no final de 2018 (Weiss et al. 2019). Destes, 108 foram novos sistemas que começaram a operar durante o ano de 2018.

Em Portugal, para além de casos pontuais de pequenos sistemas de baixa temperatura essencialmente para produção de águas quentes sanitárias, apenas 1 sistema em operação (média temperatura, utilizando concentradores cilindro-parabólicos) pode ser encontrado na base de dados de instalações SHIP ([ship-plants.info](http://ship-plants.info)). Este sistema encontra-se instalado na empresa Silamos, localizada em Cesar, concelho de Oliveira de Azeméis, dedicada à produção de utensílios metálicos para a cozinha doméstica ou industrial. Prevê-se a instalação de um outro sistema no âmbito do projeto SHIP2FAIR ([ship2fair-h2020.eu](http://ship2fair-h2020.eu)), utilizando também concentradores de foco linear, mas do tipo Fresnel, na empresa RAR Açúcar localizada no Porto. Em termos oficiais não foi possível encontrar relatórios com dados sobre integração de sistemas solares na indústria (possivelmente devido à inexistência dos mesmos).

O Projeto SHIP – Solar Heat for Industrial Process ([solarheatindustrial.com](http://solarheatindustrial.com)) – com financiamento do programa P2020 (POCI-01-0247-FEDER-017857), teve como principal objetivo desenvolver e demonstrar, um sistema de integração direta de tecnologias solares térmicas de média temperatura em processos industriais, testando-o e validando-o e garantindo assim a sua aproximação ao mercado (Consórcio SHIP, 2019).

O demonstrador do projeto foi instalado na empresa KEMET Electronics Portugal S.A. em Évora e consistiu numa instalação de média dimensão a média temperatura (80 kW a 180 °C), onde, para além de demonstrar a eficiência, autonomia e durabilidade do sistema, se destacam os seguintes objetivos:

- Integrar tecnologia solar térmica numa instalação industrial em operação minimizando as perturbações do processo produtivo e fazendo uso de componentes já existentes;
- Utilizar a cobertura da fábrica como localização do campo solar, sendo que a mesma possui uma curvatura que implica que o campo solar não seja instalado na horizontal;
- Provar a modularidade do sistema através do uso de módulos de coletores pré montados em estruturas tipificadas prevendo uma instalação “*plug & play*” no local e assim reduzindo custos e tempos de instalação para campos solares;
- Fornecer calor a dois processos industriais com níveis de temperatura distintos, sendo um de consumo constante e outro uma produção por lotes.

A solução tecnológica proposta é composta pelos seguintes subsistemas:

- Coletor solar térmico: um novo coletor do tipo CPC quasi-estacionário (Osório et al. 2019), com o desenho otimizado para as condições de instalação e operação, que inclui um sistema de proteção contra o sobreaquecimento permitindo uma operação segura e durável;
- Armazenamento de energia térmica: dois sistemas, sendo o primeiro sob a forma de calor sensível (água quente) e o segundo sob a forma de calor latente (utilizando materiais de mudança de fase a média temperatura ~150 °C) de forma a assegurar um fornecimento de energia quer para uma carga base quer para consumos intermitentes;
- Sistema de monitorização e controlo: *software* dedicado permitindo uma gestão eficiente dos fluxos de energia.

## CARACTERIZAÇÃO DOS CONSUMOS DE CALOR

Existem vários fatores que influenciam o desenho do sistema solar e a sua integração no processo industrial tais como o perfil global de consumo de calor (seja de forma contínua ou por lotes), a sua coincidência com o período em que exista radiação solar, os equipamentos e as infraestruturas existentes, bem como os níveis de temperatura e potências térmicas exigidos pelos processos.

No caso em estudo, foram identificados dois processos, existentes na unidade, com potencial de atingir os objetivos do projeto, com o desafio associado da sua integração a temperaturas diferentes, incluindo a gama da média temperatura, bem como serem replicáveis noutros setores industriais.

De forma a dimensionar o sistema, foi realizada uma auditoria energética numa fase preliminar do projeto, monitorizando os consumos térmicos. Os dois processos em questão estão fisicamente separados um do outro, com temperaturas de processo distintas (ver esquema genérico na figura abaixo) e com diferentes possibilidades de



interface. Este facto implicou a utilização de diferentes meios de transferência térmica (óleo térmico, água e vapor) impondo ainda uma temperatura superior na fonte de calor comparativamente às necessidades de processo, bem como um sistema de apoio. De forma a não perturbar a continuidade dos processos industriais os sistemas de fornecimento de energia atuais foram mantidos como sistemas de apoio.

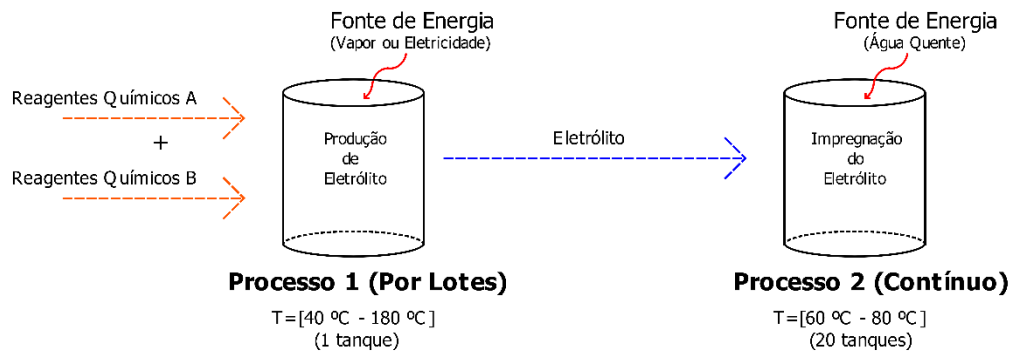


Fig. 1. Representação esquemática dos fluxos materiais e energéticos nos processos industriais considerados

Estes dois processos servem diferentes fins com gamas de temperatura distintas. No primeiro é necessário o fornecimento de energia no aquecimento de um tanque/reator de produção de eletrólito com temperaturas até 180 °C (processo por lotes) onde os consumos são maioritariamente na gama dos 120 °C, apresentando durações variadas. A forma de fornecer energia ao reator é atualmente realizada através de resistências elétricas. Limitações no desenho do reator previnem a utilização de óleo térmico para a permuta, no entanto a unidade possui uma rede de vapor que já foi utilizada para esse mesmo fim e que pôde ser retomada neste projeto. Os consumos térmicos podem representar entre 50-180 kWh/dia ou 50-120 kWh/ciclo.

No segundo a energia térmica é fornecida com o fim de manter, durante várias horas, a temperatura de eletrólito no interior de tanques de impregnação a temperaturas entre os 60 °C e os 80 °C (processo contínuo). Para tal utiliza-se uma rede de água quente não pressurizada transferindo energia para o eletrólito através de permutadores de camisa. Estes consumos representam uma carga base entre 25-40 kW em dias úteis, sendo muito reduzidos nos restantes dias (fim de semana).

A partir da auditoria energética foi possível obter um perfil de carga genérico para uma semana típica, que se pode visualizar na seguinte figura.

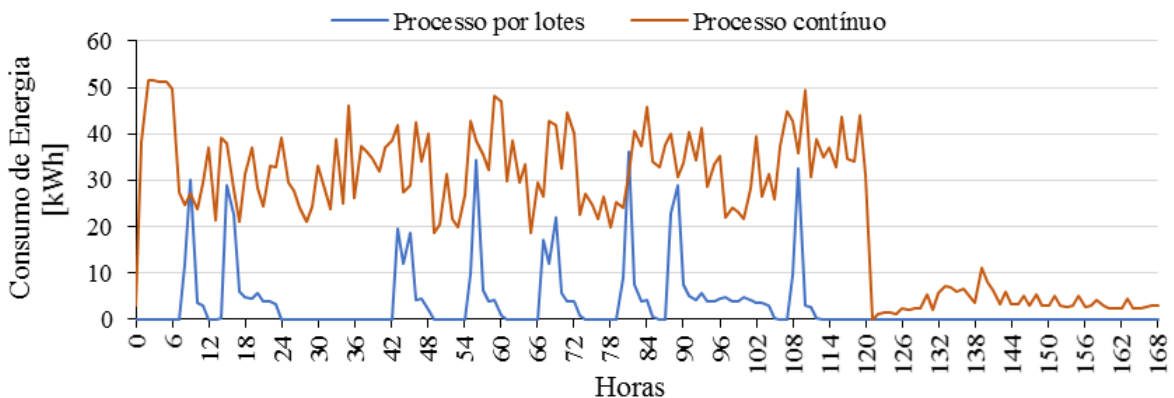


Fig. 2. Perfil de carga para uma semana típica dos consumos térmicos dos dois processos (contínuo e por lotes)

## O SISTEMA SHIP

A fonte de energia térmica provém de um campo de coletores solares térmicos instalados na cobertura da unidade industrial, por onde circula um óleo térmico permitindo uma operação até uma temperatura de 200 °C (circuito primário). Existe também um depósito de armazenamento de energia térmica a média temperatura (sob a forma de energia latente com materiais de mudança de fase, por onde circula o óleo térmico do circuito primário) e outro, já existente, a baixa temperatura (sob a forma de calor sensível utilizando água quente não pressurizada inferior a 95°C).

Do sistema fazem parte: um conjunto de válvulas motorizadas (on/off e proporcionais) para efeitos de controlo e gestão da energia; grupo de bombagem do fluido térmico; dois sistemas de permuta de calor (um transferindo energia do óleo para água quente – circuito de água - e um outro para geração de vapor – circuito de vapor). A figura 3 pretende ilustrar os diversos subsistemas.

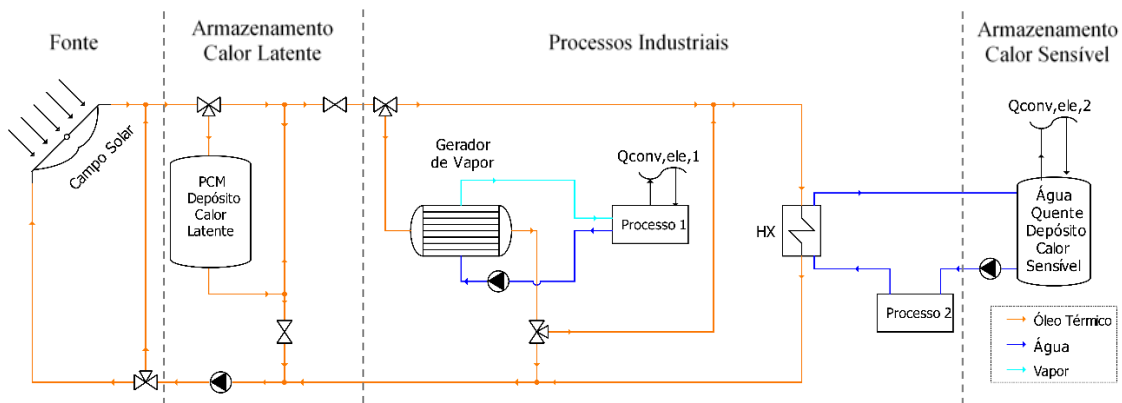


Fig. 3. Representação esquemática do sistema SHIP instalado na KEMET

### Campo Solar

Os coletores solares foram desenvolvidos pela Cátedra Energias Renováveis da Universidade de Évora (CER-UEVORA) e a empresa MCG - Mind for Metal. O desenho do coletor é baseado no conceito quase estacionário com ótica do tipo CPC. Uma metodologia de otimização termoeconómica foi adotada de forma a obter um desenho otimizado para a instalação e condições de operação na KEMET. O coletor é composto por 6 vales do tipo CPC com tubos de vácuo combinados em paralelo constituído assim um módulo. Um protótipo em fase de testes na Plataforma de Ensaio de Concentradores Solares (PECS) da CER-UEVORA pode ser visualizado na figura 4.



Fig. 4. Vista do módulo constituído por 6 vales em paralelo

No que diz respeito ao coletor, a tabela 1 apresenta os parâmetros obtidos após realização dos ensaios de performance (de acordo com a norma ISO9806 seguindo o método de ensaio quase dinâmico), a figura 5 ilustra os modificadores de ângulo de incidência simulados e experimentais para as componentes transversais e longitudinais, e as curvas de potência (Osório et al. 2019).

Tabela 1. Parâmetros óticos e térmicos experimentais do coletor (modelo quase dinâmico)

Parâmetro	$F'(\tau\alpha\rho^{<sup>n>})$	$k_d$	$c_1$	$c_2$	$c_5$
Valor	0.611	0.304	0.831	0.002	11.912
Unidades SI	-	-	$W.m^{-2}.K^{-1}$	$W.m^{-2}.K^{-2}$	$kJ.m^{-2}.K^{-1}$

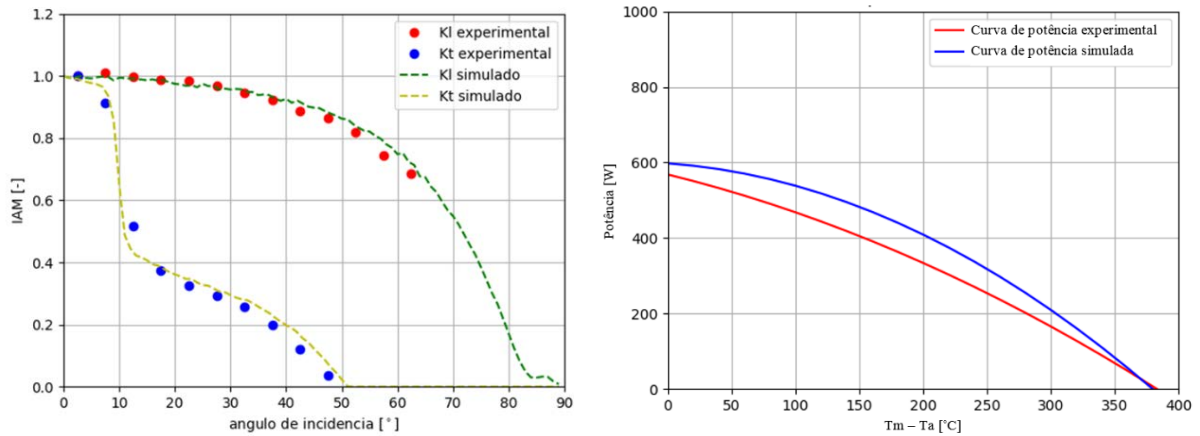


Fig. 5. a) Modificador do ângulo de incidência (IAM) experimental e simulado do coletor ( $K_t$  – transversal;  $K_l$  – longitudinal), à esquerda; b) Curvas de potência do coletor obtidas após realização dos ensaios de performance a um módulo coletor, à direita.

Os coletores foram instalados na cobertura, tendo sido adotada uma estrutura metálica de reforço por forma a suportar o peso dos mesmos. O aproveitamento de espaços, como coberturas, para a instalação de campos solares é um aspeto central nos sistemas SHIP em que muitas vezes o espaço disponível é uma limitação. A flexibilidade de instalação do coletor utilizado neste projeto foi demonstrada pela sua colocação numa cobertura inclinada.

Tabela 2. Parâmetros do campo solar

Fator de concentração efetivo	$C_{ef}$	2.64
Número de módulos	$N_{col}$	40
Área total de abertura do campo solar	$A_{a,Campo}$	186 m <sup>2</sup>
Temperatura de operação de desenho	$T_{op,Desenho}$	180 °C
Fluido de transferência térmica	HTF	Óleo térmico
Orientação do campo solar (azimute)	$\gamma$	-7°
Inclinação do campo solar	$\beta$	20°

Algumas características relacionadas com o campo solar estão presentes na tabela 2 e o campo solar instalado na cobertura da unidade industrial pode ser visto na figura 7.



Fig. 7. Vista do campo solar instalado na cobertura.

Estes coletores estão dotados de um sistema anti-estagnação, acionado por um motor simples, permitindo desfocá-los evitando o sobreaquecimento dos mesmos ou do circuito. Estes coletores são baseados no conceito de seguimento sazonal não sendo necessário um seguimento solar contínuo, dado o grande ângulo de aceitação que permite captar e concentrar a radiação solar durante vários dias (ou meses) sem ser necessário o reposicionamento da abertura. Neste caso, como o motor está presente para acionar o sistema anti-estagnação bem como desfocar parcialmente o campo solar em caso de excesso de produção de energia face aos sumidouros de energia existentes, o seguimento é realizado de uma forma diária (uma posição por dia).

#### Sistemas de Armazenamento de Energia Térmica

Existem dois tipos de armazenamento, um na forma de calor sensível (a baixa temperatura) e outro na forma de calor latente (a média temperatura), que podem ser vistos na figura 8.

O sistema de armazenamento principal utiliza o mecanismo de armazenamento na forma de calor latente, com um material de mudança de fase (PCM) entre os estados sólido-líquido para armazenar energia, libertando-a em torno do seu ponto de fusão (a uma temperatura constante), tendo sido desenvolvida sob coordenação do parceiro do projeto INEGI. O PCM utilizado neste protótipo é o Ácido Adípico, com uma temperatura de mudança de fase em torno de 152 °C. Este material foi inserido (no estado líquido) dentro 95 tubos de inox, encapsulando-o, estando no interior de um tanque com um volume próximo de 1.5 m<sup>3</sup>, por onde circula óleo térmico do circuito primário. A energia armazenada pode ser posteriormente fornecida tanto ao processo do circuito de vapor (preferencialmente) como ao processo de água quente ou a ambos em simultâneo. A energia associada ao mecanismo de armazenamento sob a forma de calor latente é próxima de 50 kWh.



Fig. 8. a) Reservatório de armazenamento de energia com PCM's (à esquerda); b) Reservatório de armazenamento de energia com água quente (à direita).

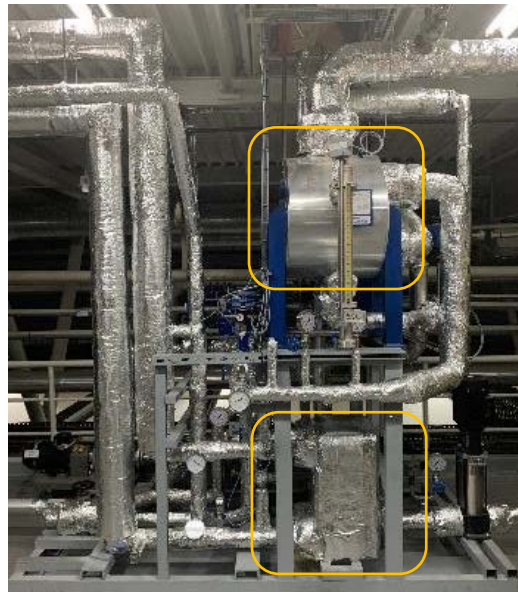
O sistema de armazenamento utilizado mais frequentemente, dado o carácter contínuo do processo, é o reservatório de calor sensível utilizando água quente não pressurizada como meio de armazenamento. Este depósito conta com um volume próximo de 4 m<sup>3</sup> fazendo parte de um sistema já existente, e serve para garantir que dele saia água à temperatura desejada, usando para tal resistências elétricas que são utilizadas agora como apoio. A água quente é bombeada à saída do tanque por forma a percorrer os permutadores do tipo camisa nos tanques de impregnação de eletrólito. Este reservatório é utilizado também para maximizar a absorção de energia solar, minimizando a necessidade de desfocar o campo de coletores caso o consumo instantâneo seja inferior à produção, maximizando assim a fração solar da energia consumida na unidade industrial.

#### Sistema de Interface com os Processos Industriais

Os pontos de interface entre o circuito primário que utiliza óleo térmico e os circuitos de água quente (processo contínuo) e o de vapor (processo por lotes) são permutadores de calor de placas.

Do ponto de vista dos circuitos térmicos já existentes, o permutador óleo/água foi instalado na linha de retorno dos processos de impregnação, antes de a água regressar ao depósito de água quente elevando a sua temperatura, que ronda os 60 °C, até uma temperatura tipicamente entre os 85 °C e os 95 °C.

Para efeitos de geração de vapor foi instalado um gerador de vapor conectado hidráulicamente à linha de alimentação da rede de vapor já existente, a montante do tanque de produção de eletrólito (processo por lotes), sendo constituído por dois permutadores, um para pré-aquecimento e outro para geração de vapor saturado a baixa pressão. A seguinte figura mostra o circuito hidráulico do sistema SHIP e os permutadores utilizados na interface com os restantes circuitos térmicos de alimentação dos processos.



Gerador de vapor

Permutador óleo/água

Fig. 9. Circuito primário onde se encontram os permutadores para a interface com os processos (na base da imagem encontra-se o permutador óleo/água e no cimo o gerador de vapor).

#### Instrumentação, Monitorização e Controlo

Pretende-se que sistemas deste tipo correspondam aos consumos energéticos conforme a disponibilidade de energia solar no momento ou posteriormente armazenada, mediante um sistema de monitorização e controlo automáticos, não havendo a necessidade de um operador a tempo inteiro, o que diminui as necessidades e custos de operação.

Optou-se por empregar um sistema de controlo distribuído, utilizando um PLC como interface com os processos e equipamentos (como a bomba de circulação e as válvulas de controlo) utilizando para tal informações recolhidas por sinal de sensores como as sondas de temperatura e caudalímetro. Isto permite garantir uma gestão de fluxos de energia e do próprio sistema de uma forma autónoma. Operar com apenas uma parte do campo solar focado é possível bem como carregar o depósito de PCM's enquanto se entrega calor aos processos.

Um ponto importante, para além dos modos de operação esperados, são os modos de segurança (como falha de energia, falta de caudal, temperaturas excessivas, etc.). Foi também instalado um sistema de apoio elétrico (UPS), para que, aquando de uma falha de energia elétrica, todo o sistema SHIP seja colocado em segurança. Um dos modos de segurança está associado ao campo solar, onde através de placas eletrónicas instaladas em cada um dos módulos, existindo sensores de temperatura em cada um deles, é possível acionar de forma automática o mecanismo de anti-estagnação, prevenindo que os coletores e o próprio circuito/sistema entrem em sobreaquecimento.

Um sistema HMI servindo como interface de monitorização e controlo do sistema SCADA do sistema SHIP encontra-se instalado junto aos principais subsistemas no piso técnico da unidade industrial.

Para além destes mecanismos de automação, existem diversos sensores analógicos localizados em vários pontos do circuito para monitorizar e identificar, no próprio local, comportamentos anómalos e contribuir para uma rápida e eficaz resolução de problemas.

#### Modos de Operação

A forma como o circuito hidráulico foi desenhado, permite várias estratégias e modos de operação, aumentando a flexibilidade do sistema SHIP face à demanda de energia por parte dos processos:

- Arranque (efetua um *bypass* aos reservatórios de armazenamento e aos processos);
- Processo 1- Geração de vapor (utilização direta da energia solar captada na geração de vapor para o processo 1);
- Processo 2- Aquecimento da água (utilização direta da energia solar captada no aquecimento da água quente para o processo 2);
- Processo 1 para o Processo 2 (utilização do calor remanescente do processo 1 para colmatar as necessidades térmicas do processo 2);
- Carga do PCM (carga do tanque de armazenamento de calor latente por via solar);

- Descarga PCM (descarga do tanque de PCM, direcionada para o processo 1 e/ou processo 2).
- Proteção de sobreaquecimento (quando a temperatura à saída do campo é superior a 180 °C);
- Segurança (como avaria da bomba e/ou de outro equipamento).

#### CONCLUSÕES/COMENTÁRIOS FINAIS

Com o projeto SHIP pretendeu-se demonstrar a viabilidade da utilização da energia solar em processos industriais, em particular na gama da média temperatura, contribuindo assim para os objetivos de descarbonização do sector industrial.

Um ponto importante a salientar é o facto de o sistema ter sido instalado numa indústria já existente e em operação. A forma como este foi concebido e instalado permite que os processos industriais, não sejam comprometidos, desde a fase de instalação, passando pela fase de comissionamento e testes. Isto porque o sistema foi instalado em paralelo aos sistemas anteriormente presentes, mantendo de forma essencial e redundante os já existentes sistemas de produção de energia, funcionando como apoio na operação do sistema. Enquanto o sistema tiver energia para fornecer aos processos, permitirá uma redução da fatura energética da empresa, sendo atualmente eletricidade comprada diretamente à rede elétrica.

O sistema encontra-se atualmente em fase final de testes de comissionamento não existindo dados de operação que possam ser partilhados de momento.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer aos participantes do consórcio constituído pelas empresas MCG - *mind for metal*, Oncontrol Technologies, Lda. e KEMET Electronics Portugal, SA. e pelo INEGI – Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial. Este projeto foi financiado no âmbito do FEDER/COMPETE 2020. Parte do desenvolvimento do coletor e ensaios experimentais foram realizados com o apoio do WP3 do projeto INSHIP (H2020, GA. 731287).

#### REFERÊNCIAS

Weiss, W., Spörk-Dür, M. (2019). Solar Heat Worldwide - Global Market Development and Trends in 2018, Áustria

Consórcio SHIP – MCG mind for metal, KEMET Electronics Portugal, OnControl Technologies, Universidade de Évora e INEGI (2019). Projeto SHIP – Solar Heat for Industrial Processes. Renováveis Magazine, N°38, p.24-26

Osório, T., Pereira, R., Coelho, A., Marchã, J., Pereira, J., Silva, R., Eusébio, T., Collares-Pereira, M. (2019). A novel quasi-stationary CPC-type solar collector for intermediate temperature range applications for process heat: Simulation and experimental results. AIP Conference Proceedings 2126, 150006

**ESTIMATIVA DO POTENCIAL TÉCNICO PARA SECAGEM DE LAMAS PROVENIENTES DE ETAR  
NAS REGIÕES DO ALENTEJO, ALGARVE E ANDALUZIA****João P. Cardoso\***, **Victor Mantilla\***, **Gonzalo Lobo\*\***, **António Martins\*\*\***

\* Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649-038 Lisboa, Portugal,  
[joao.cardoso@lneg.pt](mailto:joao.cardoso@lneg.pt)

\*\*Fundación Pública Andaluza Centro de las Nuevas Tecnologías del Agua t o Autovía Sevilla-Huelva (A-49), km  
28 - 41820 – Carrión de los Céspedes (Sevilla), España, [glmar@centa.es](mailto:glmar@centa.es)

\*\*\*Direção de Exploração - Saneamento, Águas do Algarve, S.A. Rua do Repouso 10, Faro, 8000-302 Faro,  
Portugal, [antonio.m.martins@adp.pt](mailto:antonio.m.martins@adp.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.4145>

**RESUMEN/RESUMO**

Os processos de depuração de águas residuais urbanas produzem lamas com um conteúdo elevado de humidade que aumenta os custos associados à sua disposição final. A secagem de lamas de depuração tem um valor económico e ecológico, permitindo a redução da massa de material a processar e a consequente redução de custos e emissões carbónicas associadas ao processo de tratamento e deposição final. Este trabalho apresenta uma estimativa do potencial da utilização de energia solar térmica na secagem de lamas produzidas por estações de tratamento de águas residuais localizadas nas regiões do Alentejo e Algarve, em Portugal, e Andaluzia em Espanha, utilizando informação meteorológica pública. A secagem solar de lamas de depuração é viável nas três regiões, estimando-se um potencial anual em termos de massa húmida de lama seca por unidade de área de abertura do campo solar entre 895 kg/m<sup>2</sup> a 1 062 kg/m<sup>2</sup> no Algarve, 913 kg/m<sup>2</sup> a 1 010 kg/m<sup>2</sup> no Alentejo e 934 kg/m<sup>2</sup> a 1 045 kg/m<sup>2</sup> na Andaluzia.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** Calor solar para processos industriais; Secagem solar; tratamento de águas residuais.

**ABSTRACT**

Urban waste-water treatment processes produce sludges with high humidity content which increases the costs associated with their final disposition. The drying of waste-water sludges has an economic and ecologic value, enabling the reduction of mass of material to process and the consequent reduction of costs and carbon emissions with the process of final treatment and deposition. This work presents an estimation of the potential for utilization of solar thermal energy to dry sludges produced by urban waste-water treatment plants in the regions of Alentejo and Algarve, in Portugal, and Andaluzia in Spain, using publicly available meteorological data. The solar drying of waste-water sludge is feasible in all three areas, having a technical potential in terms of annual mass of sludge dried per collector aperture unit area between 895 kg/m<sup>2</sup> to 1 062 kg/m<sup>2</sup> in Algarve, 913 kg/m<sup>2</sup> to 1 010 kg/m<sup>2</sup> in Alentejo and 934 kg/m<sup>2</sup> to 1 045 kg/m<sup>2</sup> in Andaluzia.

**KEYWORDS:** Solar heat for industrial processes; Solar drying; Waste-water treatment.

## INTRODUÇÃO

Acompanhando o crescente foco no desenvolvimento de estratégias de gestão de produtos que apliquem o conceito de economia circular, o processamento de efluentes em estações de tratamento de águas residuais (ETAR) deixou de ser entendido apenas como uma forma de tratamento com vista à redução da carga poluente e à disposição final de águas contaminadas, para ser considerado como uma oportunidade de gerar produtos de valor acrescentado, recuperando nutrientes ou produzindo energia eléctrica ou térmica, a par do tratamento da água para futura reutilização (Liu et al., 2020).

Os processos de tratamento de águas residuais resultam na produção de lamas de depuração (correspondentes ao código da Lista Europeia de Resíduos, LER 19 08 05) cujo processamento representa um dos principais desafios na gestão de águas residuais (Fytili e Zabaniotou, 2008). Estas lamas podem ser valorizadas em solos agrícolas sob a forma de composto (Singh and Agrawal, 2008) ou como fonte de energia, através da produção de biodiesel ou biogás, incineração, pirólise ou gasificação (Liu et al., 2020). Podem ainda ter como destino final a deposição em aterro sanitário, caso não seja possível efectuar a sua valorização.

As lamas de depuração apresentam uma elevada quantidade de água (Fytili e Zabaniotou, 2008) pelo que em todos os métodos de valorização ou disposição final a secagem adicional das lamas é uma necessidade (Bennamoun, 2012 e Liu et al., 2020). De acordo com Chai (2007) e Bennamoun (2012): a secagem reduz o teor de água e consequentemente a massa e volume de lama, reduzindo custos no transporte, operação e armazenamento e consequentemente a pegada de carbono, pela diminuição do consumo de gasóleo (menos transportes necessários); adicionalmente, a secagem reduz os microrganismos patogénicos e estabiliza as lamas; finalmente, a remoção da água aumenta o poder calorífico das lamas e permite a sua utilização como fonte de combustível. Desta forma, a secagem das lamas de depuração assume interesse económico e ecológico, permitindo a sua valorização, a redução da massa de material a tratar e a consequente redução de custos com o processo de valorização ou deposição e tratamento final.

A secagem de lamas provenientes de ETAR representa um processo energeticamente intensivo, na medida em que requer a evaporação da grande quantidade de água contida nestes resíduos. Bennamoun et al. (2013) agrupa os métodos actualmente utilizados na secagem de lamas de depuração em três classes: secagem convectiva – baseada no contacto directo de um gás quente com a lama; secagem condutiva – baseada no aquecimento da superfície do secador em contacto com a lama; secagem solar – baseada no aquecimento das lamas por irradiação solar.

Tipicamente, a energia para os processos de secagem convectiva e condutiva provém da queima de combustível em caldeiras, podendo estas operar em sistemas de aquecimento ou de co-geração (Tanczuk et al., 2016). Note-se que o calor rejeitado por outros processos existentes na ETAR também pode ser aproveitado para alimentar estes processos (Tanczuk et al., 2016 e Di Fraia et al., 2019), embora tal seja menos frequente. Ao longo dos últimos anos a integração de fontes de energia renovável nos processos de secagem convectiva e condutiva de lamas de depuração tem sido proposta como uma alternativa à queima de combustíveis fósseis, incluindo a utilização de energia geotérmica (Di Fraia et al., 2019), solar térmica ou uma combinação entre diversas fontes de energia como no sistema híbrido apresentado por Di Fraia et al. (2018).

Tradicionalmente os processos de secagem de lamas de depuração com energia solar utilizavam sistemas solares abertos, onde as lamas eram dispostas em leitos ao ar livre, ficando expostas à radiação solar (Di Fraia et al. 2019) e à evaporação convectiva por exposição ao ar. De acordo com Di Fraia et al. (2019) os sistemas abertos foram preteridos por sistemas de secagem em estufa que permitem alcançar um processo de secagem mais eficaz. O processo de secagem em estufa pode ser melhorado através da utilização de sistemas de circulação controlada do ar ou do aquecimento activo da estufa e respectivas lamas, podendo este ser alimentado por energias renováveis como a energia solar térmica (Bennamoun, 2012; Di Fraia et al., 2018). Outra possibilidade é a utilização de secadores solares de irradiação directa ou indirecta (Ameri et al., 2018).

O abundante recurso solar existente na Península Ibérica poderá ser aproveitado para alimentar processos térmicos como a secagem, nomeadamente no âmbito dos processos de tratamento de águas residuais, sendo actualmente bastante subaproveitado. Para além do aumento da incorporação de fontes renováveis no sistema energético, contribuindo para a sua descarbonização e sustentabilidade, a inserção das tecnologias solares também permite aumentar a segurança energética ao utilizar um recurso energético renovável endógeno.

Pelo acima exposto, considerando as mais valias técnicas e económicas da secagem das lamas de depuração bem como as mais valias decorrentes da utilização de energia solar térmica, afigura-se de interesse o estudo da viabilidade da utilização de energia solar térmica na secagem de lamas provenientes de ETAR. Em particular, é relevante o estudo da aplicação de energia solar térmica a sistemas de secagem convectiva, uma aplicação menos estudada e que tem a capacidade de processar lamas em continuo e de forma mais rápida do que os sistemas de secagem em estufa.



Como primeiro passo desse estudo, este trabalho apresenta uma estimativa inicial do potencial para a utilização de energia solar térmica na secagem de lamas de depuração provenientes de ETAR nas regiões do Alentejo e Algarve, em Portugal, e Andaluzia em Espanha. Para tal, são identificadas as zonas de interesse, correspondente

### LOCALIZAÇÕES EM ESTUDO

O potencial de utilização de energia solar térmica num determinado processo depende não só das características intrínsecas ao processo e ao método de captura e conversão da radiação como da localização geográfica da instalação, uma vez que desta dependerá o recurso solar disponível. Neste trabalho o foco incide nas duas regiões Sul de Portugal (Alentejo e Algarve) e na região da Andaluzia em Espanha.

#### Alentejo

No que respeita à região do Alentejo, considerou-se as principais estações de tratamento de águas residuais dos distritos de Setúbal, Évora e Beja:

1. ETAR de Montemor-o-Novo no Distrito de Évora;
2. ETAR de Vendas Novas no Distrito de Évora;
3. ETAR de Alcácer do Sal no Distrito de Setúbal;
4. ETAR de Viana do Alentejo no Distrito de Évora;
5. ETAR do Alvito no Distrito de Beja;
6. ETAR de Grândola no Distrito de Setúbal;
7. ETAR de Santiago do Cacém no Distrito de Setúbal;
8. ETAR de Serpa no Distrito de Beja;
9. ETAR de Moura no Distrito de Beja;
10. ETAR da Vidigueira no Distrito de Beja;
11. ETAR de Beja capital no Distrito de Beja;
12. ETAR de Aljustrel no Distrito de Beja;
13. ETAR de Castro Verde no Distrito de Beja;
14. ETAR de Mértola no Distrito de Beja;
15. ETAR de Almodôvar no Distrito de Beja;
16. ETAR de Odemira no Distrito de Beja;
17. ETAR de Ourique no Distrito de Beja;
18. ETAR de Ribeira de Moinhos, Sines, no Distrito de Setúbal;
19. ETAR de Évora no Distrito de Évora.

#### Algarve

Na região do Algarve, o tratamento de águas residuais está a cargo da empresa Águas do Algarve, S.A. (AdA). Para os fins deste trabalho consideraram-se como zonas de interesse as localizações das principais estações de tratamento de águas residuais operadas pela AdA:

1. ETAR da Boa Vista, localizada na freguesia do Carvoeiro, concelho de Lagoa;
2. ETAR de Albufeira Poente, localizada na freguesia da Guia, concelho de Albufeira;
3. ETAR de Almargem, localizada na freguesia de Cabanas de Tavira, concelho de Tavira;
4. ETAR de Companheira, localizada na freguesia de Companheira, concelho de Portimão;
5. ETAR de Faro Noroeste, localizada na freguesia de Montenegro no concelho de Faro;
6. ETAR de Lagos, localizada na freguesia de São Sebastião, concelho de Lagos;
7. ETAR de Olhão Nascente, localizada na freguesia de Quelfes, concelho de Olhão;
8. ETAR de Faro, localizada na freguesia, concelho de Albufeira;
9. ETAR de Vila Real do Santo António, localizada no sítio da Carrasqueira na freguesia e concelho de Vila Real de Santo António;
10. ETAR de Vilamoura, localizada na freguesia de Quarteira, concelho de Loulé.

#### Andaluzia

Na região da Andaluzia, o tratamento de águas residuais pode ser efectuado ao nível dos municípios, conselhos provinciais ou entidades supramunicipais. Não foi possível determinar a localização das principais ETARs andaluzas pelo que o estudo do potencial foi feito em termos de províncias.

## ESTIMATIVA DO POTENCIAL PARA SECAGEM DE LAMAS COM ENERGIA SOLAR TÉRMICA

Irradiância Solar

A primeira análise a realizar aquando da avaliação do potencial de utilização de sistemas solares numa determinada zona geográfica consiste em avaliar as condições meteorológicas desse local, nomeadamente as condições de irradiância solar. Idealmente utilizar-se-iam séries de dados plurianuais medidos no local em análise. No entanto, geralmente essa informação é inexistente, recorrendo-se a valores obtidos a partir de observações de satélites meteorológicos e/ou da interpolação de informação obtida em estações meteorológicas vizinhas.

Para as regiões do Alentejo e do Algarve, o presente trabalho considera estimativas mensais para o valor diário médio da irradiância global e difusa no plano horizontal e a irradiância direta no plano normal para as localizações das principais estações de tratamento de águas residuais. Esta informação foi obtida a partir de um ano meteorológico de referência desenvolvido no âmbito do Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização em Edifícios (Decreto Lei nº 79/2006) com a metodologia descrita em (Aguiar, 2004).

Para a Andaluzia foram tidos em consideração valores baseados em dados de satélite apresentados pela Agência Estatal de Meteorologia (AEMET, 2012) e os dados disponibilizados pela Agência de Energia Andaluza (AAE, 2018).

Os valores de irradiância solar assim obtidos foram comparados com valores provenientes de outras fontes, nomeadamente o *software Meteonorm v7.1* e o *Global Solar Atlas* (Solargis, 2018). As diferenças encontradas são compatíveis com os intervalos de incerteza e variabilidade típica observada neste tipo de informação (~10%). Face a esta variabilidade optou-se por apresentar as estimativas para o valor médio anual sob a forma de intervalo por forma a abranger os diferentes valores obtidos a partir várias fontes de dados consideradas.

As Tabelas 1, 2 e 3 apresentam as estimativas anuais de irradiância global no plano horizontal (GHI) e directa no plano normal (DNI) para as regiões em estudo.

Tabela 1. Intervalos de irradiância considerados nas localizações em estudo da região do Alentejo.

ETAR	GHI	DNI
	kWh/m <sup>2</sup> ano	
Alcácer do Sal	1 700 - 1 737	1 914 - 1 927
Aljustrel	1 717 - 1 778	1 924 - 1 991
Almodôvar	1 712 - 1 803	1 896 - 2 045
Alvito	1 715 - 1 756	1 936 - 1 987
Beja	1 725 - 1 790	1 943 - 2 017
Castro Verde	1 719 - 1 785	1 921 - 2 033
Évora	1 708 - 1 756	1 919 - 2 011
Grândola	1 695 - 1 758	1 895 - 1 965
Mértola	1 730 - 1 793	1 926 - 2 008
Montemor-o-Novo	1 702 - 1 723	1 924 - 1 932
Moura	1 738 - 1 780	1 955 - 2 022
Odemira	1 672 - 1 776	1 848 - 1 938
Ourique	1 705 - 1 782	1 908 - 1 993
Ribeira de Moinhos	1 676 - 1 788	1 862 - 1 972
Santiago do Cacém	1 686 - 1 759	1 867 - 1 951
Serpa	1 731 - 1 783	1 938 - 2 017
Vendas novas	1 689 - 1 716	1 900 - 1 914
Viana do Alentejo	1 712 - 1 756	1 943 - 1 996
Vidigueira	1 726 - 1 773	1 951 - 2 020

Tabela 2. Intervalos de irradiância considerados nas localizações em estudo da região do Algarve.

ETAR	GHI	DNI
	kWh/(m <sup>2</sup> ano)	
Albufeira	1 699 - 1 710	1 874 - 2 116
Almargem	1 741 - 1 850	1 925 - 2 099
Boa Vista	1 686 - 1 722	1 856 - 2 151
Companheira	1 680 - 1 843	1 843 - 2 067
Faro	1 699 - 1 710	1 874 - 2 116
Faro Noroeste	1 722 - 1 728	1 918 - 2 116
Lagos	1 669 - 1 836	1 812 - 2 045
Olhão Nascente	1 737 - 1 861	1 909 - 2 102
Vilamoura	1 724 - 1 840	1 888 - 2 100
Vila Real de Santo António	1 741 - 1 850	1 925 - 2 099

Tabela 3. Intervalos de irradiância considerados para as províncias da Andaluzia.

Província	GHI	DNI
	kWh/m <sup>2</sup> ano	
Almeria	1 832 - 1 873	2 003 - 2 077
Cádiz	1 832 - 1 868	1 971 - 2 055
Córdoba	1 781 - 1 817	1 894 - 2 057
Granada	1 792 - 1 878	1 898 - 2 117
Huelva	1 850 - 1 860	2 080 - 2 115
Jaén	1 770 - 1 832	1 854 - 2 052
Málaga	1 799 - 1 846	1 891 - 2 005
Sevilla	1 817 - 1 840	1 989 - 2 081

Como esperado para as três regiões, tanto os valores anuais estimados de GHI como de DNI indicam a existência de uma significativa quantidade de recurso solar disponível para a utilização de sistemas solares térmicos com recurso tanto a tecnologias não concentradoras como a tecnologias concentradoras. Verifica-se ainda que os dados para as regiões Portuguesas apresentam intervalos maiores, o que indicia a existência de uma maior incerteza nesses valores e sinaliza a necessidade de um melhor mapeamento do recurso solar.

#### Necessidade de Energia do Processo de Secagem

A estimativa do potencial técnico de utilização de energia solar térmica nos processos de secagem de lamas requer, para além da estimativa da quantidade de energia solar disponível para alimentar os sistemas de secagem solar (que permite aferir o potencial em termos da disponibilidade da fonte de energia) a estimativa das necessidades de energia do processo de secagem.

A estimativa das necessidades de energia de um secador convectivo para secar um quilograma de lama em base húmida,  $q_{sec}$ , é efectuada a partir de uma avaliação simplificada das necessidades de energia do processo de secagem de acordo com a equação (Kemp, 2012):

$$q_{sec} = \frac{(T_{ar,e} - T_{amb})}{(T_{ar,e} - T_{ar,s})} [(x_h - x_s) \lambda_{H_2O} + c_p^h (T_{op} - T_e)] \quad (1)$$

onde  $T_{ar,e}$  representa a temperatura do ar quente à entrada do secador,  $T_{ar,s}$  a temperatura do ar à saída do secador,  $T_{amb}$  a temperatura do ar ambiente,  $x_h$  e  $x_s$  representam respectivamente a fração de humidade em base húmida do material por secar e do material após a secagem,  $\lambda_{H_2O}$  o calor latente de evaporação da água,  $c_p^h$  o calor específico do material por secar,  $T_{op}$  a temperatura de operação do interior do secador – utilizada como estimativa da temperatura atingida pelo material a secar – e  $T_e$  a temperatura de entrada do material a secar.

Para a definição da temperatura mínima do ar à saída do secador considera-se que esta tem de ser superior ao ponto de orvalho em 25 °C para limitar a dimensão do secador e evitar condensação (Kemp, 2012). Considerou-se uma temperatura e humidade relativa ambiente média durante o período de operação de 20 °C e 50%, respectivamente, assumindo-se que a temperatura de entrada do material a secar é igual à temperatura ambiente. Num processo de secagem de lamas em secador convectivo as temperaturas de operação podem variar entre 100 a 200 °C, tendo-se considerado nesta estimativa uma temperatura de operação de 150 °C.

Como referido na introdução, as lamas de ETAR são caracterizadas por um elevado teor de humidade. Nesta estimativa considerou-se uma fracção de humidade em base húmida das lamas por secar de 80% (valor típico obtido nas ETARs da região do Algarve). Para as lamas secas considerou-se uma fracção de 5%, dado que para fracções acima deste valor as lamas não podem ser armazenadas devido à possibilidade de crescimento de microrganismos e autocombustão.

Considerando a Eq. 1 e as condições descritas, obtém-se um valor para as necessidades de energia do processo de secagem de 3 645 kJ/kg (base húmida). Note-se que este valor assume a utilização de um secador bem isolado (perdas de energia pelas paredes não significativas) e não considera a energia necessária para a quebra da ligação entre a água e o substracto, que em geral é bastante inferior ao calor latente de evaporação e ao calor sensível para aquecimento das lamas.

### Estimativa do Potencial de Secagem

Definiu-se o potencial de secagem com recurso da energia solar térmica em termos da massa de lamas húmidas que pode ser seca anualmente por metro quadrado de área de abertura do sistema de captação solar:

$$m_{pot}^{sol} = \frac{q_{sol}}{q_{sec}} \quad (2)$$

onde  $q_{sol}$  representa a energia solar disponível para o processo de secagem por unidade de área de captação e  $q_{sec}$  a energia específica necessária para secar um quilograma de lama.

A energia solar disponível para o processo de secagem,  $q_{sol}$ , corresponde à energia captada pelo coletor e transferida para o fluido de trabalho. Para a presente estimativa considera-se que esta depende da irradiância anual,  $G$ , e do rendimento anual do coletor,  $\eta$ , de acordo com:

$$q_{sol} = \eta G \quad (3)$$

O rendimento anual médio do colector solar depende fortemente do colector utilizado, das condições de instalação e das condições de operação. Para os fins deste trabalho, atendendo á temperatura de operação do secador de 150 °C, considera-se a utilização de um colector concentrador com um rendimento anual médio de 50%.

As tabelas 4 a 6 apresentam uma estimativa do potencial técnico da utilização de energia solar térmica para secagem de lamas de ETAR.

Tabela 4 – Estimativa da massa de lamas em base húmida passíveis de secagem ao longo do ano por metro quadrado de área de abertura do campo solar para as localizações de ETARs da região do Alentejo.

ETAR	$m_{pot}^{sol}$ [kg/(m <sup>2</sup> ano)]
Alcácer do Sal	945 – 952
Aljustrel	950 – 983
Almodôvar	936 – 1010
Alvito	956 – 981
Beja	960 – 996
Castro Verde	949 – 1004
Évora	948 – 993
Grândola	936 – 970
Mértola	951 – 992
Montemor-o-Novo	950 – 954
Moura	966 – 999
Odemira	913 – 957
Ourique	942 – 984
Ribeira de Moinhos	920 – 974
Santiago do Cacém	922 – 964
Serpa	957 – 996
Vendas novas	938 – 945
Viana do Alentejo	960 – 986
Vidigueira	964 – 998

Tabela 5 – Estimativa da massa de lamas em base húmida passíveis de secagem ao longo do ano por metro quadrado de área de abertura do campo solar para as localizações de ETARs da região do Algarve.

ETAR	$m_{pot}^{sol}$ [kg/(m <sup>2</sup> ano)]
Albufeira	926 – 1045
Almargem	951 – 1037
Boa Vista	917 – 1062
Companheira	910 – 1021
Faro	926 – 1045
Faro Noroeste	947 – 1045
Lagos	895 – 1010
Olhão Nascente	943 – 1038
Vilamoura	932 – 1037
Vila Real de Santo António	951 – 1037

Tabela 6 – Estimativa da massa de lamas em base húmida passíveis de secagem ao longo do ano por metro quadrado de área de abertura do campo solar para as localizações de ETARs da região do Algarve.

ETAR	$m_{pot}^{sol}$ [kg/(m <sup>2</sup> ano)]
Almeria	989 – 1026
Cádiz	973 – 1015
Córdoba	935 – 1016
Granada	937 – 1045
Huelva	1027 – 1045
Jaén	916 – 1013
Málaga	934 – 990
Sevilla	982 – 1028

## CONCLUSÕES

A secagem de lamas provenientes dos processos de tratamento de águas residuais é processo com valor económico e ambiental, permitindo a valorização das lamas e a redução de custos e emissões carbónicas associadas ao seu tratamento final e deposição.

Foi efectuada uma estimativa inicial do potencial de secagem de lamas com energia solar térmica em secadores convectivos, tendo-se concluído que esta aplicação é viável tecnicamente nas três regiões analisadas: Alentejo, Algarve e Andaluzia. Um secador convectivo alimentado a energia solar térmica localizado junto a uma ETAR no Alentejo deverá ser capaz de secar anualmente entre 913 a 1 010 kg de lama em base húmida por metro quadrado de área de abertura do campo solar. Para as ETARs Algarvias o mesmo secador deverá ser capaz de secar anualmente entre 895 a 1 062 kg de lama em base húmida por metro quadrado de área de abertura do campo solar. Na região da Andaluzia esse valor deverá situar-se entre os 934 e os 1 045 kg.

Esta estimativa baseou-se em informação radiométrica disponível publicamente e em informação geral sobre as características das lamas e do processo de secagem em secadores convectivos. Futuramente prevê-se efectuar uma revisão destas estimativas utilizando dados de temperatura e humidade anuais diferenciados para as várias localizações e considerando perdas térmicas no secador. Trabalhos futuros deverão também aplicar uma análise de sensibilidade aos parâmetros utilizados.

## AGRADECIMENTOS

Trabalho desenvolvido no âmbito do Projecto SECASOL (0029\_SECASOL\_5\_E) co-financiado pelo Programa de Cooperação Transfronteiriça Espanha-Portugal INTERREG V-A (POCTEP) 2014-2020.

Este trabalho integra-se nas Actividades do Projecto de Infraestruturas “INIESC - Infraestrutura Nacional de Investigação em Energia Solar de Concentração” (ALT20-03-0145-FEDER-022113) com financiamento por fundos nacionais através da FCT/MCTES (PIDDAC) e co-financiado pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) do Programa Operacional Regional do Alentejo e do Programa Operacional Regional de Lisboa.

## REFERÊNCIAS

- Agencia Andaluza de la Energía (2018). Radiación Solar. URL: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php> [Acedido a 20 de Novembro de 2018].
- Aguiar, R., 2004. Procedimentos de Construção de Anos Meteorológicos Representativos para o RSECE. Lisboa.
- Ávila, J., Martín, J., Alonso, J., Escuin, M., Cadalso, J., Bartolomé, M., 2012. Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT. AEMET, Madrid.
- Ameri, B., Hanini, S., Benhamou, A., Chibane, D. (2018). Comparative approach to the performance of direct and indirect solar drying of sludge from sewage plants, experimental and theoretical evaluation. *Solar Energy*, 159, 722-732.
- Bennamoun L. (2012) Solar drying of wastewater sludge: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 1061-1073.
- Bennamoun, L., Arlabosse, P., Léonard, A. (2013). Review on fundamental aspect of application of drying process to wastewater sludge. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, 29-43.
- Chai, L.H. (2007). Statistical dynamic features of sludge drying systems. *International Journal of Thermal Sciences*, 46(8), 802-811.
- Di Fraia, S., Figaj, R., Massarotti, N., Vanoli, L. (2018). An integrated system for sewage sludge drying through solar energy and a combined heat and power unit fuelled by biogas. *Energy Conversion and Management*, 171, 587-603.
- Di Fraia, S., Macaluso, A., Massarotti, N., Vanoli, L. (2019). Energy, exergy and economic analysis of a novel geothermal energy system for wastewater and sludge treatment. *Energy Conversion and Management*, 195, 533-547.

Fytili, D., Zabaniotou, A. (2008). Utilization of sewage sludge in EU application of old and new methods—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(1), 116-140.

Kemp, I. (2012) *Fundamentals of Energy Analysis of Dryers*. Em Tsotsas, E., Mujumdar, A. S. (Eds.) *Modern Drying Technology*, Volume 4. Wiley-VCH

Liu, Z., Mayer, B.K., Venkiteshwaran, K., Seyedi, S., Raju, A.S.K., Zitomer, D., McNamara, P.J. (2020). The state of technologies and research for energy recovery from municipal wastewater sludge and biosolids. *Current Opinion in Environmental Science & Health*, 14, 31-36.

Singh, R.P., Agrawal, M. (2008). Potential benefits and risks of land application of sewage sludge. *Waste Management*, 28(2), 347-358.

Solargis s.r.o. on behalf of the World Bank Group (2018). *Global Solar Atlas*. URL: <https://globalsolaratlas.info> [Acedido a 20 de Novembro de 2018]

Tańczuk, M., Kostowski, W., Karaś, M. (2016). Applying waste heat recovery system in a sewage sludge dryer – A technical and economic optimization. *Energy Conversion and Management*, 125, 121-132.





## PRODUCCIÓN DIRECTA DE AIRE CALIENTE EN COLECTORES SOLARES FRESNEL PARA LA INDUSTRIA MINERA: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

Famiglietti A.\*, Lecuona-Neumann A.\*, Rahjoo M.\*, Ibarra M.\*\*, Roa J.\*\*\*

\* Grupo ITEA, Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, 28911 Leganés, Madrid, España, [antonio\\_famiglietti@live.it](mailto:antonio_famiglietti@live.it)

\*\*Centro de Tecnologías para Energía Solar, Fraunhofer Chile Research, Vicuña Mackenna 4860, Macul, Santiago, 7820436, Chile, [mercedes.ibarra@fraunhofer.cl](mailto:mercedes.ibarra@fraunhofer.cl)

\*\*\*Demede Engineering & Research, Laguna de Marquesado 47 Nave K Polígono Villaverde, Madrid, 28021, España, [javier@demede.es](mailto:javier@demede.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.4146>

### RESUMEN/RESUMO

Los colectores solares de concentración son una tecnología adecuada para proporcionar calor a media temperatura. En este trabajo se presenta un diseño innovador para la generación solar directa de aire caliente para procesos térmicos industriales mediante colectores tipo Fresnel comerciales. El aire se utiliza como fluido caloportador, calentado dentro del receptor solar en configuración de circuito abierto, antes de ser entregado al usuario a 300/400 °C. Se utiliza un turbocompresor comercial de automoción para impulsar el aire a través del campo solar sin consumo de energía auxiliar de bombeo, gracias a un diseño en ciclo Brayton. Varios procesos industriales necesitan aire caliente por debajo de 400 °C, especialmente para el secado, común a diferentes sectores, incluida la minería. En este trabajo se modela y simula una instalación solar a escala industrial, revelando la viabilidad de la propuesta.

**PALABRAS CLAVE:** Concentración, Aire caliente, minas, calor solar de proceso

### ABSTRACT

Concentrating solar collector are suitable technology for providing medium temperature heat. An innovative layout is presented in this work aiming at direct solar hot air generation for industrial thermal processes using commercial Linear Fresnel collectors. Air is used as heat transfer fluid, heated inside the solar receiver in an open circuit configuration before to be delivered to user at 300/400 °C. An automotive turbocharger is used to blow across the solar field avoiding auxiliary energy consumption for pumping, thanks to a Brayton cycle layout. Several industrial processes need hot air in the low and medium temperature range, below 400 °C, especially for drying, common to different sectors, including mining. An industrial-scale solar air heater is modeled and simulated in this work, revealing the feasibility of the proposed facility.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Congress Proceedings, Instructions

## INTRODUCCIÓN

La industria representa el 38% del consumo mundial final de energía [1]. La minería es uno de los sectores más demandantes de energía, representa el 4% del total en los usos finales.

El suministro de energía para la industria minera actualmente depende en gran medida de los combustibles fósiles, por lo que las emisiones de contaminantes son una preocupación ambiental relevante, ya sea por el problema del cambio climático global, ya sea por el impacto ambiental local. Las comunidades locales luchan contra los efectos nocivos de las minas en la salud y el medio ambiente y se están implementando regulaciones ambientales cada vez más estrictas para las nuevas instalaciones [2]. Entre los desafíos de la industria minera, el suministro de energía es un tema relevante, ya que el costo de energía es de hasta el 40% del costo total de operación minera. En muchos casos, las minas están ubicadas en áreas remotas, fuera del alcance de la red eléctrica y del suministro de gas natural canalizado, por lo que se hace gran uso de combustible diésel para la generación eléctrica y para consumos térmicos [3]. Alrededor del 40% del consumo de energía térmica está entre 100 °C y 400 °C, y el restante 60% por debajo de 100 °C [2].

La Fundación Chile [4] clasificó los procesos térmicos en la minería del cobre, e indicó la viabilidad potencial de la aplicación de energía solar. El proceso de secado de cobre, así como el precalentamiento de los minerales requieren calor de proceso a media temperatura, por medio de aire caliente  $T > 180$  °C.

Además, la industria minera presenta un consumo de agua elevado, que ha generado conflictos con otros usuarios del agua, especialmente los agricultores. La desalinización del agua de mar es una fuente de agua alternativa considerada por la minería, aunque es muy demandante de energía. Muchas mineras están construyendo su propia planta de desalinización [5].

Los colectores solares de concentración permiten alcanzar temperaturas en el rango 150-400 °C. El uso de aire atmosférico como fluido caloportador en los propios tubos receptores de los colectores solares de concentración simplifica el arreglo de la instalación reduciendo sus costes y riesgos, a través de la eliminación del uso de aceite térmico, agua a presión o vapor, y se prescinde del intercambiador de calor para calentar aire de proceso.

En el arreglo propuesto en este trabajo, las desventajas introducidas por la baja densidad del aire, así como su baja capacidad y conductividad térmicas se alivian a través de la turbo-alimentación según tecnología patentada (Spain Patent No. P201630068, 2016).

Este estudio cuantifica la factibilidad técnica de su aplicación para calor de proceso en la industria minera.

## GENERACION DIRECTA DE AIRE SOLAR

Los colectores solares de concentración (de tipo cilindro-parabólicos PTC o tipo Fresnel lineal LFC) permiten alcanzar temperaturas superiores con respecto a colectores solares planos o de tubo de vacío y para escalas medias y grandes ofrecen ventajas económicas.

La producción de aire caliente con energía solar de concentración es complicada y costosa por el uso de un líquido caloportador que fluya por el colector, necesiéndose cambiadores de calor HX, con riesgo de fugas e incluso incendios si se usan aceites térmicos. La regeneración y sustitución del mismo al cabo de su vida útil es un coste adicional. El uso de agua presurizada o vapor lleva asociados otros riesgos y costes evitables, Fig.1.

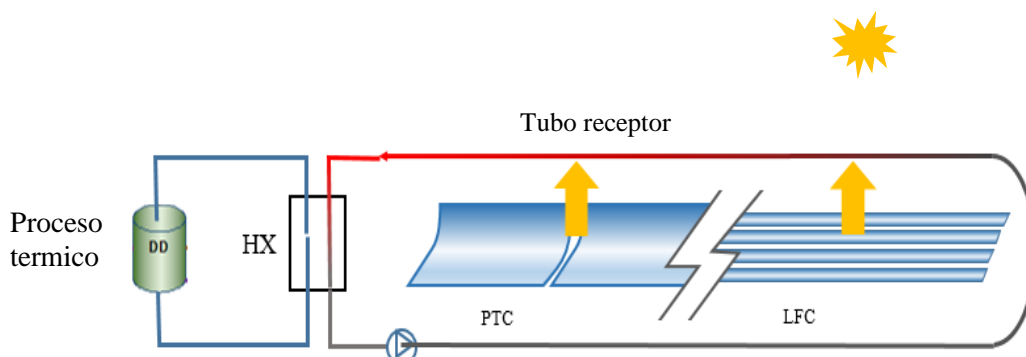


Fig.1. Ejemplo de generación de aire caliente con colectores de concentración (PTC o LFC) y líquido caloportador.

En la generación directa, la eliminación del líquido caloportador (HTF en inglés Heat Transfer Fluid) y el intercambiador de calor asociado daría como resultado un sistema de calefacción de circuito abierto que usa solo aire ambiente como fluido de transferencia de calor y de entrega HTDF (Heat Transfer and Delivery Fluid), con menores costos y complejidad, además de menores riesgos asociados con fugas, evitando el uso de anticongelante, la reducción de costes de mantenimiento y nulo impacto ambiental.

La baja capacidad calorífica volumétrica del gas en comparación con una sustancia líquida es uno de los principales obstáculos para la implementación de HTDF gaseoso en instalaciones solares. Con densidades usuales, para lograr la

capacidad de calor adecuada  $\dot{m}c_p$  capaz de absorber la energía solar entrante con una temperatura final aceptable, se puede requerir una alta velocidad de flujo  $v$  dentro del receptor. Esto da como resultado una caída de presión de estancamiento alta  $\Delta p_t$ . La potencia de bombeo  $\dot{W}_p$  requerida para impulsar el gas a través del tubo puede ser notable, llegando incluso a ser del mismo orden de magnitud de la energía solar captada, en algunos casos. La ecuación 1 proporciona la dependencia de  $\dot{W}_p$  de la velocidad y densidad promedio:

$$\Delta p_t = \frac{1}{2}\rho v^2 f \frac{L_t}{D_{in}}; f = 0,316 Re_D^{-\frac{1}{4}}; \frac{W_p}{\dot{m}} = \frac{\Delta p_t}{\rho_{in}} \sim 0.316 L_t \rho^{-0,25} D_{in}^{-1,25} \mu^{0,25} v^{1,75} \quad (ec.1)$$

Por otro lado, la transferencia de calor que se produce entre la superficie del tubo irradiado y el flujo interno de gas es baja, lo que induce una alta sobre-temperatura de pared  $\Delta T_w = T_w - T$ . Una temperatura de pared excesivamente alta  $T_w$  puede superar el límite térmico del tubo receptor solar, por degradación del recubrimiento ópticamente selectivo.

$$\Delta T_w = T_w - T = \frac{\dot{q}_u}{h} = \frac{\dot{q}_u D_{in}}{k 0.023 Re_D^{0,8} Pr^{0,4}} = \frac{\dot{q}_u D_{in}^{0,2} \mu^{0,4}}{0.023 c_p^{0,4} v^{0,8} \rho^{0,8} k^{0,6}} \quad (ec.2)$$

El diseño innovador propuesto aquí, Fig.2, ya patentado (Spain Patent No. P201630068, 2016), tiene como objetivo aliviar los inconvenientes del HTDF atmosférico mediante la turboalimentación. En este diseño se propone el uso de un turbocompresor de automoción estándar para aumentar la densidad del aire antes de bombearlo a través del receptor solar. Para un caudal másico dado  $\dot{m}$ , necesario según la energía solar, un aumento en la densidad da como resultado una velocidad media más baja, disminuyendo la potencia de bombeo. Además de eso, recuperar las potencias de compresión y bombeo, con la turbina inherente al turbocompresor, abre la posibilidad de trabajar con caudales más altos para limitar la temperatura de la pared, protegiendo así la superficie ópticamente selectiva del receptor. Esto configura un ciclo Brayton de circuito abierto, cuyo objetivo principal es proporcionar un flujo de aire a temperatura media después de la expansión, en lugar de energía mecánica en el eje del turbocompresor. El calentamiento directo del aire solar sin consumo de energía externo se logra a medida que la turbina acciona el compresor después del calentamiento solar.

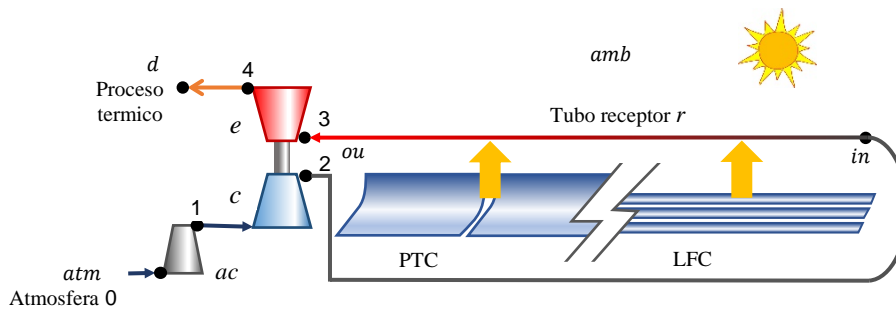


Fig.2. Generación directa de aire caliente en colectores solares de concentración (PTC o LFC) con turboalimentación TURBOSOL®, compresor  $c$ , turbina  $e$ , compresor auxiliar  $ac$ .

#### MODELO DE PLANTA INDUSTRIAL

Como estudio preliminar, se consideró un campo de colectores Linear Fresnel (LFC), que tiene una superficie reflectante efectiva de  $633 \text{ m}^2$ , considerando 24 módulos LFC con un factor de concentración  $C = W_a / \overbrace{D_{ex}^2 \pi}^P = 22,74$ , formando  $n_p = 4$  lazos paralelos de  $n_s = 6$  módulos en serie. Cada módulo tiene longitud activa  $L_m = 5,28 \text{ m}$  y abertura  $W_a = 5 \text{ m}$  con una superficie reflectante de  $A_m = 26,40 \text{ m}^2$ . Las pérdidas térmicas de los tubos receptores de diámetro externo estándar  $D_{ex} = 70 \text{ mm}$  se consideran a través de un coeficiente global de pérdidas de  $U_L$  función de la temperatura de pared, según [6]. La potencia útil  $\dot{Q}_u$  que se transfiere al aire resulta de las ecuaciones (3),(4) y (5), usando el factor de dispersión  $F_R$  según [7]. La eficiencia óptica máxima se asume  $\eta_{opp} = 0.632$ , los factores correctivos longitudinal y trasversal,  $IAM_L(\theta_L)$  y  $IAM_T(\theta_T)$  dependen de la orientación del campo y la posición del sol [8], [9] así como el factor de pérdidas de los extremos  $f_{end}(\theta_L) = \dot{Q}_r / \dot{Q}_s$  [10], siendo  $\dot{Q}_r$  la potencia

solar recibida por el tubo solar, y  $\dot{Q}_s$  la potencia solar concentrada.  $G_{bn}$  indica la irradiancia solar normal directa.

$$\dot{Q}_s = G_{bn} IAM_T(\theta_T) IAM_L(\theta_L) \eta_{op0} W_a L_m n_s n_p \quad (\text{ec.3})$$

$$\dot{Q}_u = F_R L_m P_{ex} [\dot{q}_s - U_L (T_{in} - T_{amb})] = \dot{m} (c_{p,ou} T_{ou,t} - c_{p,in} T_{in,t}) \quad (\text{ec.4})$$

$$F_R \langle \dot{m} \rangle = \frac{\dot{m} c_p}{L_m P_{ex} U_L} \left[ 1 - \exp \left( - \frac{L_m F' P_{ex} U_L}{\dot{m} c_p} \right) \right]; \quad F' = \frac{1}{1 + \frac{U_L P_{ex}}{h_a P}} \quad (\text{ec.5})$$

Durante el funcionamiento el sistema de turboalimentación se encuentra en equilibrio mecánico, cuando la turbina está moviendo el compresor, no necesiéndose energía mecánica por fuente externa (potencia del compresor auxiliar nula). Esta condición de funcionamiento autónomo o freewheeling se logra cuando está verificada la ec.(6), con  $\dot{W}_e$  la potencia de la turbina y  $\dot{W}_c$  la potencia del compresor con el rendimiento mecánico del eje  $\eta_m$ .

$$\dot{W}_e \eta_m - \dot{W}_c = \dot{W}_{net} = 0 \quad (\text{ec. 6})$$

$\dot{W}_e$  y  $\dot{W}_c$  se pueden obtener a partir de las eficiencias isoentrópicas total a total  $\eta_e$  y  $\eta_c$ , las relaciones de presiones  $\pi_c = \frac{p_{2t}}{p_{1t}}$  y  $\pi_e = \frac{p_{3t}}{p_{4t}}$ , y las temperaturas  $T_{1t}$  y  $T_{3t}$ , siendo  $\gamma = c_p/c_v$ , de acuerdo con la Fig.2, ecs. (7) y (8). Las temperaturas de salida  $T_{2t}$  y  $T_{4t}$  resultan en las ecs. (8) y (9), asumiendo gas ideal caloríficamente perfecto.

$$\dot{W}_c = \dot{m} c_{p,c} T_{1t} \left( \pi_c^{\frac{\gamma_c-1}{\gamma_c}} - 1 \right) \eta_c^{-1} \quad (\text{ec.7})$$

$$\dot{W}_e = \dot{m} c_{p,e} T_{3t} \left[ 1 - \pi_e^{\frac{\gamma_e-1}{\gamma_e}} \right] \eta_e \quad (\text{ec.8})$$

$$T_{2t} = T_{1t} \left[ 1 + \left( \pi_c^{\frac{\gamma_c-1}{\gamma_c}} - 1 \right) \eta_c^{-1} \right] \quad (\text{ec.9})$$

$$T_{4t} = T_{3t} \left[ 1 - \eta_e \left( 1 - \pi_e^{\frac{\gamma_e-1}{\gamma_e}} \right) \right] \quad (\text{ec.10})$$

El rendimiento del compresor y de la turbina se ha modelado de acuerdo con los mapas de los fabricantes, en función del caudal, la relación de presión, la temperatura de entrada y la velocidad de giro. El modelo de las turbomáquinas, junto con el modelo de colector y receptor descrito anteriormente, permiten determinar el punto operativo del sistema en condiciones de estado estacionario, según la posición e irradiancia solar en condiciones ambientales dadas.

## RESULTADOS

El calentador de aire solar turbo-asistido, que aquí se describe, se ha simulado en días típicos representativos del año, extraído del Año Meteorológico Típico TMY [11] para la ubicación de Santiago de Chile (Chile). La Fig. 3 muestra el funcionamiento del sistema, a través de los perfiles de temperaturas en los principales puntos del circuito de la Fig.2, así como el caudal másico entregado  $\dot{m}$ .

La Fig. 3(a) se refiere a un día despejado de verano, en enero. La temperatura del compresor de salida se ve afectada por la relación de compresión  $\pi_c$ , ec. (9), y varía a lo largo del día, alcanzando los 150 °C como máximo.  $T_3$  resulta de la potencia solar ganada  $\dot{Q}_u$ , ec. (4), a través del tubo receptor por el flujo de aire y debe ser lo suficientemente alto para proporcionar la potencia requerida en la turbina, pero asegurando de que no se supere el límite térmico de la temperatura máxima de la pared. La temperatura de pared máxima se alcanza al extremo del tubo  $T_{w3}$ , y se mantiene por debajo de 600 °C, Fig.3(a), tal y como indican fabricantes de tubos receptores. La temperatura del aire a la salida de la turbina entregada al usuario  $T_4$  muestra un perfil asombrosamente plano a lo largo de las horas de funcionamiento, entre 300 °C y 350 °C, sin necesidad de control alguno. Esto puede considerarse muy favorable para las aplicaciones industriales. El caudal másico varía a lo largo del día entre 0,3 kg/s y 0,7 kg/s.

Se puede observar que el sistema no está funcionando durante la primera y la última hora del día cuando la irradiancia solar concentrada es baja. Esto se debe principalmente a que el rango de funcionamiento del compresor no ofrece suficiente eficiencia a tasas de flujo másico muy bajas, como se requiere en condiciones de baja irradiancia, con lo cual se asume en esta simulación que el sistema este apagado a muy baja irradiancia, sin tener en cuenta un mecanismo auxiliar que ventilara.

En un día típico de invierno (agosto), con un cielo despejado se alcanzan temperaturas más bajas que en el caso anterior como indica la Fig. 3(b). No obstante, la temperatura de entrega se mantiene superior a 300 °C aunque el caudal másico entregado es menor, alrededor de 0,25 kg/s. Las horas de funcionamiento son menos, de acuerdo con las horas del día.

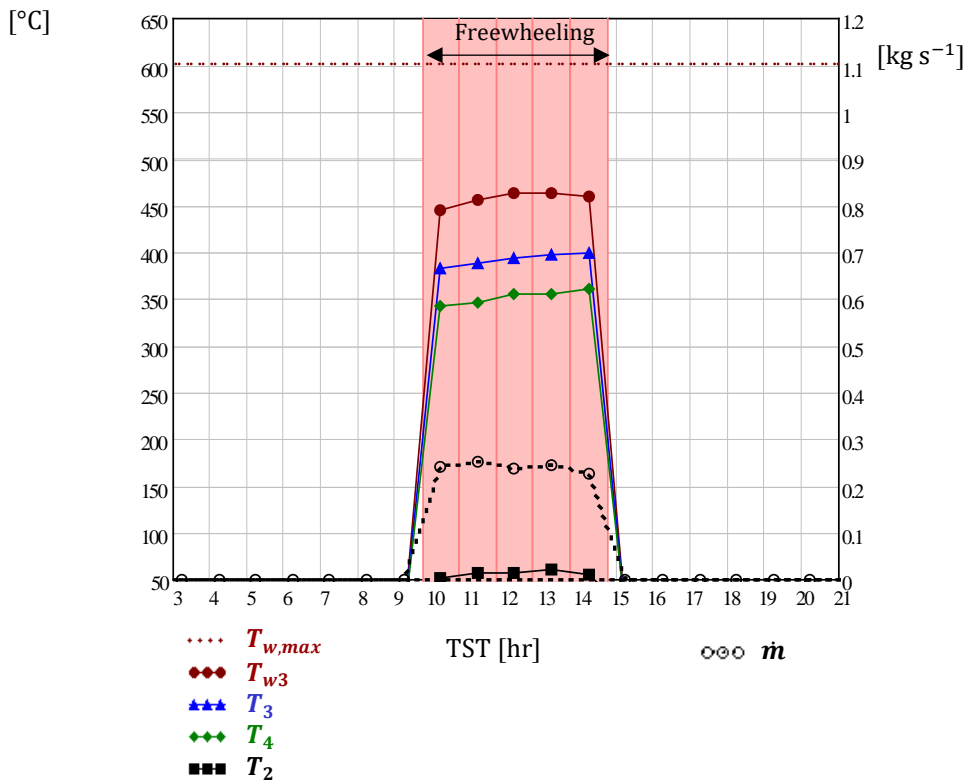
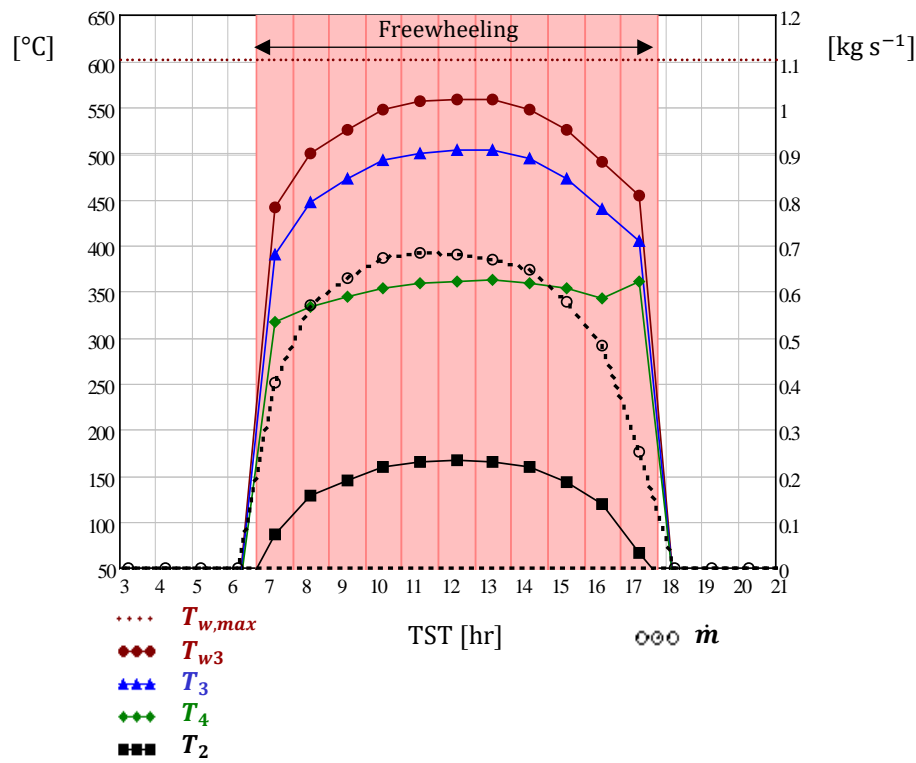


Fig.3. Temperaturas y caudal másico en un día típico de verano (a), temperaturas y caudal en día típicos de invierno (b). TMY en Santiago de Chile.

La extensión de las simulaciones a lo largo del año meteorológico típico TMY permite la evaluación de las horas de funcionamiento, así como la energía térmica entregada al usuario por cada mes y por año, entre otros parámetros

relevantes. La Fig.4 muestra la energía entregada por mes  $Q_a = \sum \dot{Q}_{a_i} \text{ hr}$  siendo  $i$  las horas de funcionamiento por cada mes y  $\dot{Q}_a = (T_4 c_{p,a} - T_{amb} c_{p,amb}) \dot{m}$  la potencia térmica entregada sobre la ambiente a  $T_{amb}$ . También se reportan las pérdidas térmicas  $Q_L = \sum \dot{Q}_{L_i} \text{ hr}$  y las pérdidas ópticas de los extremos  $Q_{fend} = \sum \dot{Q}_{fend_i} \text{ hr}$ , correspondientes a  $\dot{Q}_L = \dot{Q}_r - \dot{Q}_a$  y  $\dot{Q}_{fend} = \dot{Q}_s - \dot{Q}_r = \dot{Q}_s (1 - f_{end})$ . La energía solar normal directa disponible es  $Q_{bn} = \sum \dot{Q}_{bn_i} \text{ hr}$  con  $\dot{Q}_{bn} = G_{bn} L_m W_a n_s n_p$ . A lo largo del año la temperatura de entrega del aire varía entre 300 y 400 °C, mientras el caudal masico varía entre 0,2 y 0,7kg/s. El sistema entrega 394 MW hr a lo largo del año, funcionando 2340 hr, correspondiente a 620 kW hr  $\text{m}^{-2} \text{y}^{-1}$  frente a los 1800 kW hr  $\text{m}^{-2} \text{y}^{-1}$  de energía solar directa disponibles, con una eficiencia global media durante las horas de funcionamiento de  $\frac{Q_a}{Q_{bn}} = 0,34$ .

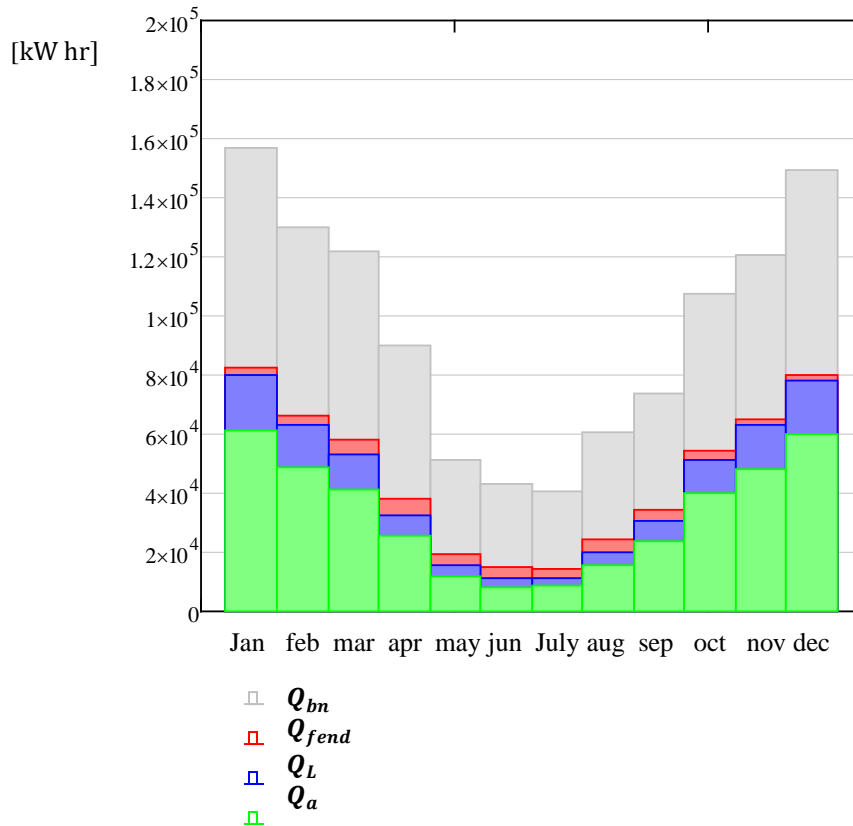


Fig.4. Energía por mes. Descomposición.

### CONCLUSIONES

Las necesidades de aire de procesos térmicos industriales de media temperatura, tanto en la industria minera como en otros sectores, se pueden satisfacer usando el sistema propuesto TURBOSOL, consumiendo energía completamente renovable y sin insumo de sustancias no naturales ni peligrosas; solo se emplea aire. Las necesidades de aire a menor temperatura también se pueden combinar mezclando el aire solar producido  $\dot{m}$  con aire ambiente  $\dot{m}_{amb}$ .

El aire de suministro se encuentra a temperatura suficientemente alta para favorecer su transporte hasta el punto de consumo y alimentar, puro o diluido, el secado de cobre, así como para precalentamiento del mineral. La desalinización solar también es una aplicación potencial de la tecnología presentada, entre otras. La ligera sobrepresión posible con este sistema permitiría burbujear en agua de mar o lodos, eliminando la acción de maquinaria en contacto. El uso de colector de canal cilindro-parabólico PTC permitiría una captación mayor del recurso solar disponible a la vez que reduciría la diferencia entre verano e invierno.

Los resultados indican que el sistema propuesto podría cubrir una parte relevante de las necesidades térmicas de una industria minera en la capital de Chile, Santiago, y en lugares con niveles de radiación solar similares. Es de prever que lugares con radiación solar más favorable en el norte de este país, esta solución presente aún mejores resultados.

### AGRADECIMIENTOS

Se agradece la financiación parcial del proyecto de Doctorado Industrial “Producción directa de aire a alta temperatura y a presión turboalimentada en colectores solares de concentración” BOCM (10/01/2018), Orden 4586/2017, de 13 de diciembre, proyecto IND2017/AMB7769.

La Dra. Mercedes Ibarra agradece la financiación de los proyectos 13CEI2-21803 de CORFO (Corporación de Fomento de la Producción) y CONICYT/FONDAP/15110019 “Solar Energy Research Center” SERC-Chile de CONICYT.

#### REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency, “KEY WORLD ENERGY STATISTICS 2019,” 2018.
- [2] S. Nasirov and C. A. Agostini, “Mining experts’ perspectives on the determinants of solar technologies adoption in the Chilean mining industry,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 95, no. July, pp. 194–202, 2018.
- [3] J. P. Paredes Sánchez, “Solar energy applications in mining: A case study,” *Green Energy Technol.*, no. 9783319541983, pp. 273–285, 2018.
- [4] S. J. Álvaro Jesam, Ignacio Moreno, María Eugenia Fernández, “Estudio de Diseño de Instituto Tecnológico Solar Minero (ITSM).” 2018.
- [5] Cochilco, “Water consumption forecast in copper mining 2017-2028,” p. 30, 2017.
- [6] F. Burkholder and C. Kutscher, “Heat-Loss Testing of Solel’s UVAC3 Parabolic Trough Receiver,” *NREL Tech. Rep.*, vol. TP-550-423, no. January, p. 19, 2008.
- [7] J. A. Duffie, W. A. Beckman, and J. McGowan, *Solar Engineering of Thermal Processes*, vol. 53, no. 4. 1985.
- [8] A. Rabl, *Active Solar Collectors and Their Applications*. 1985.
- [9] S. Karathanasis, *Linear Fresnel Reflector Systems for Solar Radiation Concentration*. 2019.
- [10] A. Heimsath, G. Bern, D. Van Rooyen, and P. Nitz, “Quantifying optical loss factors of small linear concentrating collectors for process heat application,” *Energy Procedia*, vol. 48, no. March 2016, pp. 77–86, 2014.
- [11] A. Habte et al., “Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Second Edition,” *Nrel*, no. December 2017, pp. 2.1-2.22, 2017.



## INSTALACIÓN DE CALOR SOLAR DE PROCESO EN UNA FÁBRICA DE CORCHO EXTREMEÑA

**Frasquet M.\***, **Trinidad M.J.\*\***, **Cuellar S.\*\***, **García R.\*\***, **Fernández M.\*\***, **Terruzzi C.\*\*\***, **Silva M.\***

\*Ingeniería Energética, Universidad de Sevilla, Camino de los Descubrimientos, s/n, 41092 Sevilla

\*\*Instituto del Corcho, la Madera y el Carbón Vegetal – CICYTEX. Pol. Industrial El Prado, C/ Pamplona, s/n, 06800 Mérida, Badajoz

\*\*\*SOLATOM, Universidad Politécnica de Valencia, C/ Pedro Duque, 7, 46022 Valencia

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.4147>

### RESUMEN

En Extremadura se produce 1/3 de la producción total de corcho de España. La mayor parte de este corcho se destina a la fabricación de tapones de corcho natural. En el proceso de fabricación de los tapones, el corcho natural tiene que ser cocido para que se vuelva más flexible. Durante el cocido, el corcho se sumerge en agua a 99 - 100 °C. Generalmente este agua se calienta mediante un quemador de pellets. En este trabajo se describe la instalación de concentración solar ubicada en la corchera Natural Cork. Esta instalación genera agua caliente para el proceso de cocido de la corchera. Esta instalación se ha probado durante la temporada de cocido de 2019-2020 consiguiendo aportar el agua de cocido de caldera desde los depósitos de almacenamiento de la planta.

**PALABRAS CLAVE:** Energía Solar, Corcho, Corchera, Media Temperatura

### ABSTRACT

1/3 of the total cork production in Spain is produced in Extremadura. Most of this cork is used to make cork stoppers. In the process of making cork stoppers, the cork has to be boiled to make it more flexible. During boiling, the cork is immersed in water at 99-100 °C. This water is usually heated by a pellet burner in a boiler. This work describes a solar plant located in the cork factory Natural Cork. This installation provides hot water for the cork boiling process. This installation has been successfully tested during the 2019-2020 cork boiling season, managing to supply the boiler hot water from the plant's storage tanks.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Cork, Cork factory, Medium Temperature

### INTRODUCCIÓN

Al año se extraen 61.700 toneladas de corcho en España, lo que supone el 30% de la producción de corcho a nivel mundial. Entre las comunidades Españolas con mayor relevancia se encuentra Extremadura, donde se producen alrededor de 21.820 toneladas al año (1/3 de la producción total de España). La mayor parte de este corcho se destina a la fabricación de tapones de corcho natural. Antes de ser procesado en tapones, el corcho natural tiene que ser cocido para que se vuelva más flexible. El proceso de cocido dura aproximadamente una hora, en la que el agua caliente aumenta el volumen del corcho alrededor de un 20%, tornándolo más liso y suave, luego más fácil de trabajar. El proceso de cocido es un proceso térmico donde el agua contenida en la caldera de cocido, se calienta hasta los 99 °C mediante hornos de leña (los cuales han ido siendo sustituidos progresivamente por quemadores de pellet).

Extremadura cuenta con una radiación solar excelente, la zona de Badajoz por ejemplo tiene una irradiación global media diaria de 5,02 (Aemet, 2012), por lo que la sitúa como una de las áreas españolas con mayor potencial para las aplicaciones solares. En este trabajo se describe la implementación y los resultados de una planta de concentración solar (ver Fig. 1) para suministrar agua caliente a la caldera de cocción de la corchera Natural Cork ubicada en San Vicente de Alcántara (a 63 km de Badajoz).



Fig. 1 Planta solar de concentración en Natural Cork

### PROCESO DE COCIDO DE CORCHO EN NATURAL CORK

El cocido del corcho en Natural Cork se realiza mediante una única caldera de cocido. La caldera es de acero inoxidable y tiene alrededor de 10,12 m<sup>3</sup> de volumen (2,25 x 1,5 x 3 m). La caldera de cocción se calienta a través de un quemador de pellets de 300 kW situado en la parte inferior de la caldera. El corcho se introduce por la parte de arriba en fardos, y se sumerge en el interior de la caldera. El volumen interno de agua de la caldera es de 6.000 litros (descontando el volumen del fardo de corcho). El agua de llenado de la caldera proviene de un depósito al que alimenta un pozo. El llenado de la caldera se realiza mediante una válvula manual, por diferencia de nivel entre el depósito de alimentación y la caldera. La Fig.2 muestra una imagen de la caldera de cocción de corcho de Natural Cork.

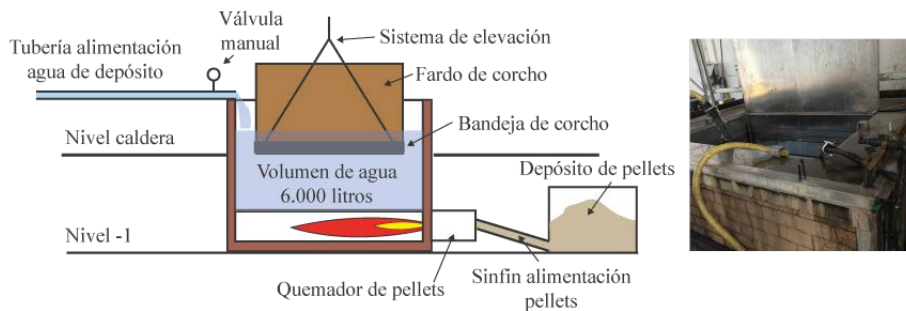


Fig. 2 Esquema e imagen de la caldera de cocción de corcho de Natural Cork

En una semana de operación normal en Natural Cork se suele dejar preparada la caldera con el agua limpia el viernes, para comenzar a operar el lunes siguiente a primera hora de la mañana. El domingo el quemador se pone en marcha unas horas (de 15:00 a 19:00 horas aproximadamente), para ir calentando el agua. Durante el calentamiento previo a la jornada de producción, el consumo es de aproximadamente 250 kg de pellets, y la temperatura del agua en el interior de la caldera pasa de 22 °C a 75 °C. La caldera se tapa para mantener la temperatura lo máximo posible. El lunes, 5 horas antes de comenzar a cocer, el quemador se pone nuevamente en marcha para completar el calentamiento del agua, y una vez alcanzada la temperatura de consigna (99 – 100 °C), el quemador reduce la potencia. Se destapa la caldera y comienzan a introducirse los fardos de corcho. Durante un día de cocido normal se realiza entre 7 y 8 cocidos o “calderadas”. Cada calderada dura entre 70 y 75 minutos. En cada calderada, se va añadiendo agua fría manualmente para reponer las pérdidas debidas a la evaporación y a la absorción del corcho. Esta agua fría debe ser calentada por el quemador de pellet. El quemador de pellet opera alrededor de 40 min para manetener la temperatura de cocido cercana a los 97 °C. Con cada calderada el agua de la caldera se hace más turbia, siendo necesaria cambiarla por completo 2 veces por semana. Durante los fines de semana no se cuece corcho.

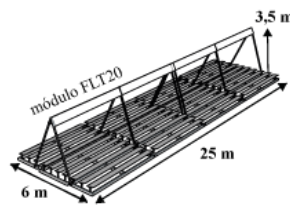
## INSTALACIÓN SOLAR

El objetivo de la instalación solar instalada en Natural Cork es precalentar el agua de alimentación de la caldera de cocción para así reducir el consumo del quemador de pellets. El campo solar está compuesto por 4 módulos de concentración solar FLT20 del fabricante SOLATOM. Los módulos tienen una óptica Fresnel lineal y cada uno de ellos tiene una potencia nominal de 14,5 kWt, y un área de apertura de 26,4 m<sup>2</sup>. Los 4 módulos están ubicados en serie con una orientación Norte-Sur (con un desvío de 13° a Este). La superficie total ocupada por el campo solar es de aproximadamente 150 m<sup>2</sup>, y está localizada en la parte Sur de la fábrica, a escasos 7 metros de la caldera de cocido (ver Fig. 3).

San Vicente de Alcántara (Badajoz) Lat:39.361308, Long: -7.144506



3D del campo solar



Características de los módulos FLT20

Datos para 1 módulo	
Potencia entregada*	14,5 kWt
Apertura neta de espejos	26,4 m <sup>2</sup>
Superficie necesaria	36 m <sup>2</sup>
Peso específico (relativo al área del colector)	26 kg/m <sup>2</sup>
Max. velocidad de viento en operación	70 km/h
Max. velocidad viento (en protección)	150 km/h
Vida útil	20 años

\* Condiciones de referencia: DNI=900 W/m<sup>2</sup>, T<sub>amb</sub>=15°C, T<sub>amb</sub>=180°C, T<sub>amb</sub>=30°C, θ<sub>inc</sub>=15°, θ<sub>ref</sub>=0°

Fig. 3 Localización del campo solar y sus principales características

El campo solar está conectado a dos depósitos, mediante un intercambiador de calor. El circuito primario o solar, utiliza una mezcla de agua glicolada trabajando a 6 bar de presión. El circuito secundario trabaja con agua a 5 bar de presión. Los depósitos pequeño y grande, son de 1.000 y 5.000 litros respectivamente. La función del depósito pequeño es la de proporcionar agua caliente a la balsa de cocido durante las “calderadas”, el depósito grande tiene como objetivo aportar agua caliente a la balsa cuando esta se reemplaza (ver Fig. 4).

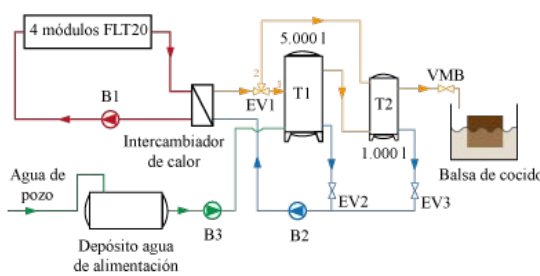


Fig. 4 Esquema hidráulico e implementación en campo

## MODOS DE OPERACIÓN

Durante el funcionamiento normal el campo solar se activa cuando la radiación solar supera los 200 W/m<sup>2</sup> medida en el piranómetro de la planta. Al activarse el campo la bomba B1 arranca y el fluido comienza a circular en el primario del campo solar. Este modo de operación se denomina precalentamiento (modo 1 en Fig. 5). Cuando la temperatura en el primario supera la temperatura del secundario, la bomba B2 arranca, y la energía del primario empieza a calentar los depósitos de almacenamiento. Entre semana el campo solar calienta el depósito de 1.000 litros, el cual únicamente da servicio al agua entre calderadas. Para ello se pone en posición 2 la electroválvula de 3 vías EV1, se cierra la electroválvula EV2, y se abre la EV3 (modo 2 en Fig. 5). Durante los fines de semana, cuando no hay cocido de corcho, el campo solar calienta ambos depósitos. Para ello la EV1 se pone en posición 1, la EV2 se cierra, y la EV3 se abre. Las bombas B1 y B2 están en funcionamiento (modo 4 en Fig. 5). Si el depósito de 1.000 litros estaba cargado previamente y se desea únicamente cargar el depósito de 5.000 litros la válvula EV2 se abre mientras que la EV1 permanece cerrada (modo 3 en Fig. 5).

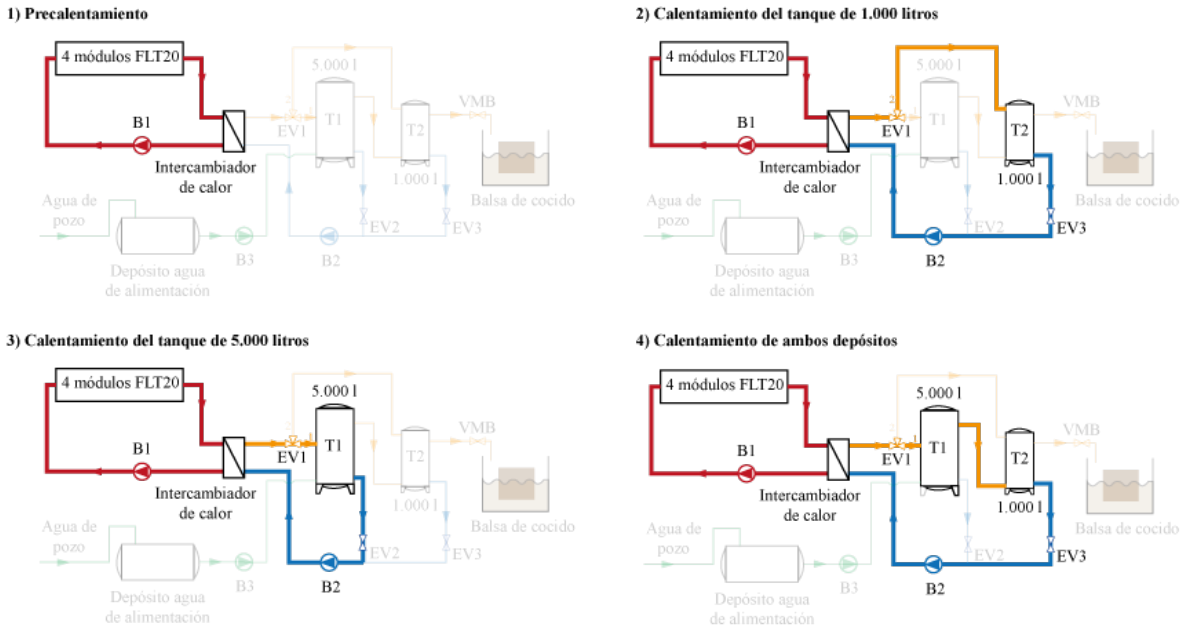


Fig. 5 Modos de operación de carga utilizados en la planta solar

Cuando se desea rellenar la caldera de cocido con agua caliente, se abre la válvula manual VMB y el agua comienza a circular. La presión del secundario cae progresivamente y cuando alcanza los 3 bares la bomba B3 se activa introduciendo agua del depósito, y presurizando de nuevo el circuito. La descarga puede realizarse mientras los depósitos están cargándose (modo 6 en Fig. 6) o cuando no existe carga del campo solar (modo 5 en Fig. 6)

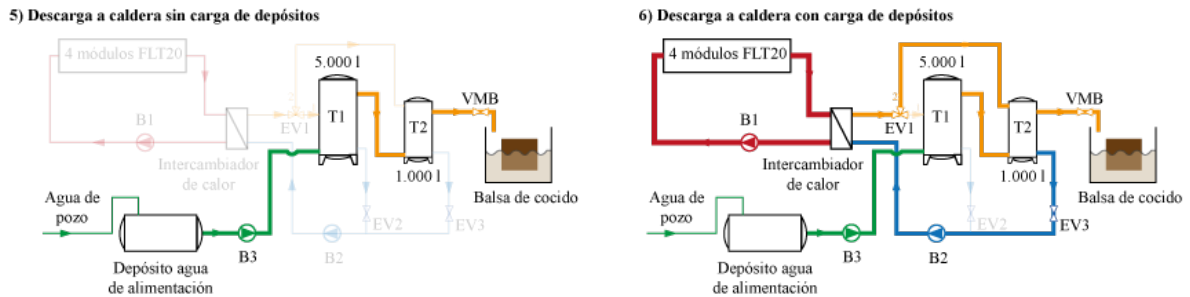


Fig. 6 Modos de operación de descarga utilizados en la planta solar

## OPERACIÓN

La planta solar ha tenido un funcionamiento continuado desde Octubre 2019, cuando la planta se puso en funcionamiento, hasta Mayo 2020, cuando terminó la temporada de cocido. Desde Junio 2020 la planta se ha puesto en funcionamiento en momentos puntuales para analizar su comportamiento en los meses de verano.

La figura 7 muestra la operación de la planta durante el día 2 de Septiembre de 2020. Durante este día no hay cocido de corcho por lo que la planta únicamente carga los depósitos aumentando su temperatura hasta la temperatura objetivo (82 °C en este caso). La operación comienza a las 9:30 cuando la bomba B1 del campo se pone en funcionamiento y la planta solar empieza a precalentar (modo 1 Fig. 5). A las 9:45 el campo solar está más caliente que el depósito T2 de 1.000 litros, y por tanto ya es posible empezar a calentar el depósito. La planta solar pasa a modo 2. La temperatura del depósito T2 comienza a subir desde los 38 °C iniciales, hasta que a las 12:10 se alcanza la temperatura objetivo. En ese momento las electroválvulas actúan y se cambia el modo al 3. En este modo el campo solar calienta el depósito T1 de 5.000 litros. A las 18:00 el modo vuelve a cambiar al 2 ya que el depósito T2 ha bajado su temperatura. En apenas 10 minutos el campo solar vuelve a poner el depósito T2 a la temperatura objetivo y de nuevo se reanuda la carga del T1. La operación de la planta para alrededor de las 20:00. Al final del día el

depósito T2 ha alcanzado su temperatura objetivo, subiendo de 38 a 82 °C, y el depósito T2 ha subido de 39 °C a 80 °C.

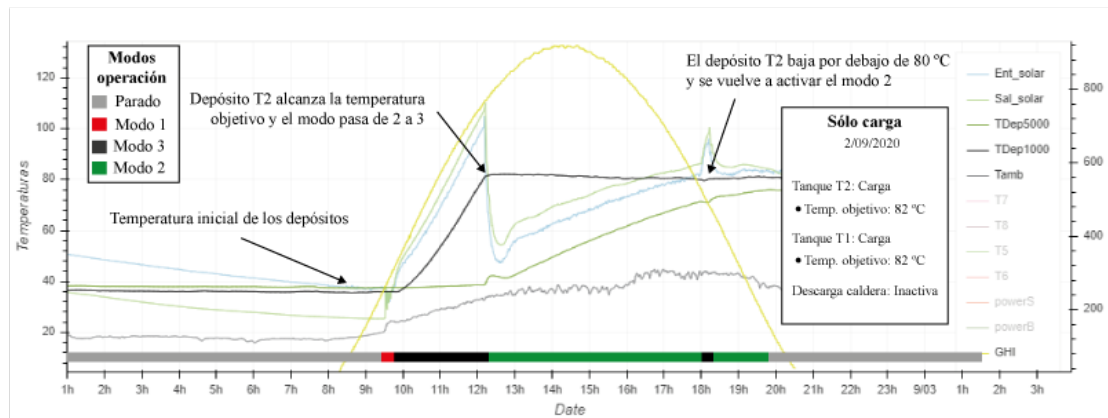


Fig. 7 Operación el 2 de Septiembre de 2020

En el ejemplo de operación anterior la corchera no está cociendo por lo que no se descarga agua caliente a la caldera. A continuación se presenta un caso donde además de cargar los depósitos, también se descarga a la caldera. La figura 8 muestra la operación de la planta durante el día 18 de Mayo de 2020, uno de los últimos días de cocido de la temporada. Durante este día el campo solar calienta el depósito T2 a 80 °C (temperatura objetivo para ese día), cuando lo consigue pasa a calentar el depósito T1. Durante este día se producen 6 calderadas. En cada calderada se descargan 1.000 litros de agua caliente del depósito T2 a la caldera de cocción. El modo de funcionamiento cuando hay descarga a caldera y carga a depósitos es el 6 (ver Fig. 5). Tal y como se puede observar con cada descarga la temperatura del depósito T2 (línea negra “TDep1000”) cae al ser rellenado por agua más fría del depósito T1. El campo solar consigue recuperar la temperatura del depósito T2 a 80 °C antes de la siguiente calderada. La temperatura del depósito T1 (línea verde “TDep5000”) va cayendo también con cada calderada al ser rellenado con agua fresca del tanque de alimentación. A las 17:10 termina la última calderada y el campo solar calienta de nuevo el depósito T2 (modo 2 Fig. 5), quien llega a los 80 °C objetivo a las 18:40. En ese momento el campo pasa a calentar el depósito T1 (modo 3 Fig. 5), quien termina a 51 °C al finalizar el día. Durante el atardecer y noche de ese día, los depósitos sufren un enfriamiento progresivo. La pérdida de temperatura durante la noche en el depósito T1 es de 1,23 °C, mientras que en el depósito de 1.000 litros es de 3,89 °C.

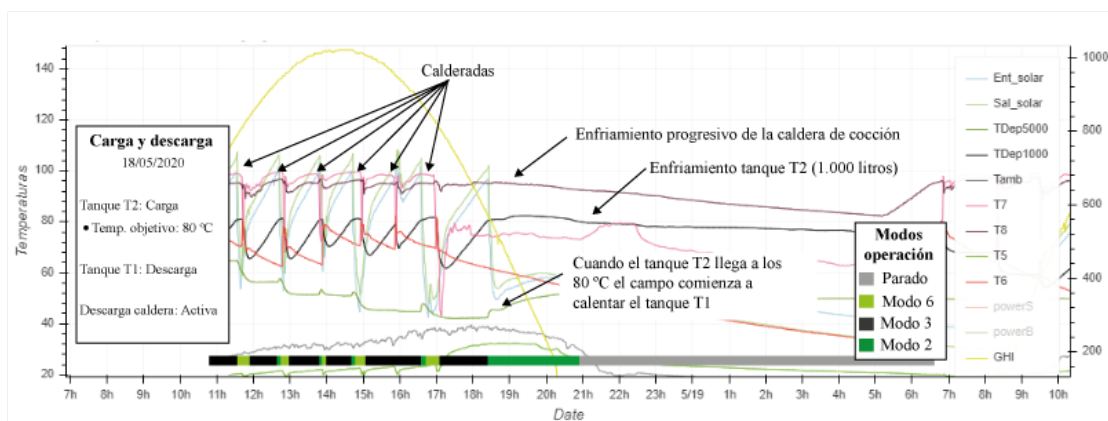


Fig. 8 Operación el 18 de Mayo de 2020

## CONCLUSIONES

El sector del corcho natural en España presenta un gran potencial para integrar sistemas solares de concentración. Además de estar la mayoría de corcheras ubicadas en una de las zonas con mayor radiación del país, las temperaturas necesarias en el proceso de cocción son fácilmente alcanzables por captadores de concentración de media temperatura. La operación de la planta solar de concentración de Natural Cork ha demostrado como una instalación de estas características es capaz de aportar agua caliente durante las calderadas, así como durante el relleno de la caldera.

#### AGRADECIMIENTOS

A la empresa Natural Cork, por su total colaboración en este trabajo, facilitando la instalación y el manejo del sistema solar y de su sistema de producción. Este trabajo está enmarcado en el proyecto IDERCEXA (Investigación, Desarrollo y Energías Renovables para la mejora del tejido empresarial en Centro, EXtremadura y Alentejo), el cual está cofinanciado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional FEDER a través del Programa Interreg V-A España-Portugal (POCTEP) 2014-2020.

#### REFERENCIAS

Aemet. 2012, “Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT”

**SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA DE RECEPTOR CENTRAL DE PEQUENA POTÊNCIA PARA FORNECIMENTO DE ELECTRICIDADE E CALOR NA INDÚSTRIA AGROALIMENTAR****Cardoso J.P.\*, Maag G.\*\*, Bezerra P.H.S\*\*, Oliveira C.\*\*, Mendes J.F.\***

\* Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649-038 Lisboa, Portugal, [joao.cardoso@lneg.pt](mailto:joao.cardoso@lneg.pt)

\*\*Departamento de Engenharia de Biosistemas, Universidade de São Paulo, Av. Duque de Caxias Norte, 225, 13635-900 – Pirassununga – SP – Brasil

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.4148>

**RESUMO**

Dada a importância económica da indústria agroalimentar e o seu peso no consumo total de energia, é imperativo promover medidas de eficiência energética e introdução de fontes de energia renováveis neste sector por forma a reduzir a sua pegada ambiental e promover o seu desenvolvimento sustentável. Este trabalho foca-se num modelo TRNSYS desenvolvido com o objectivo de estudar a integração da energia produzida por um sistema de receptor central de pequena potência em matadouros brasileiros. É apresentado o modelo e resultados de simulação de uma instalação de demonstração, construída no campus de Pirassununga da Universidade de São Paulo. Este sistema permite fornecer 70 kW de potência eléctrica e 300 kW de potência térmica, suprimindo as necessidades energéticas de um matadouro. Simulações de desempenho anual indicam que este sistema solar térmico concentrador permite o fornecimento de 394 MWh de electricidade e entre 190 a 236 MWh de água quente aos processos industriais do matadouro, suprimindo a totalidade do consumo eléctrico e entre 96 a 99% das necessidades de energia térmica.

**PALAVRAS-CHAVE:** Solar Térmico de Concentração, Sistema de Receptor Central, Calor Solar para Processos Industriais

**ABSTRACT**

Given the economic relevance of the food processing industry and its weight in the total energy consumption, it is imperative to promote energy efficiency measures and the introduction of renewable energy sources in this sector in order to reduce its environmental footprint and promote its sustainable development. This work focuses on a TRNSYS model developed with the purpose of studying the integration of energy produced by a small scale central receiver system in Brazilian abattoirs. The model and simulation results are presented for a demonstration installation, built at the São Paulo University Pirassununga campus. This system is able to supply 70 kW of electric power and 300 kW of thermal power, covering the energy needs of the abattoir. Annual performance simulations show this concentrating solar thermal system to be able to supply 394 MWh of electricity and between 190 to 236 MWh of hot water to the abattoir industrial processes, covering all electricity demand and between 96% to 99% of its thermal energy demand.

**KEYWORDS:** Concentrating Solar Power, Central Receiver System, Solar Heat for Industrial Processes

## INTRODUÇÃO

A agro-indústria é um sector relevante nos países emergentes da América Latina (Argentina e Brasil) e nos países em vias de desenvolvimento, representando uma fracção substancial da sua produção industrial. Este sector não só é considerado um forte dinamizador do crescimento económico de longo prazo nesses países como contribui, em conjunto com o sector agrícola, cerca de 20 a 30% do Produto Interno Bruto (PIB) nos países menos desenvolvidos (Organização das Nações Unidas, 2017).

A indústria do processamento de produtos alimentares é um grande consumidor de energia, tendo representando em média aproximadamente 2% do consumo total de energia entre 2011 e 2012 a nível mundial (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico, 2017). Como se observa na Fig. 1, o peso deste sector no consumo total de energia é bastante diferente entre os diversos países, oscilando nesse período entre os 2% a 6% nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), podendo mesmo atingir valores superiores a 10% em alguns países não OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico, 2017). Por exemplo, no Brasil, foco deste trabalho, o consumo de energia na indústria agro-alimentar é estimado em cerca de 10% do consumo total de energia do país.

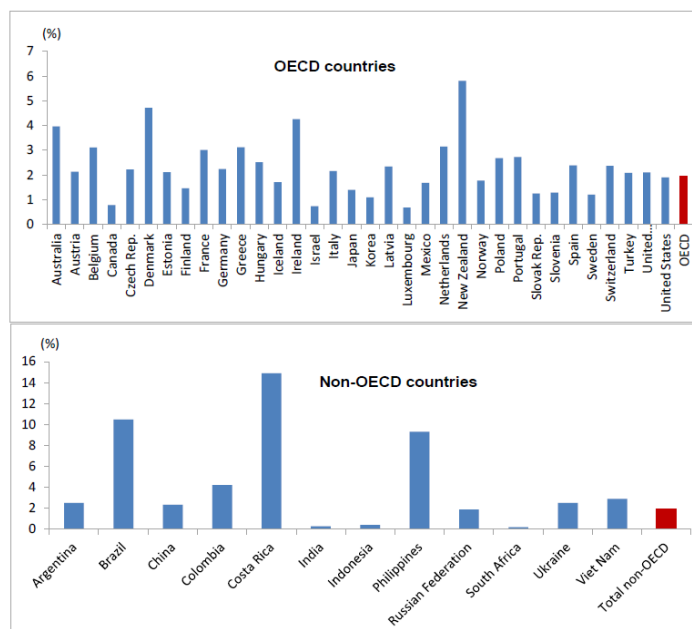


Figura 1. Consumo de energia no sector agro-alimentar como fracção do consumo total de energia no período 2011-2012 (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico, 2017).

Actualmente, as necessidades energéticas deste sector são satisfeitas predominantemente com combustíveis fósseis. Desta forma, considerando a importância económica da indústria agro-alimentar e o seu peso no consumo total de energia, é necessário promover medidas de eficiência energética e a introdução de fontes de energia renováveis de forma a reduzir a pegada ambiental e promover o desenvolvimento sustentável deste sector.

### O Caso Brasileiro e o Sector Pecuário

Em 2014 o sector agro-industrial representou 21,3% do PIB brasileiro (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2017). Adicionalmente, os produtos agro-alimentares brasileiros apresentam um elevado nível de penetração nos mercados internacionais, revestindo-se este sector de grande importância na balança comercial brasileira (Perobelli et al. 2017). Os produtos resultantes da actividade pecuária representam a segunda maior categoria de produtos agro-industriais exportados pelo Brasil (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2017), atingindo em 2014 18% das receitas de exportação deste sector.

Em 2016 foram processadas no Brasil mais de 30 milhões de cabeças de gado, um valor que se espera vir a aumentar a uma taxa anual de 2,4% até 2026 (Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2016 e Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2017). Este processamento ocorre em instalações industriais de grande dimensão que operam continuamente (24/7) com capacidades de processamento 500 a 700 cabeças por dia.

O consumo de energia necessário a este processamento depende significativamente do grau de automação e modernidade das instalações. No caso do estado de São Paulo, o consumo de energia por animal processado varia



entre os 70 a 300 kWh, dos quais cerca de 80 a 85% correspondem a calor e o restante a energia eléctrica (Pacheco e Yamanaka, 2006). Tipicamente o calor é consumido em actividades como a esterilização e limpeza de equipamentos e instalações ou a confecção das carnes. Este consumo ocorre maioritariamente de duas formas: água quente com temperaturas entre os 60 e 100 °C e vapor com temperatura até 120 °C (Pacheco e Yamanaka, 2006).

### Sistemas de Concentração Solar Térmica

Os sistemas de concentração solar térmica (CST) permitem o fornecimento de electricidade e calor de forma dedicada ou em sistemas de cogeração. Adicionalmente, podem ser hibridizados com outras fontes de energia renovável, como os biocombustíveis, assegurando um fornecimento contínuo de energia descarbonizada nestas indústrias.

No entanto, a instalação em larga escala de sistemas CST no sector agro-industrial requer a existência de modelos de simulação capazes de prever o desempenho energético desses sistemas, permitindo a realização rápida e custo-eficiente de estudos de pré-dimensionamento e viabilidade. Este trabalho pretende contribuir para o estudo e promoção da integração da energia produzida por uma instalação CST em regime de co-geração no sector agroalimentar brasileiro, apresentando um modelo e resultados de simulação para uma instalação de demonstração, actualmente em construção no campus de Pirassununga da Universidade de São Paulo (USP).

### CENTRAL DE DEMONSTRAÇÃO DE PIRASSUNUNGA

Uma das instalações de demonstração desenvolvidas no âmbito do projecto SMILE (*Solar-Hybrid Micro-Turbine Systems for Co-Generation in Agro-industrial Electricity and Heat Production*) localiza-se no campus da USP em Pirassununga, Estado de São Paulo, Brasil (21.950° S, 47.453° W). Esta instalação (ver Fig. 2 e 3) consiste num sistema de receptor central composto por um receptor volumétrico aberto, um bloco de potência do tipo Ciclo de Rankine Orgânico (ORC) com sistema de aproveitamento de calor em co-geração e um queimador auxiliar alimentado por biogás.

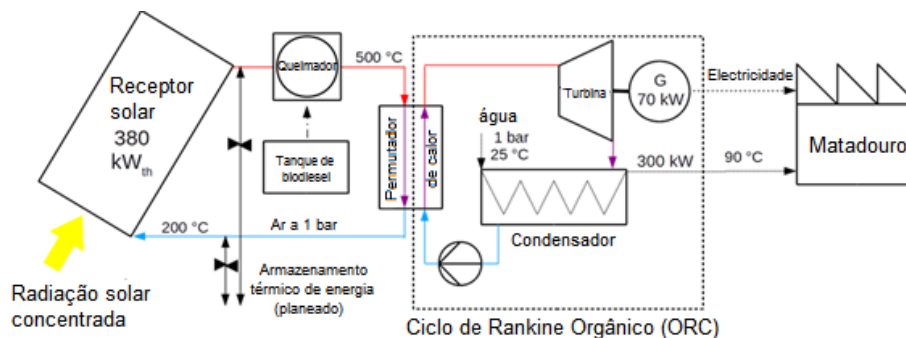


Figura 2. Esquema de princípio da instalação de demonstração em construção no campus de Pirassununga da USP.

Quando concluído, o campo solar terá uma área reflectora total de 1 260 m<sup>2</sup> e será composto por 140 helióstatos, cada um com uma área reflectora total de 9 m<sup>2</sup> resultante da utilização de um conjunto de nove facetas reflectoras (1 m<sup>2</sup> cada) dispostas numa configuração quadrada (3 por 3). Este concentrará a radiação solar num receptor volumétrico aberto, baseado no conceito SolAir (Télez, et al. 2004), que terá potência térmica nominal de 380 kW. O permutador de calor do ORC será alimentado por ar quente a 500 °C proveniente do receptor solar e/ou do queimador auxiliar. Este sistema permite fornecer 70 kW de potência eléctrica - que será injectada na rede do campus - e 300 kW de potência térmica - fornecida a um matadouro sob a forma de água quente a 90 °C de temperatura.

### MODELO DE SIMULAÇÃO DA CENTRAL CST

A modelação e simulação do desempenho anual desta instalação foi efectuada com o programa *TRNSYS*. Este programa permite ao utilizador descrever o sistema a modelar através da definição de um conjunto de componentes modulares e das interligações entre componentes - definindo fluxos de massa, energia e informação (Eustáquio 2011).

A Fig. 4 apresenta graficamente o modelo *TRNSYS* desenvolvido para simulação da central CST.

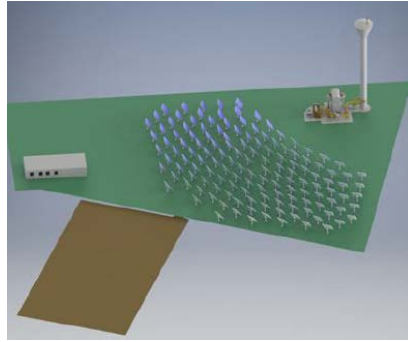


Figura 3. Ilustração artística da central CST projectada no projecto SMILE para instalação no campus da USP, Pirassununga, Brasil.

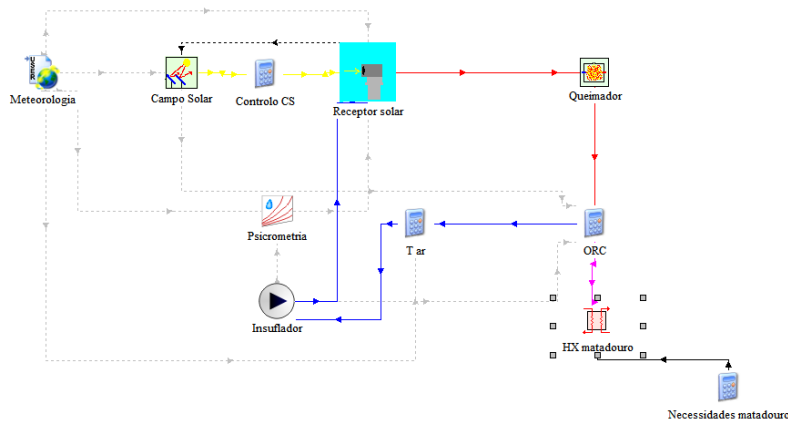


Figura 4. Modelo TRNSYS da central CST instalada no campus da USP em Pirassununga, Brasil.

Este é composto por diferentes componentes cuja função se descreve de forma simplificada:

- Meteorologia, *Type 99* – Efectua a importação dos dados meteorológicos utilizados na simulação a partir de um ficheiro CSV. Para a realização deste trabalho foram utilizados dados meteorológicos medidos no local da instalação ao longo do ano de 2016. Para além da importação de dados, este modelo efectua a interpolação dos dados meteorológicos e o cálculo da posição solar para cada instante de tempo da simulação.
- Campo Solar, *Type 394* – Efectua o cálculo da potência radiante proveniente do campo solar incidente no receptor e da potência radiante perdida por desfocagem controlada dos heliostatos.
- Controlo CS – Corrige a potência radiante incidente no receptor de acordo com a fracção de campo solar fora de foco.
- Receptor, *Type 422* – Modela o desempenho térmico do campo solar, calculando a potência útil absorvida pelo receptor e a temperatura de saída do fluido de transferência de calor.
- Psicrometria, *Type 33* – Calcula a entalpia do ar que entra no receptor de acordo com a sua temperatura e humidade.
- Insuflador, *Type 3c* – Impõe o caudal de ar no receptor.
- T ar – Calcula a temperatura do ar à entrada do receptor resultante da mistura de ar atmosférico e ar de recirculação.
- Queimador, *Type 426* – Modela um queimador auxiliar alimentado por biogás, calculando a massa de combustível necessária para manter o fluido de transferência de calor à temperatura desejada.
- ORC – Modelo de caixa negra do Ciclo de Rankine Orgânico implementado através de um conjunto de relações conhecidas que definem a potência eléctrica e térmica produzida como função da potência térmica fornecida pelo sistema solar e o queimador auxiliar.
- HX matadouro, *Type 5* – Modela a transferência de calor rejeitado pelo ORC para a água de abastecimento do matadouro.
- Necessidades matadouro – Impõe o caudal de água que passa no permutador de calor do matadouro consoante as necessidades de água quente existentes.

Campo Solar

A caracterização do desempenho do campo solar foi realizada por simulação de traçamento de raios, utilizando-se o software *Tonatiuh* (Blanco et al, 2005) para mapear a eficiência do campo solar em função da posição do Sol. A matriz de eficiência óptica do campo solar resultante deste mapeamento é utilizada como informação de entrada no modelo *TRNSYS*. Para a obtenção desta matriz de eficiência óptica consideraram-se intervalos de 30° para o ângulo azimutal e de 15° para o ângulo de elevação solar (ver Fig. 5).

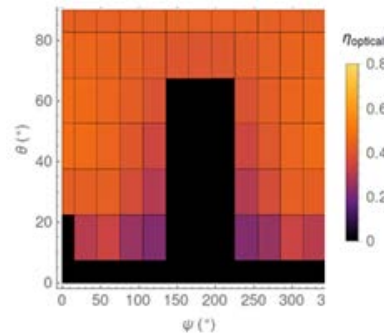


Figura 5. Matriz de eficiência óptica do campo solar do sistema de receptor central.

Os valores obtidos para a eficiência óptica deste sistema são relativamente reduzidos. Tal deve-se às características e restrições técnicas impostas pelo receptor utilizado que limitam a utilização de campos solares com geometrias mais adequadas à latitude da instalação.

O desempenho do campo solar é introduzido na simulação *TRNSYS* através do componente *Type 394* (Schwarzböl, 2006). Este efectua uma interpolação dos valores constantes na matriz de eficiência óptica de acordo com a posição solar calculada em cada passo de tempo da simulação. Uma vez determinada a eficiência óptica, a potência radiante proveniente do campo solar incidente no receptor é calculada de acordo com a Eq. 1:

$$\dot{Q}_{CS}(\psi, \theta) = A_{CS} DNI \eta_{optico}(\psi, \theta) \Gamma \tag{1}$$

onde DNI representa a irradiância directa no plano normal,  $A_{CS}$  a área de abertura do campo solar e  $\Gamma$  a fracção do campo solar que está a focar no receptor.

Validação do Modelo

Devido a constrangimentos diversos, a construção da central de Pirassununga não deverá ocorrer antes de 2021. Desta forma, não é possível efectuar a validação experimental do modelo. No entanto, por forma a verificar a razoabilidade do modelo desenvolvido, foi efectuada uma verificação do modelo, comparando-se os valores nominais de operação (Tabela 1) da central com os resultados obtidos pelo modelo quando operado no regime nominal.

Tabela 1. Valores nominais de operação da central de demonstração.

Fluxo radiativo incidente no receptor	397 kW/m <sup>2</sup>
Potência radiante fornecida pelo campo solar	465 kW
Potência fornecida pelo receptor solar	412 kW
Eficiência térmica do receptor solar	0.887
Potência eléctrica bruta produzida pela turbina ORC	70 kW
Potência térmica disponível para o matadouro	300 kW

Verificou-se que, considerando a operação em regime nominal, o modelo apresenta resultados com diferenças inferiores a 3% dos valores de projecto, sobrestimando sempre o desempenho energético da central.

Tabela 2. Comparação dos resultados da simulação com os valores de projecto para o ponto de operação nominal.

	Valor de projecto	Resultado da simulação	Diferença relativa
Potência fornecida pelo receptor solar	412	422.2	2.5%
Potência eléctrica bruta produzida pela turbina ORC	70	71.9	2.6%
Potência térmica disponível para o matadouro	300	307.9	2.6%

## SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO ANUAL DA INSTALAÇÃO

O matadouro do campus da USP em Pirassununga é uma instalação de ensino pelo que apresenta necessidades energéticas muito menores do que uma instalação comercial. Na ausência de dados de consumo de energia medidos no local, o consumo de energia da instalação foi estimado a partir da informação existente na literatura (Pacheco e Yamanaka, 2006) e de informação obtida pessoalmente junto dos operadores do matadouro. Estimou-se que existe uma necessidade de potência eléctrica de 3,03 kW durante os dias de semana entre as 16h e as 8h (funcionamento das câmaras frigoríficas) e de 11,53 kW no restante período desses dias. Durante o fim de semana apenas estão em operação as câmaras frigoríficas pelo que se estima uma necessidade médio de 3,03 kW. No que respeita às necessidades de calor, estimou-se que esta varie entre 85 a 108,8 kW nos dias de semana entre as 8h e as 16h.

Comparando o consumo estimado com os parâmetros nominais do sistema CST torna-se obvio que este está sobredimensionado para as necessidades existentes. O excesso de energia eléctrica será injectado na rede do campus e consumido localmente. No entanto, o calor em excesso será desperdiçado dado não existir mais nenhum consumidor local. Apesar deste facto, em toda a análise subsequente considerar-se-á apenas a energia consumida no matadouro.

Considerando estas necessidades e dados meteorológicos recolhidos no campus de Pirassununga no ano de 2016, procedeu-se à realização da simulação da operação anual da instalação. Os resultados dessa simulação são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Resultados da simulação da operação da instalação no ano de 2016: Energia mensal e anual fornecida pelos vários subsistemas da instalação.

Month	Solar [MWh]	Campo Solar [MWh]	Desfocada [MWh]	Receptor [MWh]	Biodiesel [MWh]	Electricidade bruta [MWh]	Electricidade líquida [MWh]	Calor ORC [MWh]	Calor matadouro - 1 [MWh]	Calor matadouro - 2 [MWh]
Janeiro	125	48	1	40	261	55	34	236	19	15
Fevereiro	163	65	2	54	217	50	30	212	18	15
Março	165	66	1	55	245	55	34	235	21	17
Abril	243	95	4	79	210	53	32	227	20	16
Mai	157	62	2	52	248	55	34	235	19	15
Junho	180	70	1	58	232	53	32	227	20	16
Julho	244	94	2	78	221	55	33	235	20	16
Agosto	224	86	4	72	227	55	33	235	20	16
Setembro	215	84	4	70	220	53	32	227	20	16
Outubro	201	77	4	64	235	55	33	235	19	15
Novembro	168	65	2	54	236	53	32	228	20	16
Dezembro	194	74	3	62	238	55	33	235	21	17
Produção anual	2278	885	30	737	2790	646	394	2767	236	190

Estima-se que o consumo anual de energia eléctrica no matadouro do campus da USP em Pirassununga seja de 44 MWh e que as necessidades de calor associadas ao consumo anual de água quente se situem entre 192 a 245 MWh. Os resultados da simulação do sistema CST e da sua integração no fornecimento de energia ao matadouro indicam que este poderá fornecer 394 MWh de energia eléctrica e entre 190 a 236 MWh de energia térmica sob a forma de água quente a 90 °C. Como previsto anteriormente, as necessidades de energia eléctrica do matadouro são totalmente cobertas pelo sistema, no entanto, existe uma reduzida fracção das necessidades térmicas anuais, entre 1 a 4%, que não são supridas.

Observando-se a Tabela 3, verifica-se que o sistema solar disponibiliza uma quantidade de energia térmica largamente superior à procura (2767 MWh vs 190-236 MWh). A razão desta aparente contradição é revelada notando-se que a temperatura máxima do circuito de condensação do ORC é de 90 °C e que existe um permutador de calor entre este e a água utilizada pelo matadouro. Tal resulta numa diferença de temperatura entre a o circuito de condensação e a água quente produzida, que terá obrigatoriamente uma temperatura inferior a 90 °C. Se se eliminar este permutador de calor intermédio o sistema passará a ser capaz de cobrir 100% das necessidades de energia do matadouro.

Note-se igualmente que o excesso de energia térmica terá de ser obrigatoriamente eliminado sob pena de a turbina ORC ter de parar de funcionar. Desta forma, o sistema demonstrador deverá estar dotado de um dissipador de energia.

Observando os valores da energia consumida sob a forma de biogás conclui-se da relevância da capacidade de hibridização deste sistema. Efectivamente, o biogás representa 79% da energia recebida pela central CST, representando a energia solar apenas 21%. Esta diferença pode ser explicada por dois factores: a reduzida eficiência do campo solar devido à utilização de uma geometria do campo solar - imposta por limitações do receptor utilizado - que não está optimizada para a localização da instalação; a operação contínua da central, algo essencial numa aplicação a um matadouro comercial, mas que não é benéfica no caso em estudo.

Outro aspecto relevante identificado na análise dos resultados desta primeira simulação (ver Tabela 3) é o elevado consumo parasítico de energia eléctrica, que representa 39% da electricidade produzida anualmente pela central.

A Fig. 6 apresenta as temperaturas em vários pontos do sistema resultantes da simulação da sua operação no dia 1 de Janeiro de 2020. Em consonância com o funcionamento contínuo imposto à central para os fins desta simulação, verifica-se que durante o período noturno a queima de biogás mantém o sistema a operar em condições nominais. Com o nascer do Sol e o aumento da potência radiante concentrada pelo campo solar no receptor, o consumo de biogás diminui até cessar, altura em que o sistema é totalmente alimentado por energia solar. Observa-se que durante um curto período de tempo a temperatura do ar à saída do receptor supera o valor nominal de operação (500 °C) até o controlador da central iniciar o processo de desfocagem parcial do campo solar, controlando a temperatura saída do ar e mantendo-a aproximadamente constante em torno do valor nominal de operação.

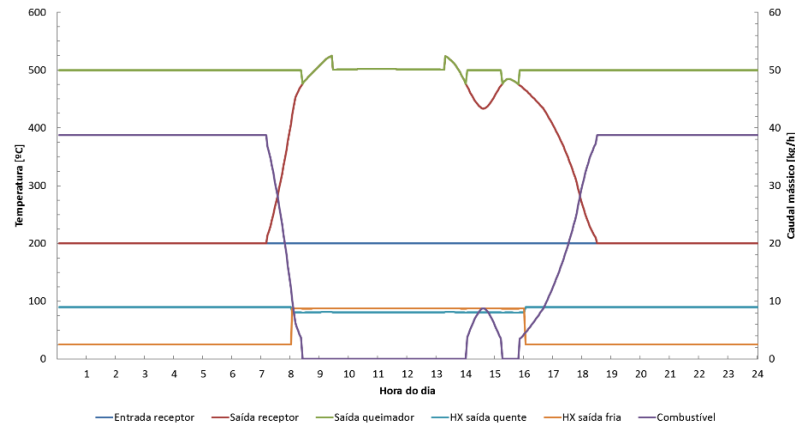


Figura 6. Resultados da simulação para um dia de Verão (1 de Fevereiro de 2016): temperaturas em diversos pontos da central e caudal mássico de combustível.

A Fig. 6 também permite analisar o comportamento da instalação quando ocorrem perturbações na irradiância solar. Observando o período entre as 14h e as 15h verifica-se que existiu uma quebra na temperatura do ar proveniente do receptor – motivada por uma diminuição da irradiância solar gerada pela passagem de um conjunto de nuvens. Pouco tempo após o início da flutuação, com a quebra da temperatura do ar fornecido ao ORC, o queimador de biogás entra em operação de modo a repor a temperatura do ar fornecido ao ORC no seu valor nominal. Com o avançar da tarde a irradiância solar deixa de ser suficiente para alimentar totalmente o sistema pelo que o queimador de biogás aumenta gradualmente a produção de calor. Existem algumas flutuações bruscas no consumo de biogás no início e fim da operação do queimador que se presumem dever à existência de um nível mínimo de operação do mesmo.

A Fig. 7 apresenta resultados da simulação da operação do sistema num dia de Primavera com períodos de céu nublado. Observa-se claramente a resposta do sistema à variação da irradiância solar disponível. Esta nunca chega a ser suficiente para alimentar totalmente o sistema, pelo que o queimador de biogás tem de operar ao longo de todo o dia, compensando as flutuações da irradiância solar e do calor fornecido pelo receptor solar.

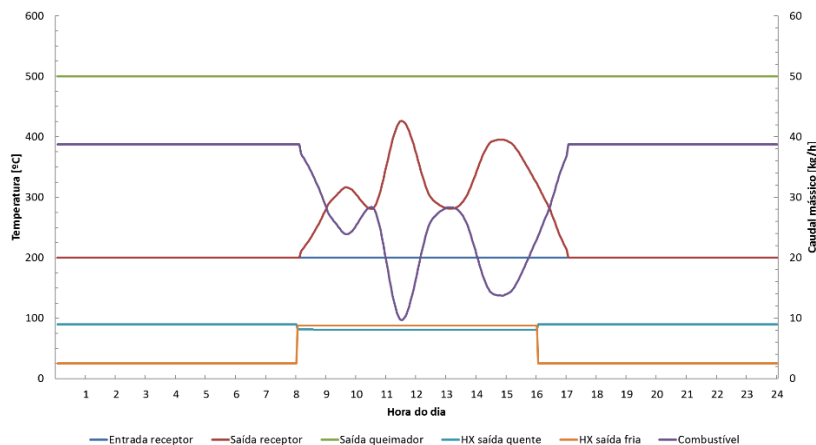


Figura 7. Resultados da simulação para um dia de Primavera (11 de Maio de 2016): temperaturas em diversos pontos da central e caudal mássico de combustível.

Finalmente, verifica-se que em ambas as situações, ao longo do período de laboração do matadouro, o sistema manteve aproximadamente constante a temperatura da água quente fornecida ao matadouro. Este é ligeiramente inferior ao valor nominal de 90 °C devido às limitações impostas pela existência de um permutador entre o ORC e o consumo de água, tal como mencionado anteriormente.

## CONCLUSÕES

Foi desenvolvido um modelo TRNSYS para simular um sistema de receptor central, actualmente em desenvolvimento e construção na Universidade de São Paulo, campus de Pirassununga, Brasil. Este sistema pretende demonstrar a aplicabilidade dos sistemas CST na indústria agro-alimentar, nomeadamente no sector da pecuária.

O desempenho anual deste sistema foi simulado tendo-se concluído que o sistema é capaz de fornecer 394 MWh de electricidade e entre 190 a 236 MWh de água quente ao processo industrial (matadouro) suprimindo a totalidade do consumo eléctrico e entre 96 a 99% das necessidades de energia térmica. Adicionalmente foi estudado o comportamento do sistema para dias específicos, verificando-se que o mesmo se comporta como esperado, sendo capaz de garantir a quase totalidade do fornecimento de energia eléctrica e térmica ao matadouro. Os resultados do modelo permitiram igualmente identificar algumas limitações da instalação em construção e do seu projecto.

Futuramente, e assim que a instalação esteja operacional, pretende-se adquirir dados experimentais para efectuar a validação do modelo. Outros trabalhos futuros deverão focar-se na melhoria da modelação de alguns componentes do modelo (como o ORC) e na utilização do modelo para o estudo da aplicação de centrais CST no fornecimento de electricidade e calor a matadouros comerciais.

## AGRADECIMIENTOS

O trabalho de investigação que originou estes resultados recebeu financiamento do 7º Programa Quadro da União Europeia FP7/2007-2013 através do projecto STAGE-STE (Grant Agreement nº 609837).

## REFERÊNCIAS

Blanco, M. J., Amieva, J., Mancillas, A. (2005). The Tonatiuh Software Development Project: An Open Source Approach to the Simulation of Solar Concentrating Systems. ASME 2005 International Mechanical Engineering Congress and Exposition. Orlando: ASME. 157-168.

Eustáquio, J. V. C. S (2011). Simulação e análise do comportamento do campo de heliostatos de uma central de concentração solar termoeléctrica de receptor central. Tese de Mestrado, Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (2017). Estatística da Produção Pecuária. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.

Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (2017). Improving Energy Efficiency in the Agro-food Chain. OECD, Paris.

Organização das Nações Unidas (2017). Global Expert Meeting on Agriculture and Agro-industries Development towards Sustainable and Resilient Food Systems to Inform the 2017 ECOSOC Special Meeting on Innovations for Infrastructure Development and Promoting a Sustainable Industrialization «Background Report». ONU, Nova Iorque.

Pacheco, J. W., y H. T. Yamanaka (2006). Guia técnico ambiental de abates (bovino e suíno). Série P+L, São Paulo: CETESB.

Perobelli, F. S., Junior, A. A. B., Vale, V. A., Cunha, R. G. (2017) Impactos Econômicos do Aumento das Exportações Brasileiras de Produtos Agrícolas e Agroindustriais para Diferentes Destinos. Revista de Economia e Sociologia Rural, 55, nº 2.

Schwarzböhl, Peter (2006). A TRNSYS Model Library for Solar Thermal Electric Components. Reference Manual Release 3.0, Köln: DLR and SolarPACES.

Télliez, Félix, Marianna Romero, Peter Heller, y Ulmer Steffen (2004). Thermal Performance of “SolAir 3000 kWth” Ceramic Volumetric Solar Receiver. 12th International Symposium Solar Power and Chemical Energy Systems. Oaxaca, Mexico.

## ESTUDIO DE POTENCIAL DE UTILIZACIÓN DE CALOR SOLAR PARA PROCESOS INDUSTRIALES EN CANARIAS Y CABO VERDE

**Navarro R.P.\*, López M.G.\*, Barbosa A.\*\***

\*Departamento de Energías Renovables, Instituto tecnológico de Canarias, ITC, Playa de Pozo Izquierdo s/n, Santa Lucía de Tirajana, 35119, Las Palmas, España, [privero@itccanarias.org](mailto:privero@itccanarias.org), [glopez@itccanarias.org](mailto:glopez@itccanarias.org),

\*\*Universidade Cabo Verde, San Vicente, Mindelo, Cabo Verde, [antunio.barbosa@docente.unicv.edu.cv](mailto:antunio.barbosa@docente.unicv.edu.cv)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.4149>

### RESUMEN

Las actividades industriales representan el 24,6% del consumo de energía final en Europa y el 65,6% de este consumo energético se utiliza para la generación de calor de procesos. Es por ello que la industria es un sector con gran potencial para la instalación de tecnologías solares de generación de calor de proceso que permitirían reducir de forma importante el consumo de combustibles fósiles convencionales. En este estudio se ha analizado el consumo de energía final del sector industrial en Canarias y Cabo Verde, se ha clasificado por rangos de temperatura y se ha cuantificado el potencial para la instalación de sistemas de generación de calor solar de procesos (instalaciones SHIP, *Solar Heat for Industrial Processes*). Se han identificado además las actividades y procesos industriales con mayor potencial para la integración de sistemas SHIP. El potencial técnico calculado para la integración de las instalaciones SHIP en Canarias y Cabo Verde es 77 936,9 y 3914,5 MWh, para procesos con temperaturas de operación inferiores a 250°C, lo que supone una potencia térmica de 65,9 MW y 3,3 MW respectivamente.

**PALABRAS CLAVE:** Potencial, Calor Solar de Procesos Industriales, Energía Final en la Industria

### ABSTRACT

24,6% of the final energy consumption in Europe goes to industrial activities and 65,6% of this energy consumption is used to generate heat for processes. For this reason, the industry is a sector with a big potential for the integration of solar heat generation technologies that would allow reducing signally the consumption of conventional fossil fuels. In this study, the final energy consumption of the Canary Islands and Cape Verde industrial sectors per range of temperature has been analyzed and the potential of solar heat generation plants for industrial processes (SHIP plants) in both regions has been quantified. Additionally, most applicable industrial activities and processes for the integration of SHIP plants have been identified. The technical potential calculated for the integration of SHIP plants in Canary Islands and Cape Verde in processes with an operating temperature below 250°C is 77 936,9 and 3914,5 MWh respectively, equivalent to an thermal power of 65,9 and 3,3 MW.

**KEYWORDS:** Potential, Solar Heat for Industrial Processes, Industrial Final Energy Consumption

## INTRODUCCIÓN

En Europa, el consumo de energía final en el año 2017 fue 12 345,7 TWh siendo la demanda del sector industrial 3038,8 TWh, el 24,6% del consumo total. La generación de calor para procesos industriales supuso el 65,6% del consumo energético en la industria mientras que el consumo eléctrico representó el 34,4%. La industria es un sector con gran potencial para la implantación de las diversas tecnologías de generación de calor solar y su utilización permitiría reducir de forma importante el consumo de combustibles fósiles convencionales. Diversos autores han estudiado el potencial de integración de la energía solar térmica para la producción de calor solar de procesos industriales en distintas regiones y se han identificado las actividades y los procesos óptimos para su integración (Kalogirou, 2003; Lauterbach *et al.*, 2012).

En España, la generación de calor solar para procesos industriales ha sido tratada en diversos estudios. En 2001 se publicó el estudio de potencial de calor solar de procesos en España y Portugal (Schweiger *et al.*, 2001). En el año 2011 el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía publicó un estudio exhaustivo de la industria en España identificando sectores y procesos con potencial para la integración de la energía solar térmica (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2011). En el año 2015 la Plataforma Tecnológica de la Energía Solar de Concentración (Solar Concentra) publicó un estudio con la estimación del coste asociado a la generación de energía térmica mediante tecnologías solares de concentración de media temperatura en función del nivel de desarrollo tecnológico y el marco normativo vigente (Solar Concentra, 2015). En el año 2017 y 2018 Solar Concentra publicó un estudio de geolocalización de industrias con potencial para la implantación de tecnologías de generación de calor solar para procesos (Solar Concentra and SOLATOM, 2016, 2018).

En el año 2015 la Universidad de Cabo Verde, publicó un estudio sobre el mercado de la energía solar térmica en Cabo Verde dentro del marco del proyecto SOLTRAIN (University of Cabo Verde (UNICV), 2015) incluyendo las aplicaciones de calor solar de proceso.

La metodología utilizada en los estudios de potencial analizados presenta diferentes variantes. Uno de los enfoques metodológicos utilizados consiste en cuantificar el potencial tomando como punto de partida la información disponible relativa al consumo de combustibles fósiles en el sector industrial y posteriormente seleccionar determinados sectores o procesos industriales prometedores. En otros estudios se plantea una metodología que toma como base una serie de restricciones o condiciones de contorno como por ejemplo la disponibilidad de recurso solar, el acceso a vectores energéticos de bajo coste o la superficie disponible en cubiertas obteniendo como resultado las industrias que muestran un potencial óptimo. Otro de los enfoques ha sido el muestreo y análisis de datos de una muestra representativa de la actividad industrial en la región.

El objetivo de este estudio es la evaluación y cuantificación del potencial de tecnologías solares de baja y media temperatura en la industria canaria y cabo verdiana. En ambas regiones se dan condiciones óptimas para la viabilidad económica de las instalaciones de generación de calor solar para procesos industriales ya que la disponibilidad del recurso solar es elevada, están alejadas de centros de aprovisionamiento energético y no existen infraestructuras de redes de distribución de gas natural. Los sectores y los procesos industriales más adecuados para la implantación de tecnologías solares de baja y media temperatura han sido identificados y se ha analizado la distribución de la demanda de calor por rangos de temperatura.

## METODOLOGÍA

La elección de la metodología ha estado en función de la disponibilidad de información relativa al consumo de energía final para usos térmicos del sector industrial y su distribución por actividad y rango de temperatura. Para el estudio de potencial en Canarias las fuentes de información han sido el Instituto Nacional de Estadística (INE), el Instituto Canario de Estadística (ISTAC) y el Anuario Energético de Canarias (Gobierno de Canarias, 2018). Además, se han recopilado datos e información a través de cuestionarios y visitas a industrias representativas de las diferentes actividades presentes en Canarias. Durante el desarrollo del proyecto se han realizado visitas a industrias canarias en colaboración con la Plataforma Tecnológica de la Energía Solar de Concentración, Solar Concentra, con el objetivo de dar a conocer al sector industrial la existencia y las posibilidades que ofrecen las tecnologías solares de concentración para la generación de calor. En Cabo Verde se ha utilizado información aportada por el Instituto Nacional de Estadística de Cabo Verde (INECV) y la Dirección General de Energía, además de la información recopilada a través de cuestionarios y visitas a industrias representativas.

Para el análisis del consumo energético en la industria canaria se ha partido del consumo global de combustibles del sector industrial y de una explotación estadística específica del INE con la información del consumo energético de 12 de las 20 actividades industriales que se desarrollan en Canarias expresado en unidades de miles de euros y por tipo de vector energético. Para transformar esta información a unidades de energía se ha establecido un precio estadístico por vector energético. En las 8 actividades industriales sin información disponible, el consumo energético



se ha calculado indirectamente a través de ratios de consumo energético de calor por empleado y tipo de actividad industrial (clasificación CNAE-2009), expresados en miles de euros por actividad industrial y vector energético. Los precios estadísticos se han obtenido estableciendo una relación entre el consumo total, para cada uno de los vectores energéticos considerados (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2018).

Para el estudio en Cabo Verde la información disponible relativa al consumo de energía final en la industria y los distintos subsectores es escasa, por lo que la evaluación se realizó a partir de encuestas energéticas realizadas a un grupo representativo de industrias. Los resultados del consumo de energía final del sector industrial se han validado con información aportada por la Dirección General de Energía de Cabo Verde.

La información ha permitido evaluar el potencial teórico para la implantación de instalaciones SHIP en Canarias y Cabo Verde y distribuir el consumo por rango de temperaturas. Posteriormente se han establecido restricciones sobre el potencial teórico para obtener el potencial técnico con objeto de determinar el tamaño de mercado de las instalaciones SHIP en ambas regiones. Por último, se han identificado los sectores y procesos industriales con mayor potencial para la integración de tecnologías solares de generación de calor en la industria.

### DEMANDA DE CALOR DE LA INDUSTRIA EN CANARIAS

Los datos del anuario energético de Canarias del año 2018 determinan que el consumo de energía final en el sector industrial ha sido 1113,9 GWh. La generación de calor en la industria representó el 65,4% del consumo de energía final mientras que el consumo de electricidad supuso el 34,6%. Los combustibles fósiles utilizados en la generación de calor fueron, por orden de importancia, el Fuel Oil (31 129 Tm), el Diésel Oil (17 940 Tm) y los gases licuados del petróleo (871,1 Tm) (Gobierno de Canarias, 2018). En las visitas realizadas a industrias se comprobó que en algunos casos se utiliza también Gasóleo A como combustible para la generación de calor industrial, debido tanto a requisitos técnicos del equipo de combustión como a la inexistencia de suministro de Diésel Oil. No ha sido posible discriminar el consumo de Gasóleo A en el sector industrial y el destinado a otros usos por lo que no se ha tenido en cuenta esta contribución en el cálculo de la demanda energética del sector industrial.

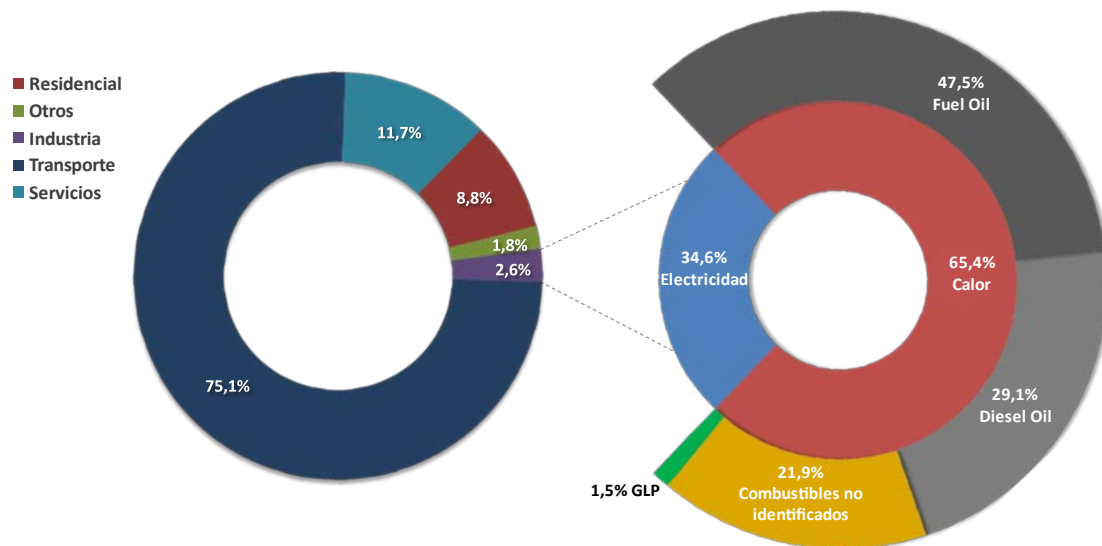


Fig. 1. Distribución del consumo de energía final en la industria en Canarias (2018)

Los consumos de calor de las 20 actividades industriales con presencia en Canarias se relacionaron con el consumo de combustibles para usos térmicos en la industria. Esta evaluación evidenció la existencia de actividades económicas que, si bien no se clasifican como industriales, consumen importantes cantidades de combustible de uso industrial. Entre ellas destaca por la importancia que tiene el turismo en Canarias la actividad de las lavanderías industriales. Los procesos de lavado, secado y calandrado demandan una gran cantidad de energía térmica, siendo el calandrado el proceso que representa la mayor parte del consumo energético y requiere temperaturas más elevadas, aproximadamente 230°C. Se ha incluido este consumo en el cálculo de potencial de instalaciones SHIP ya que la actividad representa un elevado consumo de combustibles fósiles de uso industrial para la producción de calor. El consumo energético para la generación de calor en las lavanderías industriales se ha estimado con la información de ratios de consumo energético aportados por las empresas durante las visitas realizadas e información relativa a la oferta de plazas hoteleras y extrahoteleras y el porcentaje de ocupación turística en Canarias.

El consumo energético que representan los procesos industriales con temperaturas de operación inferiores a 250°C de las actividades industriales identificadas y las lavanderías industriales es 556,6 GWh y su distribución por rangos de temperatura se indica en la tabla 1.

Tabla 1. Consumo de calor industrial por rango de temperatura en Canarias

Actividad Industrial (CNAE)	Calor de proceso [MWh]				Consumo <250°C [MWh]
	< 60°C	60-120°C	120-250°C	>250°C	
Productos cárnicos (10.1)	19 318,7	11 130,1	3 339,0	278,3	33 787,8
Pescados y marisco (10.2)	1 136,0	1 558,1	834,9	0,0	3 529,0
Frutas y hortalizas (10.3)	2 216,5	5 631,5	5 509,1	657,2	13 357,2
Productos lácteos (10.5)	14 272,3	25 167,3	24 077,8	435,8	63 517,4
Molinería y almidones (10.6)	1 793,0	4 545,6	0,0	0,0	6 338,6
Panadería y pasta (10.7)	38 316,0	6 069,9	53 490,7	0,0	97 876,5
Otros productos alimenticios (10.8)	2 012,3	7 714,0	7 781,1	1 459,0	17 507,4
Alimentación animal (10.9)	234,7	2 993,5	2 406,8	0,0	5 634,9
Bebidas (11.0)	13 484,5	40 755,3	0,0	0,0	54 239,7
Tabaco (12.0)	0,0	9 660,9	0,0	0,0	9 660,9
Madera y corcho (16.0)	12 937,0	6 092,9	667,7	1 836,2	19 697,6
Pasta de papel y cartón (17.1)	2 253,5	6 242,0	14 713,9	7 505,0	23 209,3
Productos de papel y cartón (17.2)	1 593,6	3 990,1	15 644,2	5 717,6	21 228,0
Productos químicos (20.1)	0,0	2 104,3	8 417,2	0,0	10 521,5
Pinturas y barnices (20.3)	63,9	778,7	4 305,6	978,1	5 148,2
Jabones y cosméticos (20.4)	1 697,2	419,6	1 749,1	848,5	3 865,9
Productos de caucho (22.1)	520,0	746,0	547,6	25,7	1 813,5
Productos de plástico (22.2)	2 829,7	4 059,6	2 797,7	140,0	9 869,0
Tratamiento de metales (25.6)	2 357,8	3 627,4	834,3	0	6 819,6
Lavanderías (96.0)	0,0	29 814,0	119 256,1	0	149 070,2
Total	117 036,7	173 100,8	266 554,7	81 542,3	556 692,2

Los resultados muestran que el 87,2% del consumo energético para la generación de calor en la industria canaria se emplea en procesos cuyas temperaturas de operación son inferiores a 250°C. Los procesos industriales con temperaturas de operación en el rango de 120 a 250°C suponen el 41,8% del consumo energético total.

#### DEMANDA DE CALOR DE LA INDUSTRIA EN CABO VERDE

El análisis de los datos de consumo energético aportados por la Dirección General de Energía de Cabo Verde (2017), determina que el consumo energético para usos térmicos del sector industrial es 38,6 GWh. Los combustibles fósiles utilizados para la generación de calor de procesos fueron el Fuel Oil 180 (compuesto por un 7% de Gasóleo y 93% de Fuel 380, 2343 Tm) y el Diesel Oil (1071 Tm). La evaluación del consumo energético para usos térmicos por actividad industrial y rango de temperaturas se ha obtenido mediante cuestionarios y/o visitas realizadas a 9 industrias en colaboración con la Universidad de Cabo Verde (UNICV). Las industrias encuestadas fueron escogidas en función de su importancia en la actividad industrial desarrollada y abarcan las siguientes actividades: suministro de combustibles, fabricación de bebidas, fabricación de conservas, fabricación de productos lácteos, fabricación de productos de limpieza y lavandería industrial.

El consumo energético para usos térmicos de las industrias encuestadas es 28,0 GWh y representa el 72,6% del consumo de calor del sector industrial en Cabo Verde. La distribución del consumo de calor industrial por actividad y nivel térmico se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Consumo de calor industrial por rango de temperatura en Cabo Verde

Industrias encuestadas	Calor de proceso [MWh]				Consumo [MWh]
	< 60°C	60-120°C	120-250°C	>250°C	
Lavado de ropa	0,0	326,1	1304,4	0,0	1630,5
Fabricación de bebidas	1450,2	4373,8	0,0	0,0	5824,0
Fabricación de conservas 1	127,6	175,2	93,9	0,0	396,5
Fabricación de conservas 2	3540,7	4860,3	2595,1	0,0	10 996,2
Fabricación de productos lácteos	310,8	549,2	524,1	9,7	1393,8
Fabricación de bebidas y lácteos	292,8	883,2	0,0	0,0	1175,9
Fabricación de jabones	159,4	39,4	164,3	79,7	442,8
Suministro de combustibles 1	0,0	0,0	3364,2	0,0	3364,2
Suministro de combustibles 2	0,0	0,0	2825,9	0,0	2825,9
Total	5881,6	11 207,2	10 871,6	89,4	28 050,0

Los resultados muestran que el 99,7% del consumo energético para la generación de calor en la industria de Cabo Verde se emplea en procesos con temperaturas de operación inferiores a 250°C. Los procesos industriales con temperaturas de operación en el rango de 120 a 250°C suponen el 38,7% del consumo energético total.

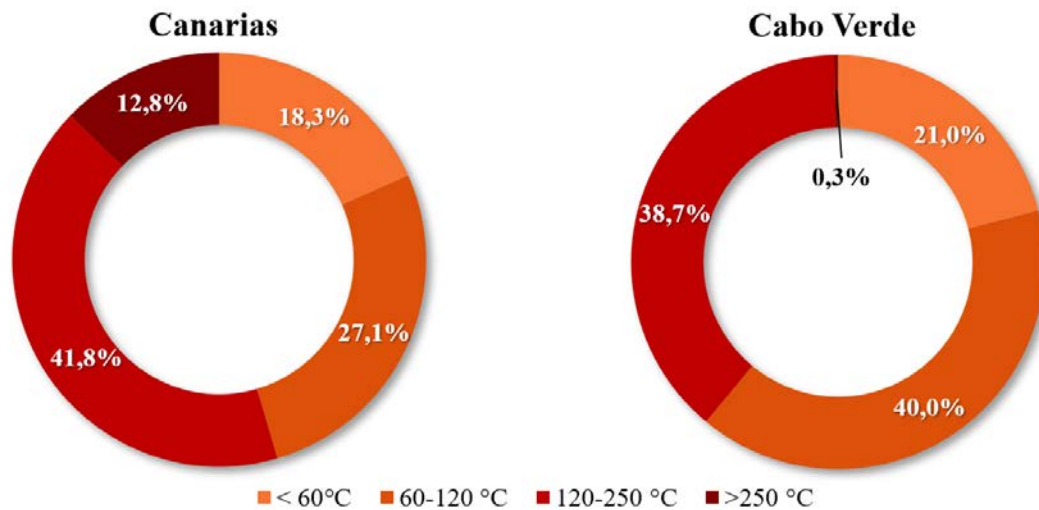


Fig. 2. Distribución del consumo energético para la generación de calor industrial por rango de temperatura en Canarias y Cabo Verde

#### POTENCIAL DE SOLARIZACIÓN DE PROCESOS INDUSTRIALES EN CANARIAS Y CABO VERDE

Los consumos energéticos para la generación de calor de proceso en las actividades identificadas en cada región representan el potencial teórico para la solarización de procesos industriales. Si bien las tecnologías de concentración de foco lineal son capaces de alcanzar temperaturas de hasta 400°C, los consumos energéticos de procesos industriales que requieren temperaturas superiores a 250°C no se han incluido en el cálculo del potencial técnico, puesto que estas temperaturas representan un aumento de costes, complejidad y requisitos de seguridad que hacen difícil su integración en muchas actividades industriales. Los valores de potencial técnico para la utilización de instalaciones SHIP en Canarias y Cabo Verde son 556,6 y 28,0 GWh respectivamente.

En las visitas realizadas a las industrias en ambas regiones se ha podido constatar que existen limitaciones sobre el potencial teórico como son la disponibilidad de espacio en cubiertas o zonas anexas, la capacidad portante de éstas y/o la reducción de consumos energéticos como resultado de la aplicación de medidas de eficiencia energética en los procesos y/o recuperación de calor residual. (Lauterbach *et al.*, 2012) estableció que las limitaciones en la superficie disponible, las posibles mejoras en la eficiencia energética y la recuperación de calor residual conducen a una reducción del potencial teórico del 60%. En (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2011), si bien no se aplica de forma directa un porcentaje de reducción del potencial teórico, la relación entre éste y el potencial técnico-económico propuesto supone una reducción del potencial teórico del 63,3%. En este estudio se ha establecido un porcentaje de reducción del 60% sobre el potencial teórico.

Por otra parte, existe también una limitación importante relativa a la fracción solar de diseño de las instalaciones SHIP. En (Solar Process Heat (SO-PRO). Intelligent Energy Europe, 2011) el análisis de 6 instalaciones SHIP determina una fracción solar promedio del 32%. (Cotrado *et al.*, 2014) analiza una instalación SHIP en una industria cárnica cuya fracción solar anual es del 26,9%. La fracción solar obtenida para un proyecto piloto demostrativo (El Ghazzani *et al.*, 2017) es del 56%. En (Murray *et al.*, 2017) la evaluación de diversos proyectos de plantas SHIP en Chile determinó valores promedio de fracción solar del 31%. Si bien la casuística es amplia, las instalaciones SHIP que operan en el rango de 120 a 250°C mayoritariamente alcanzan fracciones solares en el rango del 30% al 40%. En este estudio se ha establecido una fracción solar anual promedio del 35%.

El potencial técnico, la superficie solar estimada y la potencia equivalente en cada región se muestran en las Tablas 3 y 4. Para determinar tanto la superficie solar como la potencia térmica que representa el potencial técnico calculado se han considerado los siguientes valores de producción solar: 700,7 kWh/m<sup>2</sup>año para tecnologías solares de media temperatura y 837,5 kWh/m<sup>2</sup>año para tecnologías solares de baja temperatura. Estos valores han sido determinados mediante simulación dinámica (TRNSYS), parametrizando dos modelos desarrollados para la generación de calor solar de proceso con tecnología solar de baja temperatura (captadores de placa plana) y tecnología de media temperatura (reflectores lineales de Fresnel).

Tabla 3. Potencial Técnico para la integración de energía solar térmica en Canarias

Temperatura		Potencial Teórico [MWh]	Potencial Técnico [MWh]	Superficie solar [m <sup>2</sup> ]	Potencia Instalada [MW]	
Baja y media temperatura	< 60°C	117 036,7	16 385,1	19 564,3	13,7	
	60-120°C	173 100,8	24 234,1	28 936,2	20,3	
	120-250°C	266 554,7	37 317,7	53 254,6	32,0	
TOTAL		Hasta 250°C	556 692,2	77 936,9	101 755,2	65,9

Tabla 4. Potencial técnico para la integración de energía solar térmica en Cabo Verde

Temperatura		Potencial Teórico [MWh]	Potencial Técnico [MWh]	Superficie solar [m <sup>2</sup> ]	Potencia Instalada [MW]	
Baja y media temperatura	< 60°C	5 881,7	823,4	983,2	0,7	
	60-120°C	11 207,0	1 569,0	1 873,4	1,3	
	120-250°C	10 872,0	1 522,0	2 172,0	1,3	
TOTAL		Hasta 250°C	27 960,6	3 914,5	5 028,7	3,3

Los consumos energéticos para usos térmicos de procesos industriales con temperaturas de operación inferiores a 250°C suponen un potencial de superficie solar instalable para tecnologías solares de baja y media temperatura en Canarias y Cabo Verde de 101 755,2 m<sup>2</sup> y 5028,7 m<sup>2</sup> respectivamente, equivalentes a una potencia térmica de 65,9 y 3,3 MW.

## CONCLUSIONES

El análisis de los resultados del potencial técnico para la instalación de sistemas de generación de calor solar para procesos industriales (SHIP, *Solar Heat for Industrial Processes*) en Canarias, muestra que el 87,2% del consumo energético para la generación de calor en la industria canaria se emplea en procesos cuyas temperaturas de operación son inferiores a 250°C. Los procesos industriales con temperaturas de operación en el rango de 120 a 250°C suponen el 41,8% del consumo energético total.

En el caso de Cabo Verde los resultados muestran que el 99,7% del consumo energético para la generación de calor en la industria de Cabo Verde se emplea en procesos con temperaturas de operación inferiores a 250°C. Los procesos industriales con temperaturas de operación en el rango de 120 a 250°C suponen el 38,7% del consumo energético total.

En ambas regiones se dan condiciones óptimas para la viabilidad económica de las instalaciones SHIP ya que la disponibilidad del recurso solar es elevada, están alejadas de centros de aprovisionamiento energético y no existen infraestructuras de redes de distribución de gas natural. La reducción del uso de combustibles fósiles debida a la generación de calor solar industrial supone ahorros económicos notables y la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero. Estos elementos tienen efecto en el coste asociado a la fabricación de productos y mejoran la competitividad de la industria en ambas regiones.

El análisis del consumo energético de las actividades industriales en ambas regiones ha permitido identificar las lavanderías industriales como una de los sectores con mayor potencial para la integración de instalaciones SHIP, seguidas de la industria láctea y la alimentaria.

Los consumos energéticos para usos térmicos de procesos industriales con temperaturas de operación inferiores a 250°C suponen un potencial de superficie solar instalable para tecnologías solares de baja y media temperatura en Canarias y Cabo Verde de 101 755,2 m<sup>2</sup> y 5028,7 m<sup>2</sup> respectivamente, equivalentes a una potencia térmica de 65,9 y 3,3 MW.

## AGRADECIMIENTOS

El estudio ha sido elaborado en el marco del proyecto ENERMAC, *Energías Renovables y Eficiencia Energética para el Desarrollo Sostenible de África Occidental e islas de la Macaronesia*, liderado por el Instituto Tecnológico de Canarias, con financiación del programa INTERREG MAC 2014-2020, MAC/1.1a/117, <http://www.proyectoenermac.com/es/>.

## REFERENCIAS

- Cotrado, M. et al. (2014) 'Design, control and first monitoring data of a large scale solar plant at the meat factory Berger, Austria', *Energy Procedia*. Elsevier B.V., 48, pp. 1144–1151. doi: 10.1016/j.egypro.2014.02.129.
- El Ghazzani, B. et al. (2017) 'Thermal plant based on parabolic trough collectors for industrial process heat generation in Morocco', *Renewable Energy*. Elsevier Ltd, 113, pp. 1261–1275. doi: 10.1016/j.renene.2017.06.063.
- Gobierno de Canarias (2018) 'Anuario energético de Canarias'.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2011) Evaluación del potencial de la energía solar térmica en el sector industrial. Estudio técnico PER 2011 - 2020.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (2018) Balance de Consumo de Energía Final.
- Kalogirou, S. (2003) 'The potential of solar industrial process heat applications', *Applied Energy*, 76(4), pp. 337–361. doi: 10.1016/S0306-2619(02)00176-9.
- Lauterbach, C. et al. (2012) 'The potential of solar heat for industrial processes in Germany', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier, 16(7), pp. 5121–5130.
- Murray, C. et al. (2017) 'Thermal performance assessment of a large aperture concentrating collector in an industrial application in Chile', *AIP Conference Proceedings*, 1850. doi: 10.1063/1.4984571.
- Schweiger, H. et al. (2001) 'The potential of solar heat in industrial processes. A state of the art review for Spain and Portugal', Eurosun.
- Solar Concentra (2015) 'Mercado potencial en España y aplicaciones en tecnologías solares de concentración de media temperatura'.
- Solar Concentra and SOLATOM (2016) 'Who is who. Estudio geolocalizado del potencial de aplicaciones de calor solar de proceso en media temperatura'.
- Solar Concentra and SOLATOM (2018) 'Segundo estudio geolocalizado del potencial de aplicaciones de calor solar de proceso en media temperatura'.
- Solar Process Heat (SO-PRO). Intelligent Energy Europe (2011) Solar Process Heat (SO-PRO). WP5 – Second status reports on the regional pilot projects. Available at: [http://www.solar-process-heat.eu/fileadmin/redakteure/So-Pro/Work\\_Packages/WP5/WP5\\_second\\_status\\_reports\\_pilot\\_projects\\_fin.pdf](http://www.solar-process-heat.eu/fileadmin/redakteure/So-Pro/Work_Packages/WP5/WP5_second_status_reports_pilot_projects_fin.pdf).
- University of Cabo Verde (UNICV) (2015) 'Market report on solar thermal water heating and drying of agricultural products', Soltrain.



## CARACTERIZACIÓN DE UNA BOMBA DE CALOR FOTOVOLTAICA CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA PARA GENERACIÓN DE FRÍO

Lorenzo C.\*, Narvarte L.\*, Almeida R.H.\*

\* Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Campus Sur c/ Nikola Tesla S/N, 28031 (Madrid), Spain, [celena.lorenzo@ies.upm.es](mailto:celena.lorenzo@ies.upm.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.4150>

### RESUMEN

Este artículo describe los resultados de la caracterización técnica de un prototipo de bomba de calor fotovoltaica (BC-FV) hibridada con la red eléctrica, para aplicaciones de generación de frío para climatización de espacios. Esta caracterización se ha realizado con un algoritmo de control “inverter”, caracterizado por regular la frecuencia del compresor de la BC para mantener una temperatura de consigna en la habitación. Se han efectuado dos ensayos para dos temperaturas de consigna de 18 °C y 24 °C. Se han calculado indicadores de rendimiento del generador FV - $PR$ ,  $PR_{PV,CEM}$  y 3 factores de utilización-, de la BC - $EER$  y  $SPF$ - y de todo el conjunto del sistema - $SF_{FV}$  y  $SPF_{BC-FV,CEM}$ , que se obtienen combinando todos los anteriores-. Los resultados muestran un buen comportamiento de los componentes del sistema. La calidad del acoplamiento entre ellos viene determinada fundamentalmente por el aprovechamiento del generador FV por parte del compresor que, a su vez, depende del dimensionado y de la temperatura de consigna establecida.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Sistema fotovoltaico, Bomba de calor, Generación de frío

### ABSTRACT

This paper presents the results of the technical characterization of a photovoltaic heat pump (PV-HP) prototype connected to the electric grid, for space cooling applications. This characterization has been performed for an “inverter” control that regulates the frequency of the compressor for maintaining a certain temperature set point. Two test have been implemented for two different temperature set points, 18 °C and 24 °C. Several performance indicators have been calculated for the PV generator - $PR$ ,  $PR_{PV,CEM}$  y 3 utilization ratios-, for the HP unit - $EER$  y  $SPF$ - and for the whole system - $SF_{FV}$  y  $SPF_{BC-FV,CEM}$ , which is obtained as a combination of all the others-. The results show a good performance of the system components. The quality of the coupling between them mostly depends on the utilization of the PV generator, that is determined by the sizing of these components and by the temperature set point value.

KEYWORDS: Photovoltaic system, Heat pump, Cooling

## INTRODUCCIÓN

En la última década, el mercado de bombas de calor en Europa ha experimentado un crecimiento significativo y cada vez más rápido. Entre 2007 y 2018, el número de unidades de bombas de calor vendidas anualmente ha aumentado en un 120% (EHPA, 2020), siendo este aumento del 12,5% sólo en el último año (EHPA, 2019). Al tratarse de una tecnología que consume electricidad para generar energía térmica, este aumento del mercado implica un mayor consumo eléctrico asociado a aplicaciones de generación de frío y de calor. En concreto, las aplicaciones de frío son las que están experimentando un mayor crecimiento: más de la mitad de las bombas de calor instaladas en Europa en el último año están en Francia, España e Italia (EHPA, 2019), que se caracterizan por un clima cálido con temperaturas muy altas en verano. Al mismo tiempo, es cada vez más importante aumentar la penetración de fuentes de energías renovables en el sistema eléctrico europeo para combatir el cambio climático (EU, 2020). Por ello, resulta de gran interés el uso de generadores fotovoltaicos para alimentar bombas de calor, en particular para aplicaciones de generación de frío (ya que las horas más cálidas suelen coincidir con horas de alta irradiancia).

En el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid se ha instalado un prototipo de una bomba de calor fotovoltaica (BC-FV) hibridada con la red eléctrica. La red eléctrica se utiliza para complementar al generador FV cuando su potencia no es suficiente para satisfacer la demanda de frío, pero no se utiliza para exportar excedente FV. El sistema no dispone de acumulación eléctrica. Se ha diseñado e implementado un algoritmo de control del compresor (que es el componente que más electricidad consume) con dos objetivos principales: realizar una regulación de frecuencia similar a la de los sistemas conocidos como “inverter” y maximizar la penetración fotovoltaica. A diferencia de un sistema para autoconsumo tradicional, con esta solución es posible limitar el consumo desde la red eléctrica a determinadas horas, pudiendo llegar a eliminar la potencia contratada durante los tramos centrales del día. Este trabajo presenta los resultados de la validación técnica del prototipo descrito, que debe cumplir los siguientes objetivos principales:

- El algoritmo de control “inverter” debe estar correctamente implementado, variando la frecuencia de consigna del compresor para conseguir mantener la temperatura de consigna en la sala.
- Los distintos componentes que integran el sistema deben operar de forma correcta y eficiente, así como todo el sistema en su conjunto. Para ellos se proponen y calculan una serie de indicadores de rendimiento.

## METODOLOGÍA

Para la validación técnica de una BC-FV con conexión a la red eléctrica se ha instalado un prototipo de ensayos en el Campus Sur de la Universidad Politécnica de Madrid (España), se ha implementado un algoritmo de control del compresor para generación de frío y se han calculado una serie de indicadores de rendimiento, tanto de los principales componentes (BC y generador FV) como de todo el conjunto.

### Configuración experimental

La Fig. 1 muestra un esquema del prototipo instalado, que consta de dos habitaciones térmicamente aisladas en las que se han instalado las unidades interior y exterior de una bomba de calor aire-aire, alimentada por un generador FV y por la red eléctrica a través de un variador de frecuencia (VF). De esta forma, dichas salas simulan el espacio a climatizar y la calle, estableciéndose un flujo de calor desde el interior hacia la calle para un ensayo de generación de frío. Para poder controlar las condiciones de ensayo se han instalado dos bombas de calor auxiliares, una por sala, que en este caso son alimentadas exclusivamente por la red eléctrica y no intervienen en los balances de energía de la BC-FV.



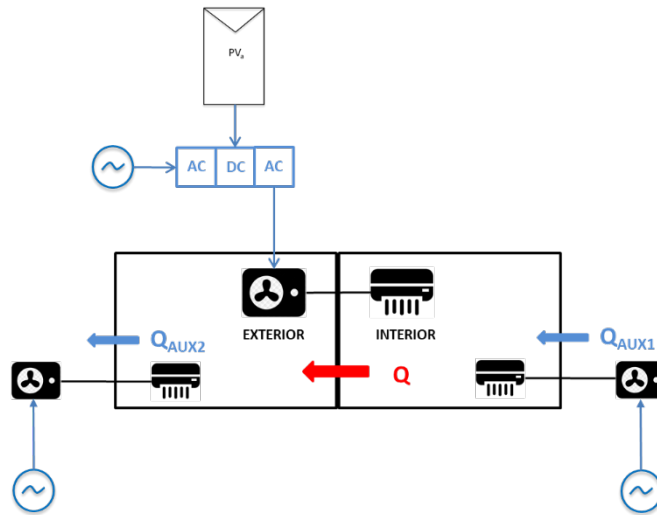


Fig. 1. Esquema del prototipo de bomba de calor fotovoltaica con conexión a red instalado en el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid.

La Tabla 1 indica las especificaciones técnicas de los principales componentes del sistema BC-FV: la BC, el moto-compresor y el generador FV.

Tabla 1. Especificaciones técnicas de los principales componentes del sistema BC-FV.

<b>Bomba de Calor</b>	
Fabricante	Fujitsu
Modelo	ASYG12LLCE (int) / AOYG12LLCE (out)
Energy Efficiency Ratio nominal (EER)	3.15
Potencia térmica nominal (kW)	3.40
Potencia AC nominal (kW)	1.08
<b>Moto-compresor</b>	
Fabricante	GMCC
Modelo	ASM98D10UFZA
Número de polos	4
Potencia AC nominal (kW)	0.67
<b>Generador FV</b>	
Orientación	8°E
Inclinación	30°
Potencia DC nominal, $P_{MPP}$ (kWp)	0.8
Coefficiente de variación de la potencia con la temperatura, $\gamma$ (%/°C)	-0.38
Módulos en serie por rama	16
Ramas en paralelo	1
Fabricante módulos	Atersa
Modelo módulos	ESPMC050

#### Algoritmo de control

Se ha implementado un algoritmo de control similar al de los sistemas comerciales llamados “inverter”, en los que la frecuencia del compresor se regula para mantener una cierta temperatura de consigna en la habitación, según la Ec. (1):

$$freq_{SP} = 40Hz + \frac{90Hz}{8^{\circ}C} \Delta T_{int} \quad \forall \Delta T_{int} \geq 0 \quad (1)$$

donde  $freq_{SP}$  es la frecuencia de consigna del compresor y  $\Delta T_{int}$  es la diferencia entre la temperatura de la sala interior ( $T_{int}$ ) y la temperatura de consigna a la que se desea llegar ( $T_{int,SP}$ ). Cuando  $\Delta T_{int} = 0$  °C, se mantiene el compresor funcionando a su frecuencia mínima (40 Hz) hasta alcanzar  $\Delta T_{int} = -2$  °C. En ese momento se apaga el compresor y

no se vuelve a arrancar hasta que la temperatura aumenta hasta  $\Delta T_{int}=+2$  °C. Este tipo de histéresis es típico de los equipos comerciales y su objetivo es evitar un exceso de arranques y paradas cuando se trabaja cerca de  $T_{int,SP}$ .

Indicadores de rendimiento

El funcionamiento de la BC, en términos de su conversión de energía eléctrica a energía térmica, se evalúa en función del Energy Efficiency Ratio (EER) -en términos de potencia- y del Seasonal Performance Factor (SPF) -en términos de energía:

$$EER = \frac{P_{evap}}{P_{com}} \tag{2}$$

$$SPF = \frac{E_{evap}}{E_{com}} \tag{3}$$

donde  $P_{evap}$  es la potencia térmica absorbida en el evaporador de la BC,  $P_{com}$  es la potencia AC consumida por el compresor,  $E_{evap}$  es la energía total absorbida en el evaporador en un periodo de tiempo y  $E_{com}$  la energía AC consumida por el compresor en el mismo periodo de tiempo.

El funcionamiento del sistema FV se evalúa en función del Performance Ratio (PR):

$$PR = \frac{E_{AC,FV}}{\frac{P_{MPP}^*}{G^*} \int G(t)dt} \tag{4}$$

donde  $E_{AC,FV}$  es la energía alterna aportada por el generador FV en un periodo de tiempo,  $P_{MPP}^*$  es la potencia nominal del generador,  $G^*$  es la irradiancia global en el plano del generador en Condiciones Estándar de Medida (CEM) y  $G(t)$  es la irradiancia global en el plano del generador en cada instante.

Cuando el sistema FV se acopla a un sistema con carga variable, como es el compresor de la BC, se pueden obtener valores de PR menores que los esperados para un sistema con conexión a red, ya que no será posible aprovechar toda la irradiancia recibida a lo largo del día. Para distinguir cuándo un PR bajo indica un defecto en el sistema y cuándo no, se ha propuesto la siguiente factorización de este indicador (Lorenzo y Narvarte, 2019), donde los factores que lo componen están definidos en la Tabla 2:

$$PR = PR_{FV} \times UR_{Cp} \times UR_{BC-FV} \times UR_{EF} \tag{5}$$

Tabla 2. Factores en los que se descompone el PR, teniendo en cuenta la utilización del generador FV por la BC.

$PR_{FV} = \frac{E_{AC,FV}}{P_{MPP}^*/G^*} \times \frac{1}{\int G_{used} dt}$	<p>PR considerando las pérdidas estrictamente asociadas al generador FV: potencia real vs. nominal, suciedad, pérdidas térmicas y de conversión DC/AC. <math>G_{used}</math> es la irradiancia utilizada por el sistema, considerando sólo los periodos de tiempo en los que el compresor está funcionando.</p>
$UR_{Cp} = \frac{\int_{Cp} G dt}{\int G dt}$	<p>Ratio entre la irradiación recibida a lo largo del periodo de generación de frío (Cp) y a lo largo de todo el año. Es intrínseco a la aplicación del sistema de BC-FV. Evalúa las pérdidas asociadas a que la BC-FV solo está funcionando cierto período del año (Cp) por ser en el que existe necesidad de generación de frío.</p>
$UR_{BC-FV} = \frac{\int G_{useful} dt}{\int_{Cp} G dt}$	<p>Ratio entre la irradiación útil para el compresor y la recibida a lo largo del Cp. Es intrínseco al diseño del sistema BC-FV; depende principalmente del rango de potencias de operación del compresor, de la potencia nominal del generador y del tipo de seguimiento (si existiera). <math>G_{useful}</math> es la irradiancia considerando sólo los periodos en los que la potencia FV está dentro del rango de operación del compresor. Evalúa las pérdidas no achacables al sistema FV, sino las que se producen por los condicionamientos que impone el sistema de generación de frío.</p>
$UR_{EF} = \frac{\int G_{used} dt}{\int G_{useful} dt}$	<p>Ratio entre la irradiación demandada por el compresor y la útil en un mismo periodo de tiempo. Evalúa las pérdidas impuestas por el algoritmo de control de temperatura y por la utilización de la BC por parte del usuario final.</p>

Para eliminar la dependencia del  $PR$  con las condiciones climáticas locales se calcula el  $PR_{FV,CEM}$ , de forma que se excluyan las pérdidas térmicas y por baja irradiancia (Dierauf et al, 2013):

$$PR_{FV,CEM} = \frac{E_{AC,FV}}{\frac{P_{MPP}^*}{G^*} \int G_{used}(t) [1 + \gamma(T_c(t) - T_c^*)] \frac{\eta(G)}{\eta^*} dt} \quad (6)$$

donde  $T_c$  es la temperatura de célula del generador,  $T_c^*$  es 25°C (CEM),  $\eta(G)$  es la eficiencia del generador en las condiciones de operación y  $\eta^*$  es la eficiencia a CEM.

Finalmente, se propone un indicador de rendimiento del conjunto del sistema ( $SPF_{BC-FV,CEM}$ ) que se obtiene combinando el  $SPF$ , el  $PR_{FV,CEM}$ , los URs de la Tabla 2 y la fracción solar fotovoltaica ( $SF_{FV}$ ), que es la porción de toda la energía AC consumida por el compresor ( $E_{AC}$ ) que es aportada por el generador FV ( $E_{AC,FV}$ ):

$$SPF_{BC-FV,CEM} = SPF(1 + PR_{FV,CEM} \times UR_{Cp} \times UR_{PV-HP} \times UR_{EF} \times SF_{FV}) \quad (7)$$

De esta forma, si toda la energía FV es aprovechada por la BC con un rendimiento ideal y toda la energía consumida por el compresor es aportada por el generador FV,  $SPF_{BC-FV,CEM}$  será igual al doble del  $SPF$ . Si, por el contrario, no hay ninguna generación de energía FV, ambos  $SPF$ s serán iguales. Es decir, el  $SPF_{BC-FV,CEM}$  integra el rendimiento de los componentes del sistema y la calidad del acoplamiento entre ellos (aprovechamiento del generador FV y cómo de renovable es el conjunto).

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El prototipo híbrido de BC-FV para generación de frío ha sido caracterizado para dos temperaturas de consigna distintas, 18 °C y 24 °C, funcionando durante tres semanas en cada caso entre las 9 a.m. y las 18 p.m. (horario de oficina estándar) y con un periodo de registro de 10 segundos. Como el ensayo fue implementado entre octubre y diciembre (del 04/10/2019 al 08/12/2019, con una interrupción entre los días 6/10/2019 y 18/10/2019), fue necesario utilizar las BC auxiliares para simular temperaturas de verano. AUX1 se utilizó para calentar la sala interior a 24 °C y AUX2 para mantener la sala exterior a 30 °C. Cuando los valores de consigna de AUX y de la BC-FV coincidan a 24°C, AUX1 intenta calentar la sala hasta unos 26°C antes de pararse (tiene una histéresis similar a la implementada en la BC-FV), mientras que la BC-FV intenta enfriarla hasta los 22°C. Se establece así un pulso entre ambas que permite que estén funcionando la mayor parte del tiempo.

### Implementación del algoritmo de control

Las Fig. 2(a) y 2(b) muestran la potencia FV entregada al compresor ( $P_{FV}$ ) y la entregada por la red eléctrica ( $P_{red}$ ) para dos días soleados (5/10/2019 y 7/12/2019) con dos temperaturas de consigna (18 °C y 24 °C respectivamente). El consumo total del compresor es la suma de ambas. En ambos casos la penetración fotovoltaica fue del 80%, aunque con  $T_{int,SP}=18$  °C el consumo total fue mayor (2,81 kWh) que con  $T_{int,SP}=24$  °C (1,62 kWh). En la Fig. 2(a) se observa que el consumo fue elevado en las primeras horas del día y luego se redujo. Como la potencia de la BC-FV es algo menor que la de AUX1, la temperatura de la sala permaneció unos 3°C por encima de la consigna. En la Fig. 2(b) el consumo fue más homogéneo a lo largo del día, ya que el equilibrio en torno a 24 °C entre BC-FV y AUX1 se alcanzó rápidamente. La potencia fotovoltaica disponible fue menor que en el primer caso porque el ensayo fue implementado en diciembre, pero en condiciones más favorables se podrían conseguir penetraciones cercanas al 100% para días soleados y temperaturas de consigna intermedias. Además, es fácil observar que la red eléctrica sólo es necesaria durante las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde, permitiendo reducir la potencia contratada durante los tramos con tarifas más altas.

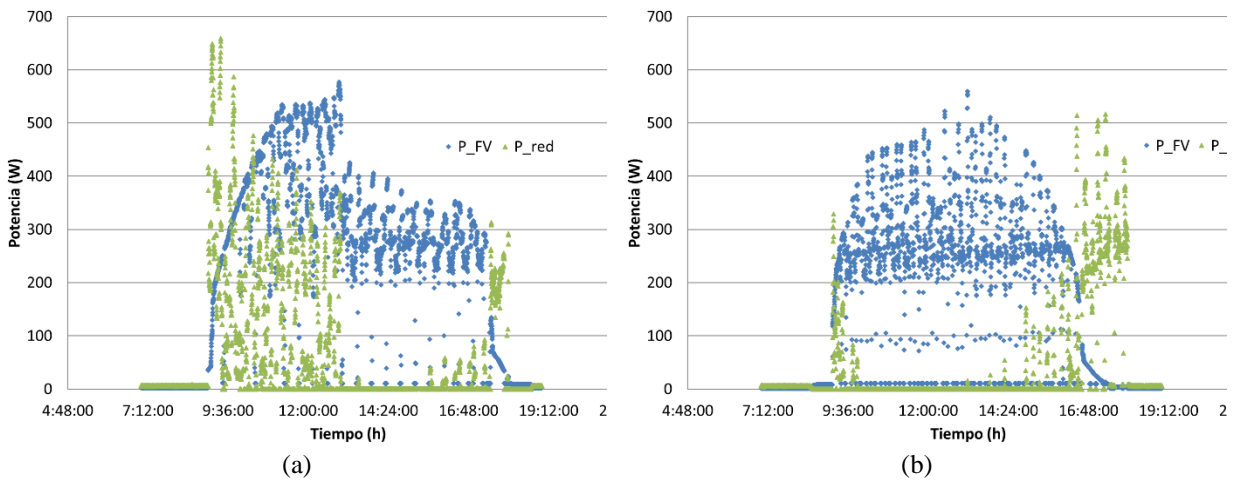


Fig. 2. Potencia entregada al compresor por el generador FV ( $P_{FV}$ ) y por la red eléctrica ( $P_{red}$ ) a lo largo de dos días soleados -5/10/2019 (a) y 7/12/2019 (b)- con dos temperaturas de consigna distintas, 18 °C y 24 °C respectivamente.

Las Fig. 3(a) y 3(b) muestran la función de distribución de probabilidad de  $\Delta T_{int}$  para los mismos días que las Fig. 2(a) y 2(b). En ambos casos se utilizó la BC AUX1 para calentar la sala a 24 °C, pero al tener distintas temperaturas de consigna se obtuvieron distintas distribuciones de  $\Delta T_{int}$ . En la Fig. 3(a) se observa que se trabaja en torno de la consigna ( $\Delta T_{int}=\pm 2$  °C) durante el 43% del tiempo; en la Fig. 3(b) este porcentaje aumenta hasta el 59%, pero hay que destacar que el 29% del tiempo se está incluso algo por debajo de los 24 °C ( $\Delta T_{int}<0$  °C). Es decir, el algoritmo “inverter” ha conseguido mantener la temperatura prácticamente igual a la de consigna durante una parte importante del día.

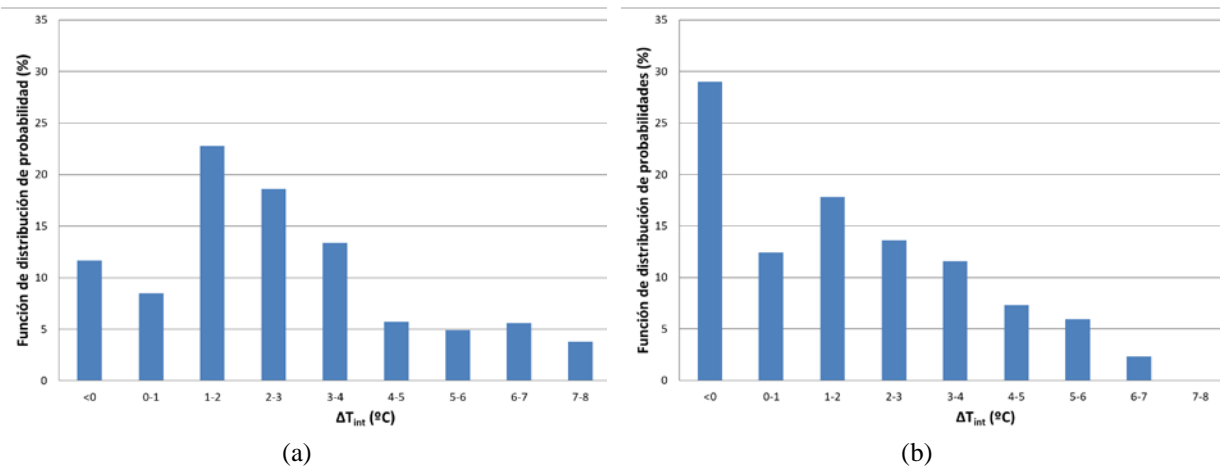


Fig. 3. Función de distribución de probabilidad de la diferencia entre la temperatura de la sala y la de consigna ( $\Delta T_{int}$ ) para dos días soleados -5/10/2019 (a) y 7/12/2019 (b)- con dos temperaturas de consigna distintas, 18 °C y 24 °C respectivamente.

### Cálculo de los indicadores de rendimiento

La Tabla 3 muestra los valores semanales y totales de los indicadores de rendimiento definidos en la sección de metodología, obtenidos para los ensayos con las dos temperaturas de consigna distintas. Los factores de utilización  $UR_{Cp}$  y  $UR_{BC-FV}$  no se han incluido en la tabla porque ambos toman valor 1: el periodo de ensayo y de enfriamiento coinciden ( $UR_{Cp}=1$ ) y toda la irradiancia recibida es útil para el compresor ( $UR_{BC-FV}=1$ ) -si no se llega a la potencia mínima de arranque con el generador FV, la red aporta la parte restante, y al no estar en verano nunca se dispone de más potencia FV que la máxima permitida por el compresor-.

Tabla 3. Valores mensuales y totales de los indicadores de rendimiento definidos para el generador FV, para la bomba de calor (BC) y para el conjunto del sistema (BC-FV).

		<i>PR</i>	<i>UR<sub>EF</sub></i>	<i>PR<sub>FV,CEM</sub></i>	<i>SF<sub>FV</sub></i>	<i>EER</i>	<i>SPF</i>	<i>SPF<sub>BC-FV,CEM</sub></i>
<i>T<sub>int,SP</sub></i> =18° C	W1	0,51	0,63	0,90	0,49	2,14	2,09	2,67
	W2	0,55	0,67	0,90	0,52	2,10	2,20	2,89
	W3	0,61	0,71	0,90	0,51	2,06	2,29	3,05
	<b>Total</b>	<b>0,56</b>	<b>0,67</b>	<b>0,90</b>	<b>0,51</b>	<b>2,10</b>	<b>2,20</b>	<b>2,86</b>
<i>T<sub>int,SP</sub></i> =24° C	W1	0,28	0,33	0,90	0,65	3,26	3,69	4,40
	W2	0,35	0,39	0,92	0,44	3,23	3,71	4,30
	W3	0,33	0,39	0,90	0,50	3,16	3,56	4,20
	<b>Total</b>	<b>0,32</b>	<b>0,37</b>	<b>0,91</b>	<b>0,52</b>	<b>3,22</b>	<b>3,65</b>	<b>4,28</b>

Los valores del *PR* obtenidos para estos ensayos (entre 0,28 y 0,61) son mucho menores que los que se podrían esperar de un sistema con conexión a red, que típicamente presentan valores entre 0,75 y 0,9 (Jahn y Nasse, 2000), (Reich et al, 2012), (Purohit y Purohit, 2018). Sin embargo, los valores del *PR<sub>FV,CEM</sub>* (entre 0,90 y 0,92) indican que el generador FV está libre de defectos: si se considera sólo la irradiación utilizada por el compresor y una vez excluidas las pérdidas térmicas y por baja irradiancia, sólo se aprecian pérdidas de menos del 10% que corresponden fundamentalmente a las de conversión DC/AC (la eficiencia del VF es menor que la de los inversores con conexión a red, alrededor del 90%). El factor de utilización *UR<sub>EF</sub>* explica los valores bajos del *PR*, ya que cuando se trabaja cerca de la temperatura de consigna el compresor no siempre aprovecha toda la irradiancia incidente. De hecho, el *UR<sub>EF</sub>* es mayor cuando *T<sub>int,SP</sub>*=18 °C, ya que el sistema está menos tiempo trabajando a bajas potencias que cuando *T<sub>int,SP</sub>*=24 °C y el generador FV se aprovecha mejor.

La penetración fotovoltaica es similar para los dos ensayos (0,51 y 0,52), a pesar de que con *T<sub>int,SP</sub>*=18 °C el consumo eléctrico fue muy superior que con *T<sub>int,SP</sub>*=24 °C (68,08 kWh y 25,92 kWh respectivamente). Esto se explica porque durante el segundo ensayo la irradiación recibida fue menor (56,19 kWh/m<sup>2</sup> frente a 77,14 kWh/m<sup>2</sup> del primer ensayo). En condiciones de irradiación similar, se esperaría obtener una penetración fotovoltaica mayor cuanto menor sea el consumo eléctrico, es decir, cuanto mayor sea la temperatura de consigna.

Los valores de *EER* son significativamente menores para el ensayo con la menor temperatura de consigna (2,10 comparado con 3,22 para la mayor *T<sub>int,SP</sub>*). De hecho, en el segundo caso el valor es similar al indicado por el fabricante (ver Tabla 1). La reducción del *EER* se explica en parte por las distintas potencias de operación del compresor durante los ensayos. Las Fig. 4(a) y (b) muestran los valores de *EER* en función del consumo del compresor (*P<sub>com</sub>*) para dos días soleados -5/10/2019 (a) y 7/12/2019 (b)- con dos temperaturas de consigna distintas, 18 °C y 24 °C respectivamente. Se observa que el *EER* es mayor cuanto menor es *P<sub>com</sub>*; en la Fig. 4(a) el compresor trabajó en un rango de potencias más amplio que en la Fig. 4(b), incluyendo valores superiores a los 600 W que contribuyen a reducir el *EER* promedio. Por otra parte, a igualdad de *P<sub>com</sub>*, *EER* es mayor cuanto menor es la diferencia entre *T<sub>int</sub>* y *T<sub>ext</sub>*; como *T<sub>ext</sub>* es constante en estos ensayos, *EER* es mayor cuanto mayor es *T<sub>int,SP</sub>* (a igualdad de *P<sub>com</sub>*). En ambas figuras es llamativo el número de puntos con *EER* nulo; corresponden a momentos en los que el compresor está encendido (*P<sub>com</sub>*>0) pero el ventilador de la unidad interior está apagado y, por tanto, no hay intercambio de energía térmica al ambiente (*P<sub>evap</sub>*=0). Estos puntos son la causa de que el *EER* obtenido sea algo menor que el *SPF*, que está expresado en términos de energía y se ve menos afectado por valores puntuales nulos de potencia térmica. Esta diferencia es de sólo el 6% cuando *T<sub>int,SP</sub>*=18 °C y algo superior, del 14%, cuando *T<sub>int,SP</sub>*=24 °C.

Finalmente, el indicador de rendimiento del conjunto del sistema, *SPF<sub>BC-FV,CEM</sub>*, es un 50% superior al *SPF* cuando *T<sub>int,SP</sub>*=18 °C y un 21% superior cuando *T<sub>int,SP</sub>*=24 °C. La diferencia se explica por el *UR<sub>EF</sub>*, ya que en el primer caso el generador FV se aprovechó mejor que en el segundo. En valores absolutos, el *SPF<sub>BC-FV,CEM</sub>* es menor en el primer caso (2,86) que en el segundo (4,28) debido fundamentalmente al menor *SPF*. Sin embargo, conviene comentar que el *SPF<sub>BC-FV,CEM</sub>* es independiente de las condiciones de operación sólo en la parte concerniente al generador FV (porque se calcula a partir del *PR<sub>FV,CEM</sub>*), pero no en la concerniente a la BC. Por tanto, a la hora de realizar comparaciones entre distintos ensayos es importante tener este factor en cuenta.

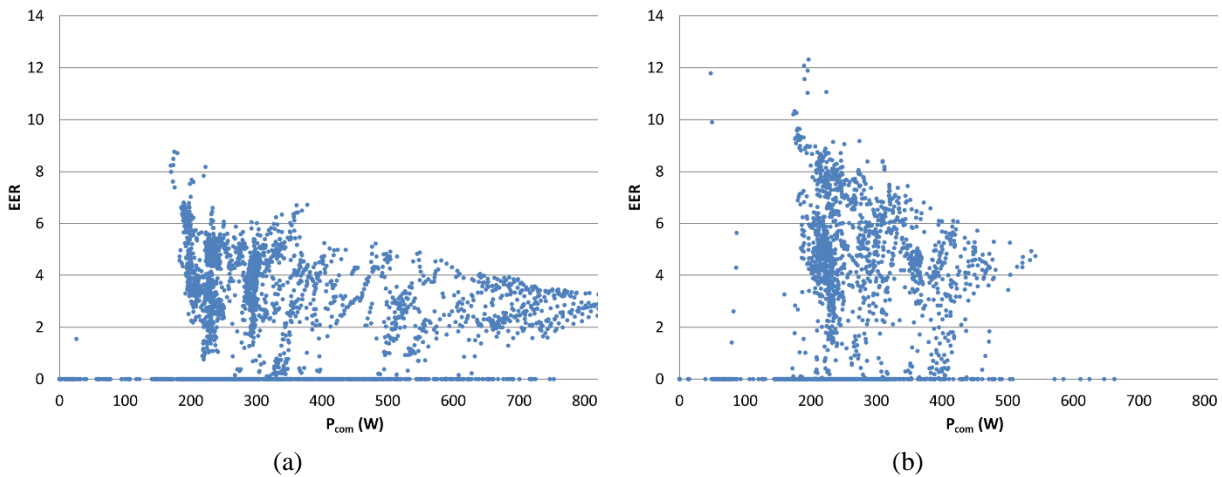


Fig. 4. Valores del Energy Efficiency Ratio ( $EER$ ) en función del consumo del compresor ( $P_{com}$ ) para dos días soleados -5/10/2019 (a) y 7/12/2019 (b)- con dos temperaturas de consigna distintas, 18 °C y 24 °C respectivamente.

## CONCLUSIONES

A la vista de los resultados presentados, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- El algoritmo de control “inverter” ha sido correctamente implementado, consiguiendo regular la frecuencia del compresor en función de las condiciones de temperatura en la sala interior y priorizando el uso del generador FV respecto a la red eléctrica. A pesar de que los ensayos fueron implementados a partir de octubre, cuando la irradiación diaria no es tan alta como en verano, se ha logrado una penetración FV promedio del 56%.
- Los indicadores de rendimiento del sistema muestran un buen comportamiento de sus componentes. El  $PR_{FV,CEM} > 0,9$  indica que el generador FV trabajó libre de defectos; el  $PR$  bajo se explica por el factor de utilización  $UR_{EF}$ , que fundamentalmente depende de la temperatura de consigna (mayores  $T_{int,SP}$  implican un menor aprovechamiento de la irradiación incidente). El  $EER$  y el  $SPF$  muestran valores acordes con lo indicado por el fabricante, menores cuanto mayor sea la potencia de trabajo del compresor (es decir, cuanto menor sea  $T_{int,SP}$ ).
- El  $SPF_{BC-FV,CEM}$  presenta un valor absoluto menor para temperaturas de consigna bajas, debido al menor  $SPF$ , pero en cambio la mejora respecto a dicho  $SPF$  es mayor debido al mejor aprovechamiento del generador FV (mayor  $UR_{EF}$ ). Este indicador permite evaluar el funcionamiento del sistema en su conjunto, pero hay que tomar la precaución de considerar las distintas condiciones de operación de la BC. El análisis de los distintos parámetros que lo conforman permite identificar cómo mejorar el acoplamiento de la BC y del generador FV.

A la vista de las especificidades de la solución técnica aquí implementada, conviene realizar ensayos bajo condiciones de operación más variadas, tanto para el generador FV como para la BC, de forma que se puedan generalizar las conclusiones aquí mostradas. Una base de datos amplia sobre BC-FV permitiría establecer una referencia de calidad utilizando el  $SPF_{BC-FV,CEM}$  y los parámetros que lo conforman.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por el programa de investigación e innovación del Horizonte2020 de la Unión Europea a través del proyecto Fostering a Next GeneRation of European Photovoltaic SoCiety (GRECO), bajo el acuerdo de concesión nº 787289. Este trabajo es parte de proyecto MADRID-PV2 (P2018/EMT-4308), financiado por la Comunidad de Madrid con el apoyo de FEDER. El diseño y la instalación del prototipo para la realización de los ensayos experimentales aquí descritos ha sido posible gracias a la colaboración con la compañía Energeo S.L.

## REFERENCIAS

- Dierauf A. G. T., Kurtz S., Becerra J.L., Riley E., Hansen C. (2013). Weather-Corrected Performance Ratio. *National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-5200-57991*. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57991.pdf>
- European Heat Pump Association. (2019). The European Heat Pump Market and Statistics Report 2019 - Executive Summary.
- European Heat Pump Association. EHPA Online Stats Tool. [http://www.stats.ehpa.org/hp\\_sales/story\\_sales](http://www.stats.ehpa.org/hp_sales/story_sales) (consultado 07/01/2020).
- European Commission. 2030 climate & energy framework. [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en) (consultado 07/01/2020).
- Jahn U. G., Nasse W. (2000). Analysis of Photovoltaic Systems. Paris (France), 2000.
- Reich N., Müller B., Armbruster A., van Sark W., Kiefer K., and Reise C. (2012). Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic? *Progress in Photovoltaics Research and Applications*, vol. 20, pp. 717-726, doi: 10.1002/pip.1219.
- Lorenzo C. and Narvarte L. (2019). Performance indicators of photovoltaic heat-pumps. *Heliyon*, vol. 5, no. 10, p. e02691, doi: 10.1016/j.heliyon.2019.e02691.
- Purohit I. and Purohit P. (2018). Performance assessment of grid-interactive solar photovoltaic projects under India's national solar mission. *Applied Energy*, vol. 222, pp. 25-41, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.135.





## HACIA LA UNIFICACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN DE APLICACIONES SOLARES PARA PROCESOS INDUSTRIALES

Frasquet M.\*, Aramburo-Pasapera J.A.\*\*\*, Nájera-Trejo M.\*\*\*, Silva M.\*\*\*

\* SOLATOM, Universidad Politécnica de Valencia, C/ Pedro Duque, 7, 46022 Valencia, miguel.frasquet@solatom.com

\*\* Centro de Investigación en Materiales Avanzados, Calle CIMAV 110, Arroyo Seco, 34147 (Durango) México

\*\*\*Ingeniería Energética, Universidad de Sevilla, Camino de los Descubrimientos, s/n, 41092 Sevilla

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.4151>

### RESUMEN

La disponibilidad de herramientas que permitan realizar estudios de viabilidad en proyectos de energía solar térmica para procesos industriales (SHIP), de manera rápida, precisa y con bajo coste, es crítica para la aceptación de esta tecnología por el sector industrial. Las herramientas surgidas en respuesta a esta demanda son muy heterogéneas, lo que dificulta la comparación de proyectos. Esta disparidad limita el desarrollo comercial de la tecnología al generar incertidumbre en empresas promotoras y entidades financieras. En este artículo se presenta una metodología para unificar los esfuerzos que se están llevando a cabo para el desarrollo de estas herramientas de simulación. La metodología propuesta combina la utilización de código abierto y privado. De esta forma se garantiza un desarrollo conjunto y continuado por universidades y centros público/privados, además de permitir a empresas privadas su utilización, manteniendo privada cualquier información sensible.

### PALABRAS CLAVE:

Energía Solar, Simulador, Código abierto, Procesos Industriales

### ABSTRACT

The availability of tools capable of performing pre-feasibility studies of Solar Heat for Industrial Processes (SHIP) projects in a fast, precise, and low cost way has become necessary for the acceptance of this technology by the industrial sector. The tools that have emerged so far are very heterogeneous, making it difficult to benchmark projects. The significant disparity in the tool limits the commercial development of the technology by generating uncertainty in project promoters and financial entities. This work presents a methodology to unify the efforts that are being carried out for the development of these simulation tools. The proposed methodology combines the use of open and proprietary source. In this way, open source development is maintained by universities and public / private centers, while private companies still keep any sensitive information private.

### KEYWORDS:

Solar Energy, Simulator, Open Source, Industrial Processes

### INTRODUCCIÓN

El elevado potencial de la energía solar térmica para procesos industriales ha sido identificado en numerosos estudios. Sin embargo, sólo el 0.02% de la demanda energética global está cubierta con tecnologías solares (IEA, 2019). La complejidad y variedad de los diferentes procesos industriales, hace que sea necesario la realización de análisis específicos para cada caso. El elevado coste y tiempo necesario para realizar dichos análisis, representa una de las barreras más importantes de la tecnología. Para superar esta barrera, se están desarrollando numerosas herramientas de simulación capaces de hacer estudios de viabilidad de manera rápida y sencilla.

El desarrollo de herramientas de viabilidad suele estar englobado normalmente en proyectos de investigación, o en la estrategia comercial de empresas fabricantes de equipos solares. Cuando la herramienta proviene de un proyecto de investigación, el desarrollo suele ser colaborativo, y coordinado normalmente por universidades y centros de investigación. La principal ventaja de estas herramientas es que suelen estar validadas con resultados reales (llevados a cabo durante el proyecto), y que existe información pública sobre su funcionamiento y base teórica. Estas herramientas tienen una flexibilidad limitada a la hora de seleccionar esquemas de integración en la industria, los datos económicos (de incluirse) suelen tener una incertidumbre elevada, y su mantenimiento está acotado a la

duración del proyecto. Algunos ejemplos de estas herramientas son la herramienta InSun (desarrollada en 2015 durante el proyecto FP7 del mismo nombre), o Appsol (desarrollada en 2014 por Aguasol para un proyecto del CORFO chileno).

Las herramientas de viabilidad desarrolladas por fabricantes de colectores permiten realizar simulaciones utilizando únicamente sus equipos. La ventaja de estas herramientas es que disponen de datos reales de colectores, y costes reales de mercado. Además, suelen estar bien mantenidas ya que forman parte de la estrategia comercial de la empresa. La mayor desventaja es que el código de las herramientas no suele ser público, para que la información sensible de la empresa no pueda ser accesible. Ejemplos de este tipo de herramientas son la del fabricante sueco de colectores cilindro parabólicos Absolicon, o la de Oventrop para colectores de tubo de vacío.

El elevado número de herramientas disponibles, y su heterogeneidad, dificulta el benchmarking de la tecnología. También implica que se están destinando recursos a desarrollar herramientas nuevas, las cuales, en mayor o menor medida, cumplen el mismo objetivo y tiene una estructura similar. Actualmente, además de las ya existentes, un elevado número de herramientas de este tipo está siendo desarrollado en paralelo, bajo el marco de proyectos como INSHIP, SHIP2FAIR, Solar-Payback o SECASOL.

### METODOLOGÍA

La propuesta que aquí se describe trata de combinar las ventajas del código abierto en lo relativo a desarrollo colaborativo, con la privacidad del código privado. La estructura propuesta utiliza un código común único, abierto y accesible públicamente como motor para las simulaciones, conectado a un conjunto de interfaces de código privado. El motor de simulación de código abierto está alojado en un repositorio público. En este repositorio se gestiona y organiza las contribuciones de los diferentes participantes en el desarrollo. Este tipo de repositorios públicos de código abierto incorporan además las herramientas necesarias para facilitar el desarrollo de software colaborativo (sistema de versiones, resolución de conflictos, etc.). Las interfaces donde reside la información sensible están por el contrario, alojadas en los servidores privados de la empresa encargada de su desarrollo.

Cuando un usuario desea realizar una simulación, accede a la interfaz privada e introduce los datos de entrada de la simulación. La interfaz accede al repositorio público y carga la última versión del motor de simulación en el servidor privado. Al motor de simulación se le alimenta con la información necesaria para realizar la simulación (datos de entrada del usuario, datos de rendimiento del captador, información de coste, etc.). Una vez la simulación termina, el motor genera los resultados y estos se presentan al usuario a través de la interfaz. Cualquier modificación y mejora en el motor de simulación se traslada a las interfaces cuando estas cargan el motor desde el repositorio. De esta manera es posible desarrollar el motor de simulación de manera colaborativa, pública y abierta, manteniendo privada la información sensible necesaria para llevar a cabo las simulaciones. La figura 1 describe la arquitectura propuesta.

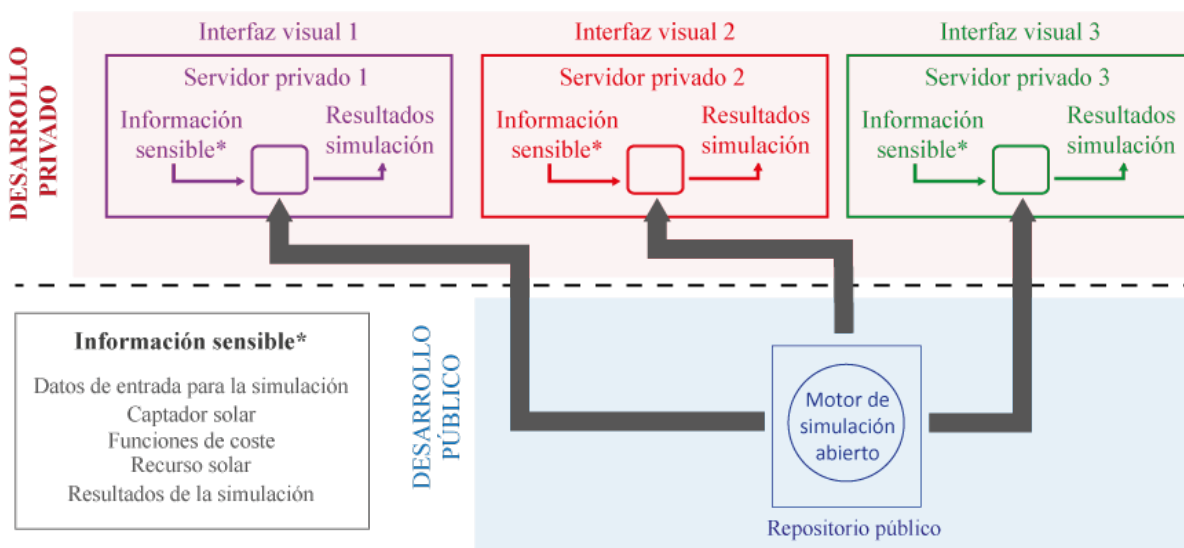


Fig. 1. Esquema de la arquitectura propuesta

Para el correcto funcionamiento de la metodología descrita es fundamental garantizar que el futuro desarrollo del código de simulación no interfiera ni inhabilite el funcionamiento de las interfaces conectadas a él. Para ello es necesario mantener cierto grado de retrocompatibilidad. Un crecimiento significativo de las interfaces conectadas al

motor de simulación supondría también un esfuerzo creciente para mantener la retrocompatibilidad con todas ellas. Afortunadamente, en la metodología propuesta la interconexión entre motor de simulación e interfaz es únicamente a través de los inputs y outputs del primero. Garantizar la futura retrocompatibilidad pasa por verificar automáticamente esta interconexión. Estos mecanismos de verificación automática existen desde hace años (Ponomarenko y Rubanov, 2012).

### IMPLEMENTACIÓN

La metodología descrita ha sido puesta a prueba utilizando SHIPcal como motor de simulación. SHIPcal es un software de código abierto, para la simulación de aplicaciones solares de concentración en procesos industriales (Frasquet, 2016). La primera interfaz conectada a SHIPcal se denomina ReSSSPI y ha sido desarrollada por la empresa SOLATOM. La interfaz ReSSSPI se conectó al motor SHIPcal en Diciembre 2017. Desde entonces se han llevado a cabo 5079 simulaciones por 243 usuarios de 32 países diferentes.

### VALIDACIÓN

La interfaz ReSSSPI, pese a ser la primera interfaz conectada a SHIPcal, no valida la metodología descrita, ya que su desarrollador, SOLATOM, es también el desarrollador principal del motor de simulación SHIPcal. Para validar la metodología es conveniente que las interfaces sean desarrolladas por entidades independientes. La primera validación externa se realizó por el Centro de Investigación en Materiales Avanzados (CIMAV) de Durango (México). En 2019 el CIMAV realizó una interfaz propia adaptada a las características del mercado mexicano.

La interfaz del CIMAV se desarrolló en Python, el mismo lenguaje en el que está escrito SHIPcal. La interfaz utiliza la plataforma de trabajo (framework en inglés) Django. Django es uno de los frameworks de desarrollo web de Python más utilizados. Este framework se estructura por medio de aplicaciones, cada una desempeña una tarea específica dentro de la interfaz (p.ej. modificar un usuario, mostrar los resultados o generar los informes de resultados). La interfaz está alojada en el servidor del CIMAV y es accesible a través de una dirección web (<http://shipcal.cimav.edu.mx/simulate/>). La información de los datos de entrada de las simulaciones, variables financieras y las características de los colectores, está alojada en el servidor del CIMAV, por lo que su acceso está restringido.

Además del desarrollo de la interfaz, el CIMAV agregó funcionalidades y se mejoraron algunas funciones clave del motor de simulación SHIPcal. Estas mejoras se coordinaron a través del repositorio público de SHIPcal.

### MEJORAS EN EL MOTOR DE SIMULACIÓN INTRODUCIDAS POR EL CIMAV

#### Temperatura de agua de red

Algunos de los modelos de integración de SHIPcal son de circuito abierto, es decir, utilizan en el cálculo termodinámico la temperatura del agua suministrada por una red externa, en lugar de utilizar la temperatura del agua de retorno del proceso. En la versión original de SHIPcal, la temperatura del agua proveniente de una red de distribución externa al proceso, se calculaba con valores promedios mensuales de la red de España. Con el objetivo de tener una aproximación más general, se realizó una modificación para que la temperatura del agua proveniente de la red se calcule como función de la información meteorológica específica de la locación seleccionada para la simulación. La temperatura del agua proveniente de la red se obtiene a partir de la Ec. (1) (Klein et al., 2018)

$$T_{grid} = \bar{T}_{amb} + 3 + ratio(T_{max}/2)\sin(-90 + (day - 15 - lag)360/365) \quad (1)$$

$$ratio = 0.22 + 0.0056(\bar{T}_{amb} - 6.67)$$

$$lag = 1.67 - 0.56(\bar{T}_{amb} - 6.67)$$

Donde *day* es el número de día del año con años de 365 días,  $T_{max}$  es la temperatura ambiente máxima del año, y  $\bar{T}_{amb}$  es la temperatura ambiente promedio del año. Todas las temperaturas son definidas en grados Celsius.

#### Simulación de colectores planos

SHIPcal se desarrolló originalmente para la simulación de concentradores solares, por lo que la definición del rendimiento de los captadores seguía la metodología descrita en (Eck et al., 2014). Para permitir la simulación de captadores planos, el código se habilitó para recibir los parámetros de eficiencia máxima del colector ( $\rho_0$ ) y de pérdidas térmicas ( $\nu_1$  y  $\nu_2$ ), de manera que sea posible construir la ecuación cuadrática general de eficiencia Ec. (2) (Duffy y Beckman, 1991).

$$\eta = \rho_0 K_{(\tau\alpha)} - \frac{\nu_1(T_m - T_a)}{G} - \frac{\nu_2(T_m - T_a)^2}{G} \quad (2)$$

El factor  $K_{(\tau\alpha)}$  es el modificador de ángulos e incidencia y se calcula en cada hora resultando en una ecuación de eficiencia diferente para cada hora. El valor de  $K_{(\tau\alpha)}$  se puede obtener con dos métodos diferentes; con una tabla de valores de  $K_{(\tau\alpha)}$  conocidos para ángulos de incidencia previos e interpolando linealmente para los ángulos no contemplados (este es el método pre-existente) o a partir de Ec(3) (Duffey y Beckman, 1991).

$$K_{(\tau\alpha)} = 1 - b \left( \frac{1}{\cos(\xi)} - 1 \right)^n \quad (3)$$

Los parámetros  $b$  y  $n$  se obtienen a partir de la interpolación lineal de valores conocidos de  $K_{(\tau\alpha)}$  en Ec. (4), la cual no es más que Ec. (3) reescrita con logaritmos y  $\xi$  es el ángulo de incidencia en el plano.

$$\begin{aligned} x &= \ln \left( \frac{1}{\cos(\xi)} - 1 \right) \\ y &= \ln(1 - K_{(\tau\alpha)}) \\ y &= \ln(b) + nx \end{aligned} \quad (4)$$

Este segundo método ofrece una mayor exactitud en el cálculo de  $K_{(\tau\alpha)}$  y menor consumo de memoria pues sólo utiliza dos variables en lugar de buscar e interpolar en un archivo completo para computar el  $K_{(\tau\alpha)}$ .

Además, SHIPcal es ahora capaz de seleccionar del archivo meteorológico la Irradiancia Normal Directa (DNI) si se simula un colector de concentración, o la Irradiancia Global Horizontal (GHI) si se utiliza un colector de placa plana.

## CONCLUSIÓN

Para el desarrollo masivo de proyectos solares en aplicaciones industriales es necesario que los promotores tengan acceso a herramientas que permitan analizar la viabilidad de este tipo de instalaciones. La metodología presentada, que conecta un motor de simulación de código abierto con interfaces privadas, combina de manera efectiva las ventajas de los simuladores existentes de código abierto y los de código privado. La metodología se ha validado utilizando el motor de simulación SHIPcal. El desarrollo realizado por el CIMAV, ha permitido conectar una nueva interfaz a SHIPcal, especialmente diseñada para el mercado solar de México. A día de hoy, tanto ReSSSPI como la interfaz del CIMAV están conectadas a SHIPcal, y ambas se han beneficiado de las mejoras introducidas en él, probando la viabilidad de desarrollar colaborativamente un único motor de simulación común.

## REFERENCIAS

Duffie J.A. and Beckman W.A. (1991) *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2<sup>nd</sup> edn. pp. 289-296. Wiley Interscience, New York.

Eck, M., Hirsch T., Feldhoff, J.F., Kretschmann, D., Dersch J., Gavilan Morales, A., Gonzalez-Martinez, L., Bachelier, C., Platzer, W., Riffelmann, K-f., Wagner, M. (2014). Guidelines for CSP Yield Analysis – Optical Losses of Line Focusing Systems; Definitions, Sensitivity Analysis and Modeling Approaches, *Energy Procedia*, Volume 49, 2014, Pages 1318-1327, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.141>.

Frasquet M., (2016). SHIPcal: Solar Heat for Industrial Processes Online Calculator. *Energy Procedia*, ISSN: 1876-6102, Vol: 91, Page: 611-619

IEA (2019), *Renewables 2019*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/renewables-2019>

Klein, S.A., et al., (2018) *TRNSYS 18 –Mathematical Reference*, pp. 4–697

Ponomarenko, A., Rubanov, V. (2012) Backward compatibility of software interfaces: Steps towards automatic verification. *Program Comput Soft* 38, 257–267 (2012). <https://doi.org/10.1134/S0361768812050052>

## 2.5 Power to Gas e Power to Heat, Hidrogénio e Química Solar



## CARACTERIZACIÓN TÉRMICA DEL REACTOR SOLAR MULTITUBULAR M&M

**Romero-Paredes H.\***, **Santamaria-Padilla A.\*\***, **Arancibia-Bulnes C.A.\*\*\***, **Villafán Vidales H.I.\*\*\***

\*Departamento de Ingeniería de Procesos e Hidráulica, Universidad Autónoma Metropolitana – Iztapalapa, San Rafael Atlixco 186, Ciudad de México, 09340 DF, México. [hrp@xanum.uam.mx](mailto:hrp@xanum.uam.mx)

\*\*Posgrado en Energía y Medio Ambiente, Universidad Autónoma Metropolitana – Iztapalapa, San Rafael Atlixco 186, Ciudad de México, 09340 DF, México. [aspenergia@xanum.uam.mx](mailto:aspenergia@xanum.uam.mx)

\*\*\*Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México, Privada de Xochicalco S/N, Temixco, Morelos, 62580, México. [caab@ier.unam.mx](mailto:caab@ier.unam.mx) y [hivv@ier.unam.mx](mailto:hivv@ier.unam.mx)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.5152>

### RESUMEN/RESUMO

El objetivo de este trabajo es la caracterización térmica de un reactor solar de cavidad multitubular (M&M) bajo radiación solar concentrada del horno solar del Instituto de Energías Renovables de la UNAM (HoSIER); concebido para realizar reacciones termoquímicas de producción de combustibles limpios como son el hidrógeno y gas de síntesis. Ha habido diversas propuestas de reactores solares, pero no se ha estudiado de manera experimental los efectos que tiene la distribución geométrica de los tubos dentro de la cavidad en su comportamiento térmico, en la inercia térmica ante los cambios de la irradiancia solar y con el flujo de aire dentro de los mismos. La caracterización se realizó en función del arreglo de los tubos en la cavidad, la estabilidad y homogeneidad de la temperatura entre los tubos y la evaluación de la inercia térmica del reactor en función de las variaciones de la irradiancia solar. Los resultados muestran que el arreglo propuesto tiene una buena estabilidad térmica y puede responder fácilmente ante cambios súbitos en la irradiancia solar. La diferencia mínima de temperatura alcanzada entre los tubos fue de 72°C cuando la temperatura del tubo central fue de 1200°C, equivalente a 6% de diferencia.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** Reactor solar tubular, caracterización térmica, inercia térmica.

### ABSTRACT

The main objective of this work is the thermal characterization of a multi-tubular cavity solar reactor (M&M) under concentrated solar radiation from the solar furnace of the Renewable Energy Institute of the UNAM (HoSIER); conceived to perform thermochemical reactions to produce clean fuels as the hydrogen and synthesis gas. There have been various proposals for solar reactors, but the effects of the geometric distribution of the tubes within the cavity on their thermal behavior, on thermal inertia with changes in solar irradiance and air flux inside them, have not been experimentally studied. The characterization was performed as a function of the tubes arrangements, the stability and the temperature homogeneity between tubes, and the thermal inertia evaluation as a function of solar irradiance. The results show that the proposed arrangement has good thermal stability and can easily respond to sudden changes in solar irradiance. The minimum temperature difference reached between the tubes was 72°C, when the central tube reaches 1200°C, equivalent to 6% difference.

**KEYWORDS:** Tubular solar reactor, thermal characterization, thermal inertia.

## INTRODUCCIÓN

Uno de los grandes retos para el uso de la energía solar concentrada en sistemas de generación de potencia, es hacer frente al carácter intermitente de la fuente y al ciclo día noche que se presenta. La generación continua de potencia es un factor preponderante para obtener mejores parámetros de rentabilidad en este tipo de instalaciones. El almacenamiento de la energía térmica ha sido estudiado ampliamente (Steinmann, 2015, Liu et al., 2016), para hacer frente a esa particularidad de la fuente, prevaleciendo las tecnologías de calor sensible. Una solución plausible es el almacenamiento termoquímico basado en los ciclos de reacciones endotérmicas y exotérmicas. Las primeras para almacenar la energía y la segunda para recuperar la energía almacenada (Pardo et al., 2014, Yan, Wang, Li, Wang, & Fred, 2015, Dizaji & Hosseini, 2018, Wu, Zhou, Doroodchi, Nellore, & Moghtaderi, 2018, Sunku Prasad, Muthukumar, Desai, Basu, & Rahman, 2019, Palacios, Barreneche, Navarro, & Ding, 2020). Otra solución ampliamente propuesta es la producción de vectores energéticos como son el hidrógeno o el gas de síntesis a partir de reacciones con ciclos termoquímicos o bien mediante la gasificación de materiales hidro-carbonosos (Glaser, 1958, Steinfeld, 2005). Para poder llevar a cabo esas reacciones es imprescindible contar con un receptor donde se éstas puedan llevar a cabo. Los reactores solares han sido concebidos desde los inicios de las propuestas para el almacenamiento termoquímico y la producción de hidrógeno y el craking de hidrocarburos gaseosos, como el metano presente en el gas natural. Son múltiples los diseños que se han propuesto para ese fin, ya sea con incidencia de radiación directa (M. Kogan & Kogan, 2003) (Trommer, Hirsch, & Steinfeld, 2004, A. Kogan, Kogan, & Barak, 2004, Hirsch & Steinfeld, 2004, Rodat, Abanades, & Flamant, 2009) o de forma indirecta (Dahl, Buechler, Weimer, Lewandowski, & Bingham, 2004). Recientemente se han propuesto una serie de reactores tubulares, principalmente para llevar a cabo el craking de metano (Rodat et al., 2009, Valdés-Parada, Romero-Paredes, & Espinosa-Paredes, 2011, Riahi, Atashkari, Mahmoudimehr, & Rodat, 2019) o reacciones para la producción de vectores energéticos (Valades-Pelayo, Arancibia-Bulnes, Villafan-Vidales, & Romero-Paredes, 2016, Tapia et al., 2019).

Para realizar la investigación de reacciones químicas solares susceptibles para el almacenamiento de energía térmica solar a elevada temperatura, la producción de hidrógeno y la producción de gas de síntesis a través de la gasificación de materiales hidro-carbonosos, se diseñó y construyó un reactor solar multitubular de cavidad cúbica que pudiera tener la posibilidad de llevar a cabo esas reacciones termoquímicas (patente en trámite MXa/2016)017256). El arreglo de los tubos dentro de la cavidad, reviste una gran importancia pues de ello depende la homogeneidad de la temperatura entre ellos y la estabilidad térmica. Previamente se simuló y se estableció la forma que debería tener el arreglo de los tubos dentro del cono de radiación solar en la cavidad (Valades-Pelayo et al., 2016). Para ello en este trabajo, el reactor solar se montó en el foco del concentrador solar HoSIER del Instituto de Energías Renovables de la UNAM, ubicado en Temixco, Morelos, México. Se probaron diferentes arreglos y se analizaron los perfiles de temperatura durante los procesos de calentamiento y enfriamiento. El arreglo optimizado durante la simulación mencionada, se tomó como base de partida para proponer otros arreglos que fueran similares. Así, se propusieron 4 arreglos diferentes que permitieran corroborar los resultados de la simulación y poder determinar la inercia térmica y los perfiles de temperatura respecto al tiempo en los procesos de calentamiento y enfriamiento.

## METODOLOGÍA

El Horno Solar del Instituto de Energías Renovables (HoSIER) está conformado por un heliostato, un atenuador de persianas para controlar la radiación que incide en el concentrador solar y ser proyectada en el reactor solar como se muestra en la Fig. 1. La Figura 2 muestra una vista lateral del interior del reactor cubico, donde se tienen distintas capas de aislamiento en alúmina con un espesor de una pulgada cada uno; tubos de acero inoxidable cedula 316 con un diámetro de una pulgada por los cuales se tiene la inyección de aire comprimido con un flujo de un 1 L/min en cada tubo. En la parte frontal del reactor se tiene un circuito de agua de enfriamiento con un flujo constante para mantener la ventana protegida de sobrecalentamiento. La cavidad está hecha de placas de fibra grafito; un compuesto que fue caracterizado previamente en sus propiedades termo-físicas (Macias et al., 2019). Ésta tiene una inyección de nitrógeno por la parte lateral para mantener una presión positiva respecto al medio ambiente y evitar la entrada de oxígeno del aire, que puede perjudicar este material a elevada temperatura. El flujo de nitrógeno establecido fue de 500 ml/min.



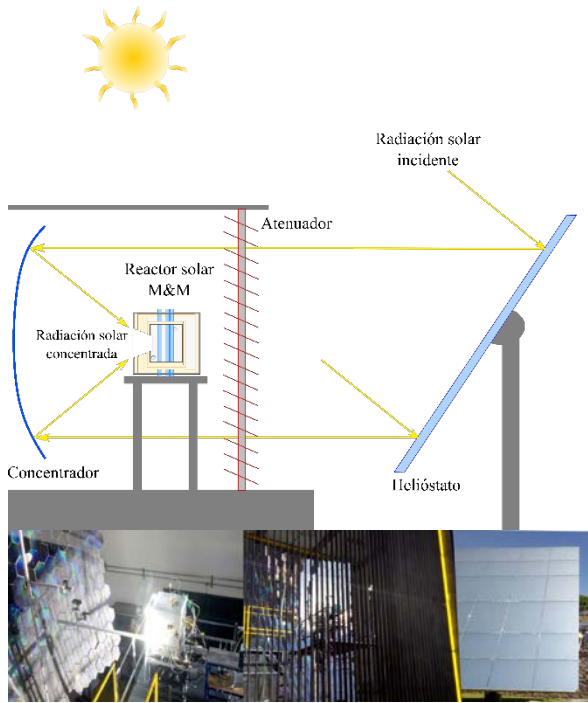


Fig. 1. Diagrama esquemático del HoSIER

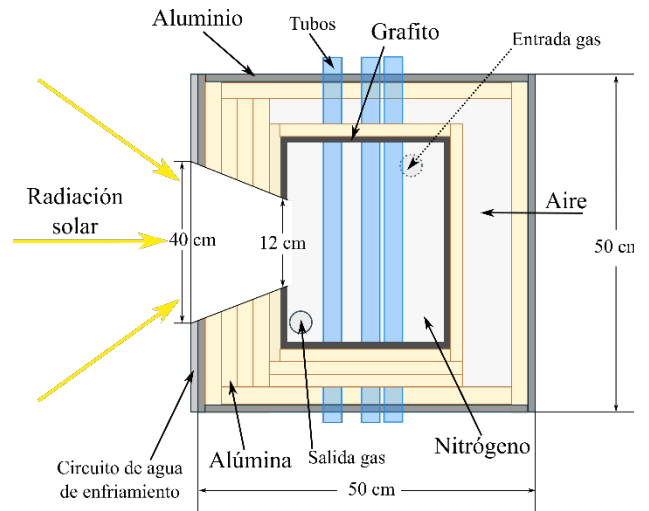


Fig. 2. Vista lateral del reactor solar M&M

El diseño de este reactor es flexible al número de tubos que se pueden emplear (hasta 9 tubos) y a distintos arreglos para ser evaluados. En la Figura 3 se muestran los distintos arreglos utilizando 5 tubos que fueron los que se evaluaron experimentalmente en el HoSIER.

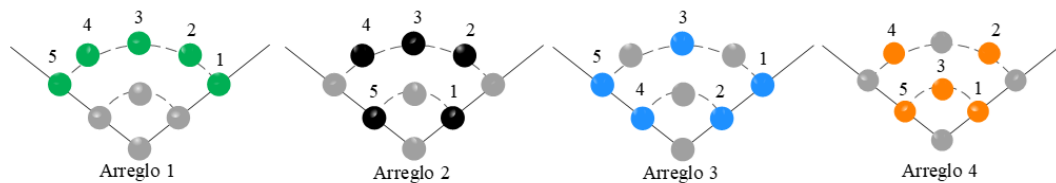


Fig. 3. Arreglo de tubos del reactor multitubular

Para la caracterización térmica del reactor M&M, éste se instrumentó con 26 termopares tipo K colocados estratégicamente como se muestra en la Fig. 4. El sistema de adquisición de datos se programó para hacer mediciones cada 10 segundos y así poder evaluar su comportamiento para los distintos arreglos propuestos.

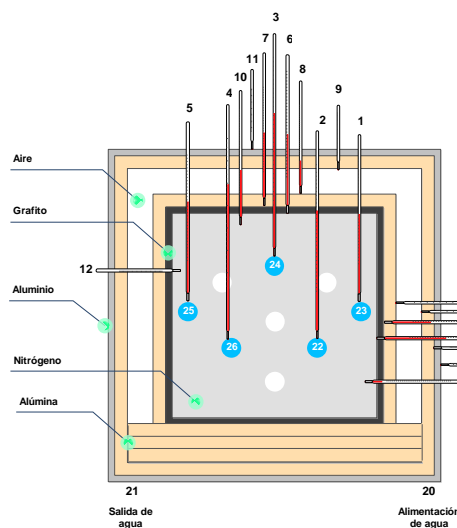


Fig. 4. Vista superior y distribución de termopares en el reactor M&M

Cada arreglo se estructuro dentro del cono de incidencia de la radiación solar y estos se fueron cambiando una vez que se terminó el set experimental para cada uno de ellos. El protocolo experimental consistió en lo siguiente:

1. Para el calentamiento del reactor, en primera estancia se propuso una rampa de calentamiento lenta, partiendo con apertura del atenuador en 20% manteniendo esa apertura por 10 minutos para después incrementar al 30, 40, 50, 70, 90 y 100% de apertura con el mismo intervalo de tiempo entre cada una de ellas. Esto se hizo con el objeto de probar el comportamiento del reactor contra los choques térmicos. Posteriormente se propuso una rampa de calentamiento rápida, partiendo con los mismos porcentajes de apertura, pero cada 2 minutos. La finalidad de esta segunda opción fue ver su comportamiento en condiciones extremas y poder reducir el tiempo de experimentación para cada arreglo de tubos.
2. Una vez alcanzado el 100% de apertura del atenuador, el reactor se mantiene sin modificar ningún parámetro hasta que tienda al equilibrio térmico. Para ello se monitorean las temperaturas interiores de los tubos y de la cavidad.
3. Inicialmente se realizaron diferentes juegos de apertura y cierre para identificar la magnitud de la inercia térmica y los efectos sobre esta cuando se simula el pasaje de nubes con el cierre parcial o total del atenuador. Por ello, cuando se ha alcanzado el 100% de apertura y se tiene una estabilidad en la temperatura, se realiza un cierre parcial del atenuador al 50%, y una vez que se estabiliza se vuelve a abrir el atenuador al 100%. Se deja que alcance de nuevo una estabilidad para ahora hacer cierres totales en los que se deja que el reactor disminuya en 250°C respecto a la temperatura máxima alcanzada, para después volver abrir súbitamente el atenuador al 100%. Esta última variación se repite con el objeto de corroborar que el comportamiento del reactor se mantiene y determinar que juego de apertura en el atenuador se empleara para cada arreglo propuesto.
4. Otro parámetro a evaluar es el flujo de aire que se inyecta en cada uno de los tubos para determinar el comportamiento del reactor con esta variable. Este flujo se estableció en 100, 200, 300 y 1000 ml/min/tubo. Para ello se propuso hacer una rampa de calentamiento rápida y una vez estable el reactor hacer un cierre total para dejar que disminuya la temperatura en 250°C y abrir súbitamente el atenuador al 100%. Cuando se vuelve a estabilizar el reactor, se hace la variación del flujo en los tubos y se repite el cierre total y apertura total. Algoritmo que se hace para cada flujo. Esto con la finalidad de determinar con que flujo se trabajará en todos los arreglos propuestos y los efectos que tiene ese flujo en la temperatura interior de los tubos.

A partir de las rutinas descritas, se estableció un régimen de calentamiento elevado, al establecer la apertura del atenuador en 20, 30, 40, 50, 70, 90 y 100% cada dos minutos. Habiendo alcanzado cierta estabilidad, se hace un primer cierre total del atenuador hasta que se enfría en 250°C el interior del tubo que alcanzó la máxima temperatura. Se reabre el atenuador al 100% hasta que se alcanza una cierta estabilidad térmica y se repite por una segunda vez el procedimiento. Se detectó que la variación del flujo de aire al interior de los tubos no presenta cambios significativos, por lo que se decidió mantener un flujo constante de 1000 ml/min/tubo. Este procedimiento fue empleado en todos los arreglos propuestos.

Se realizaron varias pruebas para cada uno de esos arreglos. El arreglo que presentó el mejor desempeño es el No. 3, el cual se muestra su montaje en el reactor M&M en la Fig 5. Los resultados obtenidos para este arreglo se mostrarán a detalle.

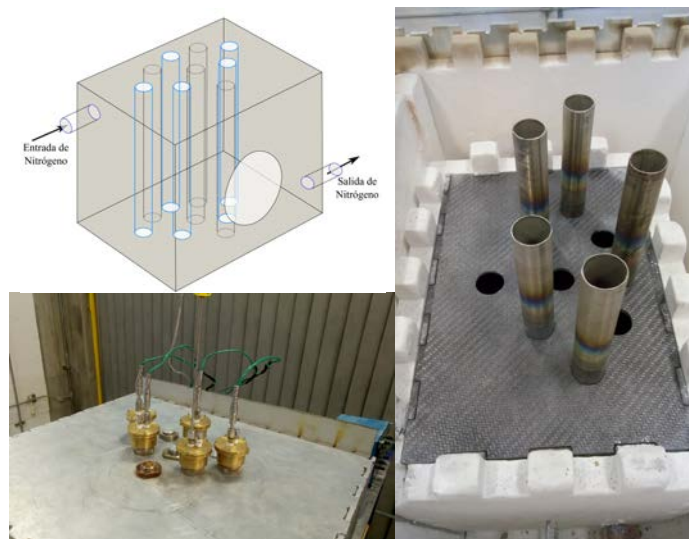


Fig. 5. Vista del arreglo 3 en el reactor M&M

RESULTADOS Y COMENTARIOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos durante las experiencias realizadas para caracterizar térmicamente el reactor solar M&M. De los cuatro arreglos propuestos, y mencionados en la metodología, se seleccionó aquel que presenta un mejor desempeño térmico, en este caso el arreglo 3.

Perfiles de Temperatura.

Acorde con los resultados obtenidos previamente de la simulación térmica del reactor (Valades-Pelayo et al., 2016) este arreglo es en el que se obtiene una mayor homogeneidad en la temperatura interna de los tubos. En la Figura 6 se presenta el arreglo seleccionado (Fig. 6a) junto con el resultado que arrojó la simulación (Fig. 6b) del arreglo de los tubos en el que se obtiene una temperatura más homogénea.

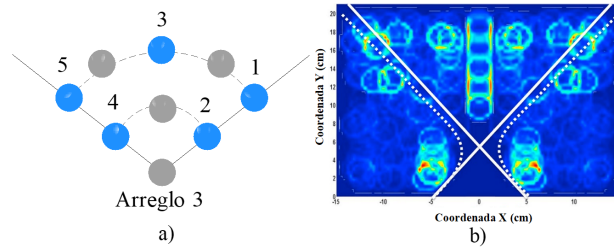


Fig. 6. Arreglo de tubos, a) arreglo No. 3, b) resultado de la simulación

En la Figura 7 se presenta el perfil de temperatura transitorio del interior los cinco tubos para el día que presentó una mayor homogeneidad en la irradiancia solar. Con objeto de poder apreciar la inercia térmica del reactor y al mismo tiempo simular los efectos que se tendrían en la temperatura interna de cada tubo con el paso de nubes, durante el proceso de calentamiento, se realizaron dos cierres completos del atenuador durante 2 a 3 minutos respectivamente hasta obtener una caída en la temperatura de 250 °C. En una primera vista, se observa que a la apertura del atenuador, el perfil de temperatura adquiere una pendiente casi vertical, esto es el incremento en la temperatura es muy rápida. Así también, la diferencia de temperaturas entre los tubos se va reduciendo conforme se va alcanzando mayor temperatura y se acerca al equilibrio térmico. Se puede apreciar que durante el apagado del reactor los tubos alcanzan rápidamente el equilibrio térmico logrando obtener casi la misma temperatura para todos los tubos. Al comparar este resultado con el obtenido con el arreglo 1 (Fig. 8), la diferencia de temperaturas en éste último es mayor para los tubos extremos y mismo en el equilibrio térmico simulado, con el cierre parcial del atenuador (50%), el que se mantuvo durante 35 minutos. Aún así, la diferencia de temperatura entre los tres tubos centrales y los dos extremos fue constante y se estabilizó en un gradiente de 100 °C.

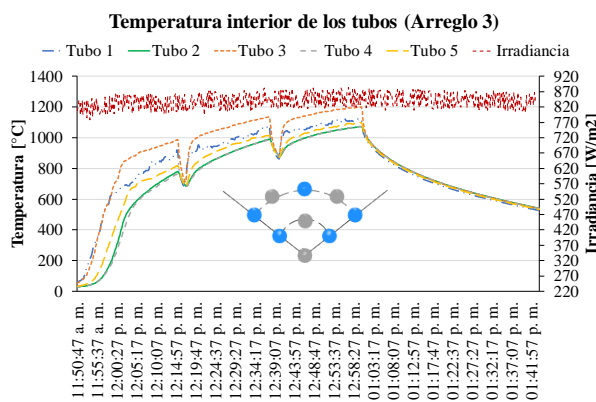


Fig. 7. Perfil de temperatura en el interior de los tubos del arreglo 3

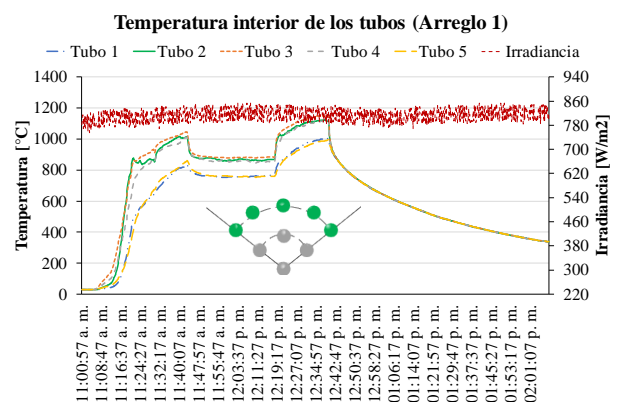


Fig. 8. Perfil de temperatura en el interior de los tubos del arreglo 1

Respecto al proceso de calentamiento para el arreglo 3, en el que se fue abriendo el atenuador paulatinamente, tal como se describió en la metodología, se observa una tasa continua de calentamiento del orden de 1.21 °C/seg para el tubo No 3. Los otros tubos mantienen un gradiente constante durante la primera rampa de calentamiento y van tomando un perfil casi paralelo respecto al tubo 3. En este proceso de calentamiento, el gradiente de temperatura entre los tubos crece muy rápidamente. Como era de esperarse. El tubo tres, quien recibe mayormente la radiación solar concentrada, incrementa rápidamente su temperatura mientras los demás tubos se calientan más lentamente.

Conforme evoluciona el calentamiento, esa diferencia de temperatura se va reduciendo hasta alcanzar un mínimo. La cavidad de grafito, ayuda a homogeneizar la temperatura en su interior y con ello logra pequeños gradientes entre los tubos. Se encontró que el gradiente de temperatura entre los tubos se va reduciendo conforme se va alcanzando el equilibrio térmico. En la Figura 9, se aprecia la evolución de la diferencia de temperatura entre los tubos 1, 2, 4 y 5 respecto al tubo 3. Se observa que al incrementar la temperatura y acercarse al equilibrio, ese gradiente de temperatura entre los tubos se va reduciendo paulatinamente. En las experiencias con este arreglo, se alcanzó un gradiente de 72 °C cuando la temperatura del tubo central llegó a los 1200 °C; esto representa una diferencia del 6%.

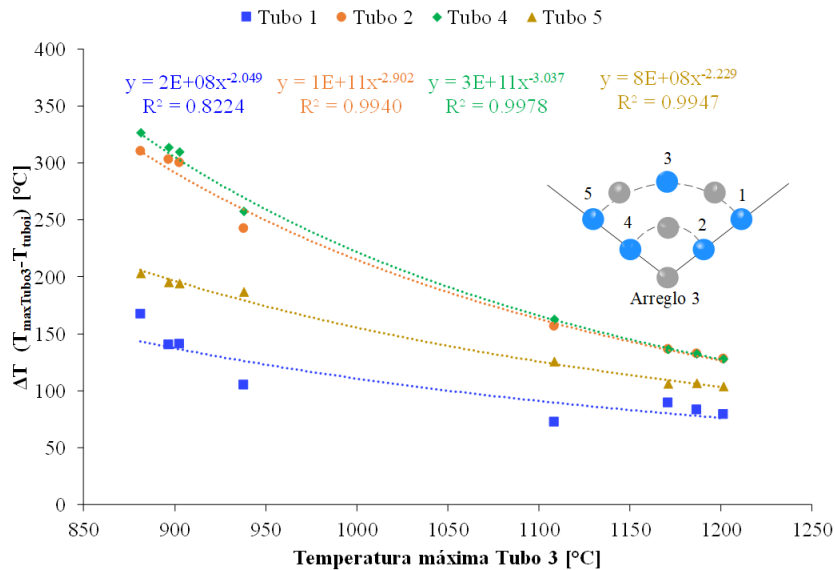


Fig. 9. Temperatura máxima tubo 3 vs la diferencia de temperatura entre tubo 3 y los tubos 1, 2, 4 y 5.

### Inercia Térmica

Para la evaluación de la inercia térmica se tomó primeramente en cuenta el perfil de temperatura de enfriamiento en cada arreglo. Se observó que el perfil era exactamente el mismo para cada caso y, tal como se observa en las Fig. 10a y 10b, durante el cierre del atenuador se observó la tasa de enfriamiento de los tubos que se presentó cuando el atenuador se mantuvo cerrado por el tiempo necesario hasta alcanzar un enfriamiento equivalente a 250°C del tubo central. Independientemente del arreglo de los tubos, el perfil de enfriamiento se conserva prácticamente igual. Tal como se puede prever, a mayor temperatura respecto al medio ambiente, la tasa de enfriamiento al inicio es mayor y conforme se va enfriando y se acerca a la temperatura del entorno, la curva se va haciendo asintótica y la temperatura de los tubos se va acercando a la temperatura del tubo central. Tomando en cuenta que las pérdidas más importantes en el reactor son por re-radiación y emisión de la cavidad hacia el exterior a través de la ventana, esa tasa de enfriamiento se debe mayormente a ese intercambio de calor. En la Figura 10c, se observa toda la curva de enfriamiento una vez que se ha concluido la corrida experimental. Es de notarse que los tubos extremos (1 y 5) son los que mantienen un gradiente mayor, en tanto los centrales (2, 3 y 4) prácticamente alcanzan la misma temperatura. En la Figura 10d, se aprecia la re-radiación hacia la apertura de la ventana. Si bien esta apertura es pequeña (12 cm de diámetro) aporta las pérdidas más importantes.

Si se compara con las pérdidas a través de las paredes del reactor, las cuales se encuentran debidamente aisladas, su contribución a ese enfriamiento es mínimo. En la Figura 11 se presenta el perfil de temperatura que se tiene a través de la pared posterior del reactor y una pared lateral. El hecho que el aislamiento del reactor haya sido concebido con una capa de aire estanca, ayudó enormemente a reducir de forma considerable esas pérdidas, las cuales se estimaron en 30 W promedio para cada pared. Se debe hacer notar que justamente el diferencial de temperatura más pequeño es debida a la capa de aire.

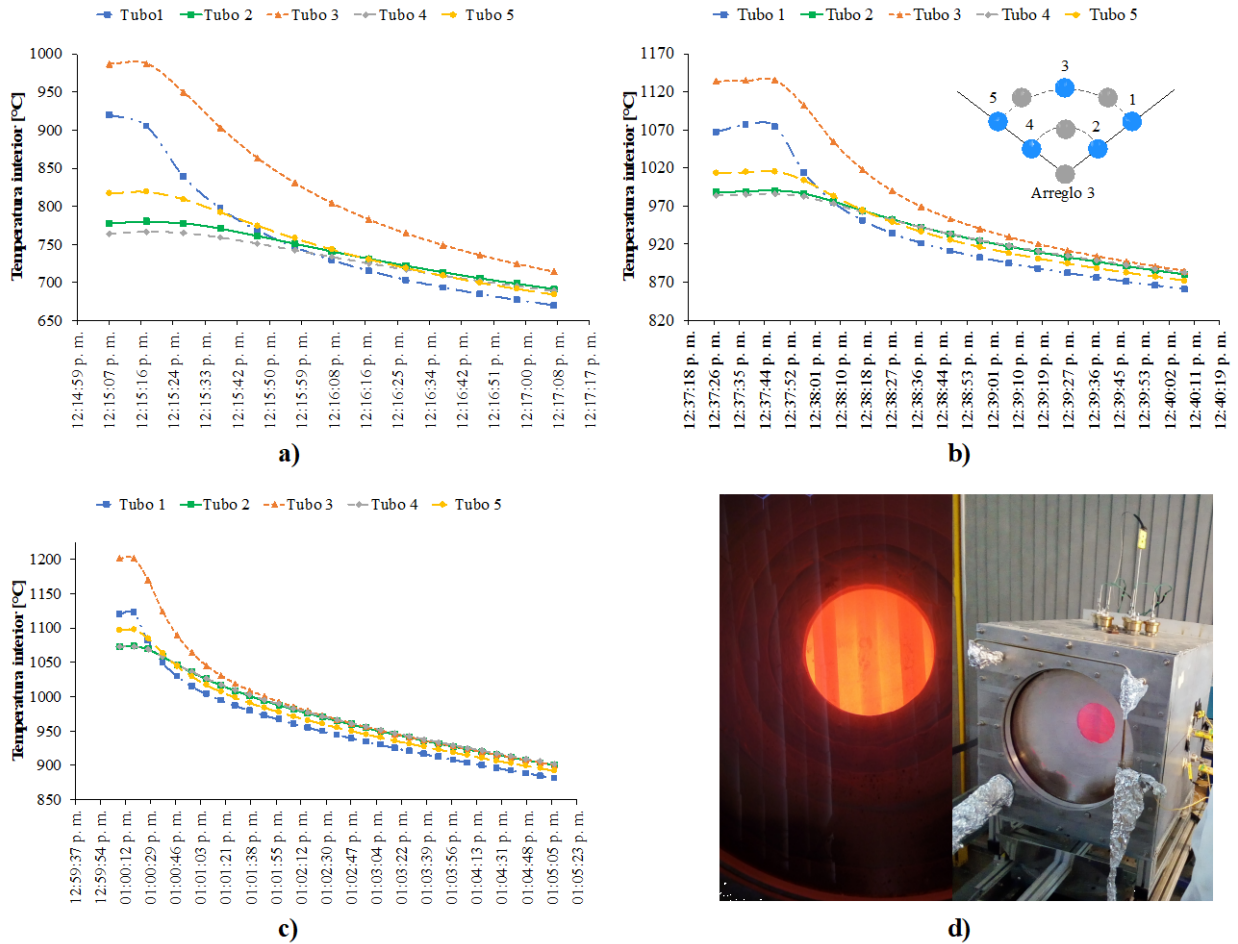


Fig. 10. Perfil de temperatura interior de los tubos del reactor solar M&M. a) durante el primer cierre total, b) al segundo cierre total, c) al fin del experimento, d) vista del reactor al concluir la corrida experimental.

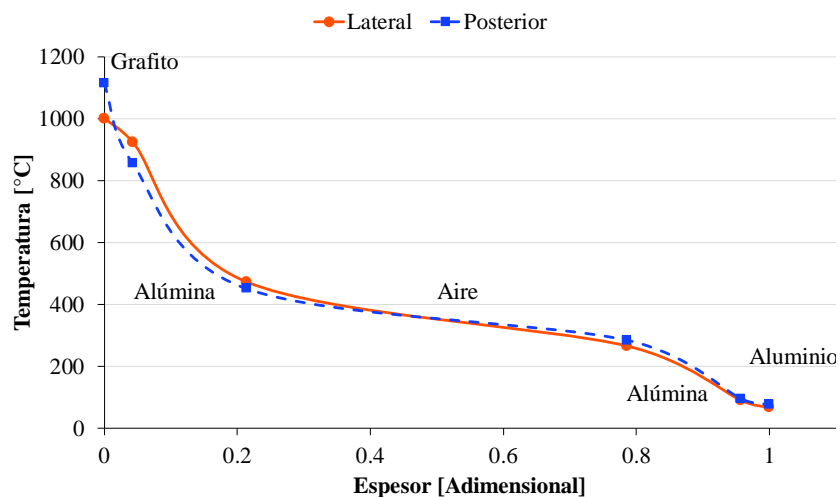


Fig. 11. Perfil de temperatura entre las capas de aislamiento del reactor solar M&M

## CONCLUSIONES

El reactor solar M&M se caracterizó térmicamente para determinar el comportamiento de la temperatura al interior de 5 tubos de acero inoxidable 316, cuando son sometidos a los procesos de calentamiento y enfriamiento en el foco del concentrador solar. Este mostró resultados muy interesantes. Se observó que el reactor es flexible a los cambios súbitos de irradiación solar, ya que en tiempos cortos se logra una buena estabilidad y recupera rápidamente la temperatura, y soporta los choques térmicos que pudieran presentarse debido a las condiciones climáticas del sitio.

De esta forma se simuló el paso de nubosidad, mediante el cierre temporal del atenuador, o bien, cuando se tenía un día despejado y se podría alcanzar niveles de irradiancia de hasta  $1000 \text{ W/m}^2$ . En los casos que se llegó a tener una irradiancia elevada, se hacía un cierre parcial del atenuador cuando el proceso que se deseaba llevar a cabo no requería de temperaturas elevadas ( $> 1200 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

Con el arreglo No. 3, seleccionado por ser el que mantenía un gradiente menor entre los tubos, el comportamiento de la temperatura en el interior de los tubos, mostró una muy buena homogeneidad, con un gradiente de temperatura máximo de  $72^\circ\text{C}$  con respecto al tubo No 3, el cuál es el que alcanza la temperatura más elevada. El arreglo No. 3 fue el que presentó el mejor desempeño, ya que la distribución de la radiación fue más homogénea entre los tubos con respecto a los otros arreglos. Un parámetro importante que ayudó a mantener ese comportamiento homogéneo en el reactor, fue la cavidad fabricada con placas de fibra de grafito. Éstas permitieron tener ese comportamiento entre los 5 tubos.

Para la evaluación de la inercia térmica, se observó que el perfil era exactamente el mismo para cada caso. Al cierre del reactor e independientemente del arreglo, el perfil de enfriamiento se conserva constante. Las pérdidas más importantes en el reactor son por re-radiación y emisión de la cavidad hacia el exterior a través de la ventana. Por consiguiente la tasa de enfriamiento se debe mayormente a ese intercambio de calor. Además, al comparar éstas con las pérdidas a través de las paredes del reactor, las cuales se encuentran debidamente aisladas, la contribución conductiva es mínima.

La caracterización térmica experimental del reactor solar M&M, demuestra que puede ser empleado para distintos procesos y que se pueden alcanzar temperaturas suficientemente elevadas para llevar a cabo reacciones de producción de hidrógeno mediante reacciones termoquímicas RedOx, las reacciones de gasificación y cualquier otro tipo de reacciones termoquímicas. Debido a la flexibilidad del reactor, el arreglo y los materiales de los tubos se pueden adaptar a las necesidades particulares del proceso.

#### AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo económico recibido a través del Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar (CeMIE-Sol). Convocatoria 2013-02, del Fondo SECTORIAL CONACYT-SENER-SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA, dentro del Proyecto Estratégico No. 10, con título: "COSOLPI", por medio del cual fue posible apoyar la formación de recursos humanos a nivel posgrado. Los autores también agradecen el invaluable apoyo técnico proporcionado por el Ing. Jesús Quiñones Aguilar durante el montaje del reactor y las experiencias llevadas a cabo

#### REFERENCIAS

- Dahl, J. K., Buechler, K. J., Weimer, A. W., Lewandowski, A., & Bingham, C. (2004). Solar-thermal dissociation of methane in a fluid-wall aerosol flow reactor. *International Journal of Hydrogen Energy*, 29(7), 725–736. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2003.08.009>
- Dizaji, H. B., & Hosseini, H. (2018). A review of material screening in pure and mixed-metal oxide thermochemical energy storage (TCES) systems for concentrated solar power (CSP) applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 98(September), 9–26. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.004>
- Glaser, P. E. (1958). Engineering research with a solar furnace. *Solar Energy*, 2(2), 7–10. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(58\)90025-2](https://doi.org/10.1016/0038-092X(58)90025-2)
- Hirsch, D., & Steinfeld, A. (2004). Solar hydrogen production by thermal decomposition of natural gas using a vortex-flow reactor. *International Journal of Hydrogen Energy*, 29(1), 47–55. [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(03\)00048-X](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(03)00048-X)
- Kogan, A., Kogan, M., & Barak, S. (2004). Production of hydrogen and carbon by solar thermal methane splitting. II. Room temperature simulation tests of seeded solar reactor. *International Journal of Hydrogen Energy*, 29(12), 1227–1236. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2003.12.002>
- Kogan, M., & Kogan, A. (2003). Production of hydrogen and carbon by solar thermal methane splitting. I. The unseeded reactor. *International Journal of Hydrogen Energy*, 28(11), 1187–1198. [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(02\)00282-3](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(02)00282-3)

- Liu, M., Steven Tay, N. H., Bell, S., Belusko, M., Jacob, R., Will, G., ... Bruno, F. (2016). Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 1411–1432. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.026>
- Macias, J. D., Bante-Guerra, J., Cervantes-Alvarez, F., Rodriguez-Gattorno, G., Arés-Muzio, O., Romero-Paredes, H., ... Alvarado-Gil, J. J. (2019). Thermal Characterization of Carbon Fiber-Reinforced Carbon Composites. *Applied Composite Materials*, 26(1), 321–337. <https://doi.org/10.1007/s10443-018-9694-0>
- Palacios, A., Barreneche, C., Navarro, M. E., & Ding, Y. (2020). Thermal energy storage technologies for concentrated solar power – A review from a materials perspective. *Renewable Energy*, 156, 1244–1265. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.127>
- Pardo, P., Deydier, A., Anxionnaz-Minvielle, Z., Rougé, S., Cabassud, M., & Cognet, P. (2014). A review on high temperature thermochemical heat energy storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 591–610. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.014>
- Riahi, A., Atashkari, K., Mahmoudimehr, J., & Rodat, S. (2019). The influences of major geometrical parameters on detailed radiative performance of a multi-tubular solar thermochemical reactor. *Applied Thermal Engineering*, 159(September 2018), 113793. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.113793>
- Rodat, S., Abanades, S., & Flamant, G. (2009). High-temperature solar methane dissociation in a multitubular cavity-type reactor in the temperature range 1823–2073 K. *Energy and Fuels*, 23(5), 2666–2674. <https://doi.org/10.1021/ef900037v>
- Steinfeld, A. (2005). Solar thermochemical production of hydrogen - A review. *Solar Energy*, 78(5), 603–615. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.12.012>
- Steinmann, W. D. (2015). *Thermal energy storage systems for concentrating solar power (CSP) technology. Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications.* Woodhead Publishing Limited. <https://doi.org/10.1533/9781782420965.4.511>
- Sunku Prasad, J., Muthukumar, P., Desai, F., Basu, D. N., & Rahman, M. M. (2019). A critical review of high-temperature reversible thermochemical energy storage systems. *Applied Energy*, 254(August), 113733. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113733>
- Tapia, E., González-Pardo, A., Iranzo, A., Romero, M., González-Aguilar, J., Vidal, A., ... Rosa, F. (2019). Multi-tubular reactor for hydrogen production: CFD thermal design and experimental testing. *Processes*, 7(1), 1–15. <https://doi.org/10.3390/pr7010031>
- Trommer, D., Hirsch, D., & Steinfeld, A. (2004). Kinetic investigation of the thermal decomposition of CH<sub>4</sub> by direct irradiation of a vortex-flow laden with carbon particles. *International Journal of Hydrogen Energy*, 29(6), 627–633. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2003.07.001>
- Valades-Pelayo, P. J., Arancibia-Bulnes, C. A., Villafan-Vidales, H., & Romero-Paredes, H. (2016). Geometric optimization of a solar cubic-cavity multi-tubular reactor. *AIP Conference Proceedings*, 1734, 575–581. <https://doi.org/10.1063/1.4949089>
- Valdés-Parada, F. J., Romero-Paredes, H., & Espinosa-Paredes, G. (2011). Numerical simulation of a tubular solar reactor for methane cracking. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(5), 3354–3363. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.12.022>
- Wu, S., Zhou, C., Doroodchi, E., Nellore, R., & Moghtaderi, B. (2018). A review on high-temperature thermochemical energy storage based on metal oxides redox cycle. *Energy Conversion and Management*, 168(April), 421–453. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.05.017>
- Yan, T., Wang, R. Z., Li, T. X., Wang, L. W., & Fred, I. T. (2015). A review of promising candidate reactions for chemical heat storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 13–31. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.015>





## SISTEMA DE PRODUÇÃO E ARMAZENAMENTO DE HIDROGÉNIO INTEGRADO BASEADO EM HIDRETOS METÁLICOS PARA APLICAÇÕES ESTACIONÁRIAS

Rangel C.M. \*, Fernandes V.R. \*, Gano A.J. \*

\* Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Estrada do Paço do Lumiar 22, Lisboa 1649-038, Portugal,  
[carmen.rangel@lneg.pt](mailto:carmen.rangel@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.5153>

### RESUMO

Um protótipo laboratorial constituído por um sistema eletroquímico compacto de produção e armazenamento, baseado em hidretos metálicos e de elevada reversibilidade no processo carga/descarga é demonstrado. O reator, fabricado em aço inoxidável 316L com capacidade até 15 bar de pressão interna, é constituído por eléctrodos de trabalho de  $\text{LaNi}_5$  modificado (após substituição do Ni com pequenas quantidades de Al e Co para melhoria das propriedades termodinâmicas da liga, com composição química  $\text{LaNi}_{4,3}\text{Co}_{0,4}\text{Al}_{0,3}$ .) e contra-eléctrodos de espuma de Ni, utilizando como eletrólito uma solução 35 wt% de KOH, podendo trabalhar em configuração uni ou multicelular. A liga apresenta excelente reversibilidade e estabilidade na ciclagem sendo carregada/descarregada a temperatura e pressão ambientes, utilizando energia da rede ou energia proveniente de painel fotovoltaico. Foram estabelecidos critérios para a quantificação do estado de plena carga e descarga total. A modularidade e a linearidade do sistema permitem o aumento da sua capacidade pela adição de eléctrodos, a serem ligados em paralelo, como indicado pelos resultados preliminares em configuração multicelular com alimentação proveniente de energia solar. O gerador inclui ainda um sistema eletrónico específico de monitorização e controlo, tanto em termos de hardware como do respetivo software de desenvolvimento *in-house* com vista a otimizar o desempenho e a eficiência energética global do sistema durante as fases de carga e descarga de hidrogénio. O sistema de monitorização e controlo incorpora capacidade local de aquisição e processamento de dados dos diversos sensores e atuadores incorporados no sistema, que podem ser facilmente expandidos devido à sua modularidade.

**PALAVRAS-CHAVE:** Hidrogénio, produção e armazenamento, hidretos metálicos, energias renováveis

### ABSTRACT

A laboratory prototype constituted by a compact electrochemical system for the production and storage of hydrogen, based on metallic hydrides, with high reversibility in the charge/discharge process is demonstrated. The reactor in 316 L stainless steel with a capacity up to 15 bar of internal pressure is constituted by working electrodes of alloy  $\text{LaNi}_{4,3}\text{Co}_{0,4}\text{Al}_{0,3}$  and counter-electrodes of Ni foam in an electrolyte solution of 35% KOH. The substitution of Ni for small amounts of Al and Co, brought improvements in the thermodynamic properties of the alloy. The reactor uses unicellular or multicellular configurations. The alloys show excellent reversibility and stability under cycling at room temperature and pressure demonstrated either when powered by the grid or by off-grid renewable energy. Criteria for the quantification of the state of full charge and full discharge were established. Modularity and linearity of the system allowed the increase of the capacity of the system by the increase of the number of working electrodes, connected in parallel, as indicated by preliminary results. The generator includes an electronic specific system for monitoring and control being developed *in-house*.

**KEYWORDS:** Hidrogénio, produção e armazenamento, hidretos metálicos, energias renováveis

## INTRODUÇÃO

O hidrogénio surge nos últimos anos como um vetor energético de relevância crescente na visão de um futuro energeticamente sustentável. A evolução favorável dos custos de produção de hidrogénio a partir de fontes renováveis, juntamente com a urgência em diminuir as emissões de gases de efeito de estufa, tem dado ao hidrogénio um protagonismo político e económico sem precedentes. O hidrogénio verde, produzido a partir de eletrólise da água e de energia de origem renovável, deverá ter um desenvolvimento acentuado nos próximos anos, permitindo um crescimento do mercado da eletricidade renovável e um alargamento da penetração destas soluções, fomentando o avanço na investigação e implementação de sistemas de armazenamento e geração de energia utilizando hidrogénio (Mohammadi et al., 2018; LNEG, 2019).

A seleção do tipo de armazenamento mais adequado para uma determinada aplicação é função não só da quantidade de armazenamento necessária, custo, eficiência e requerimentos de volume e peso, mas também da taxa de ciclo desejada. A tabela 1 apresenta as características mais relevantes das tecnologias de armazenamento atuais, assinalando valores para os indicadores mencionados, (IEA, 2015; LNEG, 2018). O hidrogénio comprimido permite aplicações de pequena a média escala e que requerem elevadas taxas de ciclo, sendo mais eficiente do que o hidrogénio líquido, embora este proporcione uma densidade mais elevada de energia por unidade de volume. Note-se que o investimento em instalações criogénicas e o uso intensivo de energia na liquefação, assim como perdas por evaporação, têm limitado a utilização desta tecnologia. O armazenamento geológico é altamente eficiente e pode proporcionar o armazenamento de grandes quantidades de gás por longos períodos de tempo. Os hidretos metálicos apresentam uma densidade de energia por unidade de volume elevada (maior do que hidrogénio líquido) a pressão e temperatura ambientes; no entanto, apresentam densidades de energia por unidade de massa muito baixas, o que exclui a sua utilização em aplicações importantes. Os hidretos metálicos podem ser uma forma útil de armazenar dezenas de MWh para sistemas com taxas de ciclo médias, mas ainda é preciso demonstrar a sua viabilidade técnico-económica.

Tabela 1. Características das tecnologias de armazenamento de hidrogénio

Características	Hidrogénio comprimido	Armazenamento geológico	Hidrogénio líquido	Hidretos metálicos
Capacidade (kWh)	102 - 104	GWh a TWh	105 - 108	10-1 - 5 x 10 <sup>3</sup>
Taxa de ciclo	Elevada - minutos	Baixa	Média - horas	Média - horas
Capacidade armazenamento	Elevada	Elevada	Baixa - evaporação	Elevada
Eficiência <sup>a)</sup> (%)	100 (s/compressão)	90-95 (c/compressão)	Evaporação (0.3%/dia)	100 (s/sistemas auxiliares)
Densidade gravimétrica (%)	3 - 4.8 (sistema)	n.e.	6.5 - 14 (sistema)	2 - 6.7 (material)
Densidade volumétrica <sup>a)</sup> (kWh/m <sup>3</sup> )	567 - 1100	58 (a 20 bar)	1166 - 1333	< 5000
Custo <sup>b)</sup> (USD/kWh)	6-10	~8	0.8 - 10	> 15
Maturidade	Madura	I&D	Madura	I&D

<sup>a)</sup> baseado no poder calorífico inferior do hidrogénio; <sup>b)</sup> os custos referem-se à saída de energia; n.e. = não especificado

As opções de armazenamento de H<sub>2</sub> utilizando hidretos metálicos, acoplados a eletrolisadores e células de combustível, capazes de operar tanto a altas como a baixas temperaturas, encontram-se atualmente em demonstração, com o objetivo de serem utilizados em sistemas estacionários de armazenamento de energia para aplicações “off-grid” ou de balanceamento de carga na rede de distribuição de energia elétrica. Contudo, existe ainda um conjunto de questões, às quais esforços de I&D são dedicados, nomeadamente a lenta cinética de reação, a reversibilidade e temperaturas elevadas de deshidrogenação (Rusman et al., 2016).

A fórmula comum para os hidretos metálicos é A<sub>m</sub>B<sub>n</sub>H<sub>x</sub>, tendo as ligas do tipo AB<sub>5</sub> excelentes propriedades de absorção de hidrogénio. Dentro deste grupo, os hidretos baseados em LaNi<sub>5</sub> têm sido investigados, como potenciais materiais para armazenamento de H<sub>2</sub>, devido à sua rápida cinética e pela capacidade de armazenar hidrogénio de modo reversível à temperatura ambiente (Prigent et al., 2012). Estes hidretos apresentam fácil ativação e podem libertar hidrogénio até 1.3 - 1.5 wt%. Contudo, a sua capacidade de armazenamento e estabilidade diminuem com a ciclagem. Neste sentido, têm sido conduzidos estudos ao longo dos últimos anos para melhorar as propriedades termodinâmicas, estruturais e cinéticas dos hidretos baseados em LaNi<sub>5</sub>, substituindo o Ni por outros metais.

Neste trabalho utiliza-se a liga LaNi<sub>5</sub>, como liga base, substituindo o Ni por pequenas quantidades de alumínio e de cobalto, já que a pressão de equilíbrio destes hidretos pode assim ser ajustada, podendo também trazer melhorias na

sua resistência térmica e na degradação com a ciclagem (Sharma et al., 2014). A substituição de Ni por alumínio nestes hidretos está associada a melhorias significativas no seu desempenho e estabilidade, para além de diminuição da pressão de equilíbrio; em geral, a capacidade máxima de armazenamento de hidrogénio aumenta com o incremento de Al na estrutura, a todas as temperaturas. A substituição de pequenas quantidades de Ni por cobalto melhora a estabilidade termodinâmica da liga e a sua resistência à corrosão aumentando a capacidade de ciclagem e de electroxidação do hidreto final.

O carregamento de hidretos metálicos pode ser efetuado em fase gasosa ou utilizando água como eletrólito, como indicado na Fig 1. Neste trabalho são efetuadas as duas modalidades, a primeira para a caracterização da liga e a segunda para os ciclos de carga/descarga. O hidrogénio molecular é dissociado à superfície antes da absorção com a recombinação dos átomos de hidrogénio ocorrendo no processo de desorção, para formar H<sub>2</sub> gasoso. Os aspetos termodinâmicos da formação de hidretos a partir do hidrogénio gasoso são descritos pelas isotérmicas pressão-composição. O metal hospedeiro dissolve inicialmente algum hidrogénio em solução sólida (fase- $\alpha$ ), mas à medida que a pressão de hidrogénio e a concentração de H no metal incrementa, as interações entre os átomos de hidrogénio a nível local tornam-se preponderantes dando início à fase de nucleação e crescimento do hidreto (fase- $\beta$ ). Enquanto as duas fases coexistirem as curvas isotérmicas apresentam um patamar constante, cuja extensão determina quanto H<sub>2</sub> pode ser armazenado reversivelmente no hidreto metálico, com pequenas variações de pressão. Neste trabalho apresenta-se um protótipo que demonstra um sistema compacto de produção e armazenamento integrado, de elevada reversibilidade no processo carga/descarga e modular. Compara-se a sua operação e desempenho alimentado com energia da rede e com energia solar fotovoltaica, introduzindo também um sistema eletrónico específico de monitorização e controlo, em desenvolvimento *in-house*.

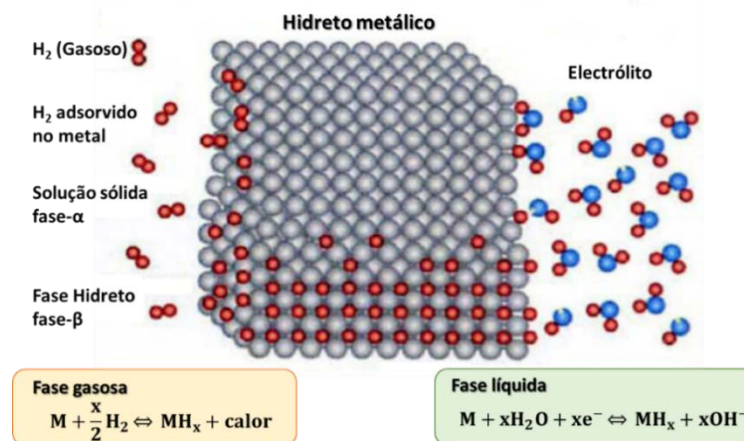


Fig. 1 Modelo esquemático do processo de carga de hidrogénio em hidretos metálicos, mostrando carregamento a partir de hidrogénio gasoso e por dissociação de moléculas de água (Adaptado de Schlapbach et al., 2001).

## EXPERIMENTAL

Um sistema eletroquímico baseado em hidretos metálicos tem vindo a ser desenvolvido no LNEG, integrando, num único sistema compacto e de baixo custo, a produção e o armazenamento de hidrogénio. No trabalho agora apresentado descreve-se o protótipo do reator em desenvolvimento, fabricado em aço inoxidável 316L com um volume interno de 1.6 litros e com capacidade até 15 bar de pressão interna, sendo constituído por eléttodos de trabalho de hidretos metálicos de composição química LaNi<sub>4.3</sub>Co<sub>0.4</sub>Al<sub>0.3</sub> e contra-eléttodos de espuma de Ni, utilizando como eletrólito uma solução 35 wt% de KOH (Fig. 2). O reator poderá trabalhar em configuração uni ou multicelular com os eléttodos de trabalho ligados em paralelo.

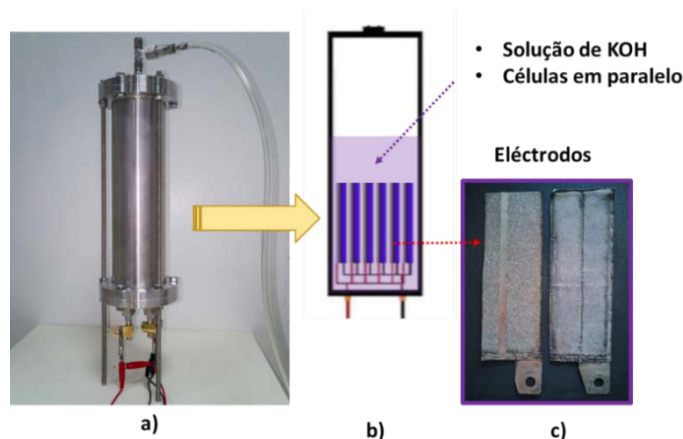


Fig. 2 Reator em aço inox 316 L (a), esquema mostrando a configuração interna do reator indicando ligação em paralelo dos eléctodos (b), vista do eléctrodo de trabalho e contra-eléctrodo (c).

A caracterização da liga foi efetuada utilizando Difração de Raio-X e os dados obtidos comparados com os da liga  $\text{LaNi}_5$ , considerada como referência (Rangel, 2009). Um equipamento do tipo Sievert (Labtech Ltd, Bulgária) foi utilizado para determinar as propriedades de absorção/desorção da liga, a partir da fase gasosa. As curvas PCT foram obtidas num intervalo de pressões 1 - 40 bar para temperaturas entre 25 °C e 100 °C. A ativação das amostras foi efetuada a 25 bar, seguindo-se a medida do desempenho em três ciclos de absorção/desorção. Os ciclos de carga/descarga foram efetuados em configuração unicelular no reator protótipo utilizando energia da rede e também energia proveniente de painéis fotovoltaicos. As velocidades de carga / descarga do  $\text{H}_2$  foram caracterizadas por medições da corrente aplicada e potencial resultante, assim como volumétricas, em proveta invertida, do  $\text{H}_2$  e  $\text{O}_2$  produzido. Os gases foram identificados utilizando um cromatógrafo MicroGC 3000 da Agilent.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

### O Hidreto Metálico e a sua Caracterização

A análise estrutural efetuada mostra que o hidreto metálico contém estruturas típicas de formato hexagonal  $\text{CaCu}_5$  para ligas do tipo  $\text{AB}_5$  e que não apresenta outros compostos intermetálicos pertencendo aos diagramas de fase  $\text{La-Ni}$ . A presença de níquel foi detetada como sendo a única impureza presente, com um conteúdo estimado inferior a 0.5%. Os parâmetros de rede do  $\text{LaNi}_{4.3}\text{Co}_{0.4}\text{Al}_{0.3}$  são semelhantes aos do  $\text{LaNi}_5$ , mostrando, contudo, uma pequena expansão da célula unitária.

As isotérmicas PCT para a fase de desorção foram obtidas a partir da fase gasosa, no intervalo de temperaturas entre 25 e 100 °C. A pressão de equilíbrio aumenta com a temperatura enquanto a quantidade de  $\text{H}_2$  absorvido decresce, sendo a quantidade máxima de  $\text{H}_2$  desorvido de  $160 \text{ cm}^3\text{g}^{-1}$ , o que corresponde a uma capacidade superior a  $357 \text{ mAhg}^{-1}$ , valor próximo do valor teórico calculado para o sistema  $\text{LaNi}_5\text{H}_6$  (Yamaguchi et.al, 1994). A Fig. 3 mostra o gráfico de Van't Hoff derivado dos dados PCT obtidos da fase gasosa. Foi estimado um valor de  $36 \text{ kJmol}^{-1}$  para a entalpia de formação do hidreto.

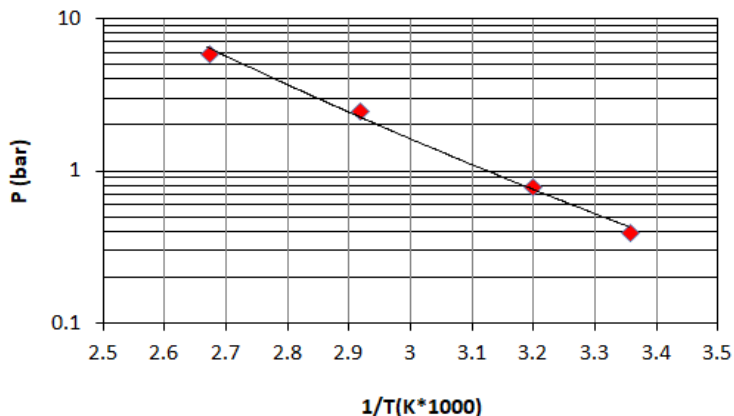


Fig. 3 Gráfico de Van't Hoff do hidreto metálico  $\text{LaNi}_{4.3}\text{Co}_{0.4}\text{Al}_{0.3}$  derivado de curvas PCT (usando Sievert), mostrando domínio de baixos valores de pressão e temperatura na desorção de hidrogénio, favoráveis à aplicação.

A Fig. 4 mostra a caracterização eletroquímica do eletrodo na forma de curva de polarização E-I, com um potencial de circuito aberto de 1.33V. É também evidente uma zona de polarização por ativação seguida de uma zona linear que está associada à resistência do sistema com um valor de  $0.107 \Omega$ . Após análise da Fig. 4 foram selecionadas correntes de 1.15 e 2.3A para as experiências de carga/descarga para o reator com configuração unicelular utilizando energia da rede, e de 1.15A utilizando painel solar de 20W (valor de pico).

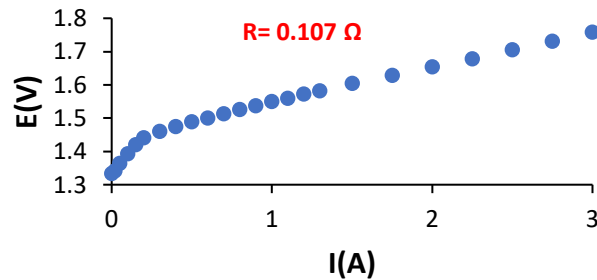
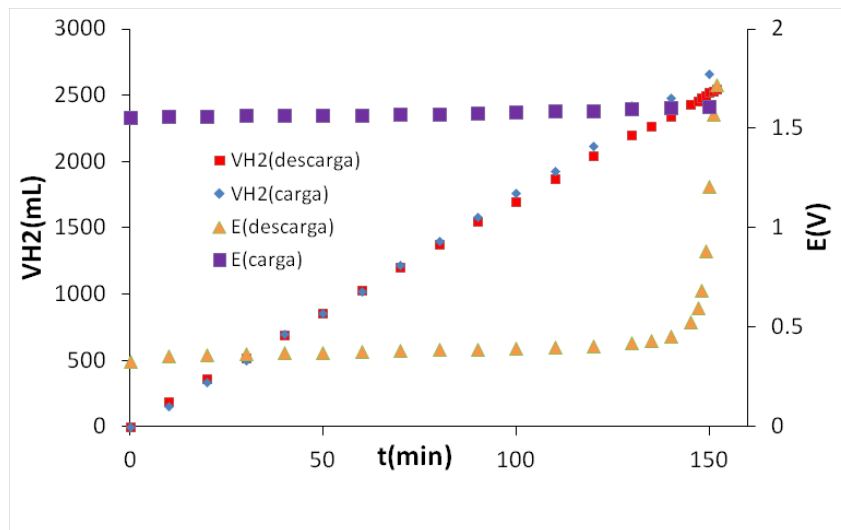


Fig. 4 Curva de polarização de célula contendo o hidreto metálico  $\text{LaNi}_{4.3}\text{Co}_{0.4}\text{Al}_{0.3}$  como eletrodo de trabalho e uma espuma de Ni, como contra-eletrodo, numa solução de 35% KOH.

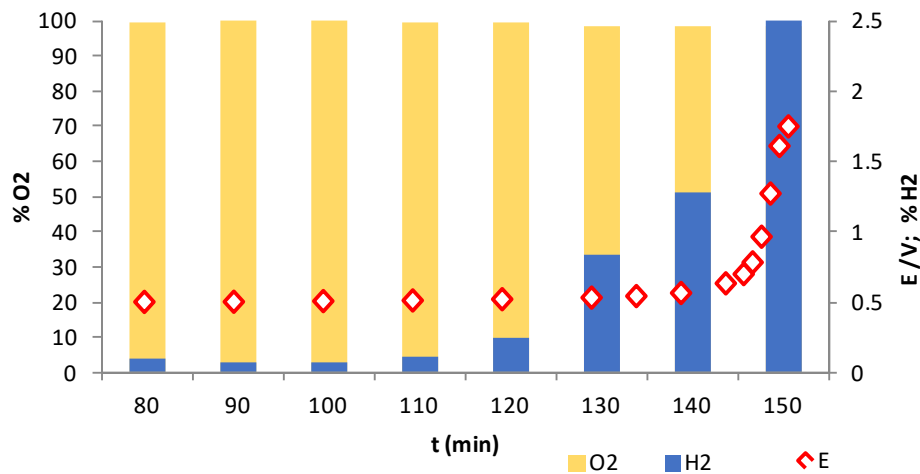
#### O Processo de Carga e Descarga

A produção e o armazenamento de  $\text{H}_2$  são efetuados, na fase de carga do sistema, através do fornecimento de energia elétrica externa. O processo induz a absorção do hidrogénio pelos eletrodos de hidretos metálicos, com libertação de  $\text{O}_2$ , que é conduzido para o cromatógrafo e para o sistema implementado de medição do volume implementado. A fase de carga prossegue até se atingir a capacidade máxima de absorção de  $\text{H}_2$  da liga metálica, o que é detetado pela existência de  $\text{H}_2$  gasoso, proveniente da eletrólise da água, na análise cromatográfica. O volume de  $\text{H}_2$  absorvido na fase de carga é assim estimado a partir do  $\text{O}_2$  detetado, tomando em consideração a estequiometria da reação de eletrólise da água. Na fase de descarga, o hidrogénio armazenado é libertado através de fornecimento de energia elétrica auxiliar. A fase de descarga prossegue até todo o hidrogénio contido na liga ser descarregado, o que é detetado pelo súbito aumento do potencial da liga. O hidrogénio produzido é de um grau de pureza elevado, contendo algum vapor de água, podendo ser facilmente condicionado para cumprir com as especificações para alimentação de pilhas de combustível do tipo PEM (Norma ISO 14687- 3).

Na Fig. 5 apresentam-se os resultados obtidos com o protótipo de reator em configuração unicelular para os ciclos de carga e descarga, conduzidos a 2.3A, utilizando energia da rede elétrica, mostrando que o volume produzido pode ser libertado a 100% nas presentes condições experimentais, (Fig. 5a). Na Fig. 5b) mostra-se, de modo claro, quais os critérios a adotar como indicadores da realização da carga e descarga total do sistema em estudo, indicados pela quantidade de  $\text{H}_2$  produzido por eletrólise e o potencial da liga, respetivamente. Foram também obtidos resultados diminuindo a corrente de alimentação do sistema para 1.15A, tendo-se obtido metade do volume em metade do tempo em comparação com os resultados a 2.3A, mostrando a excelente linearidade do sistema.



(a)



(b)

Fig. 5 Curvas de carga e descarga em célula única  $\text{LaNi}_{4.3}\text{Co}_{0.4}\text{Al}_{0.3}/\text{Ni}$  em 35% KOH mostrando o volume de hidrogênio armazenado e libertado assim com os respectivos potenciais de célula para uma corrente de 2.3A, utilizando energia da rede (a). Critérios indicadores do final da carga e descarga: % do  $\text{H}_2$  no  $\text{O}_2$  (carga total); evolução do potencial de célula com o tempo (descarga total) (b).

Foi também testado o comportamento do reator unicelular, utilizando energia solar como fonte de energia do processo. Utilizou-se para tal um painel fotovoltaico de silício policristalino com uma potência de pico de 20W e valores de  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  de, respetivamente, 1.24A e 21.5V. As curvas obtidas encontram-se na Fig. 6, mostrando o volume e valor do potencial para a carga/descarga, assim como os valores da irradiância solar.

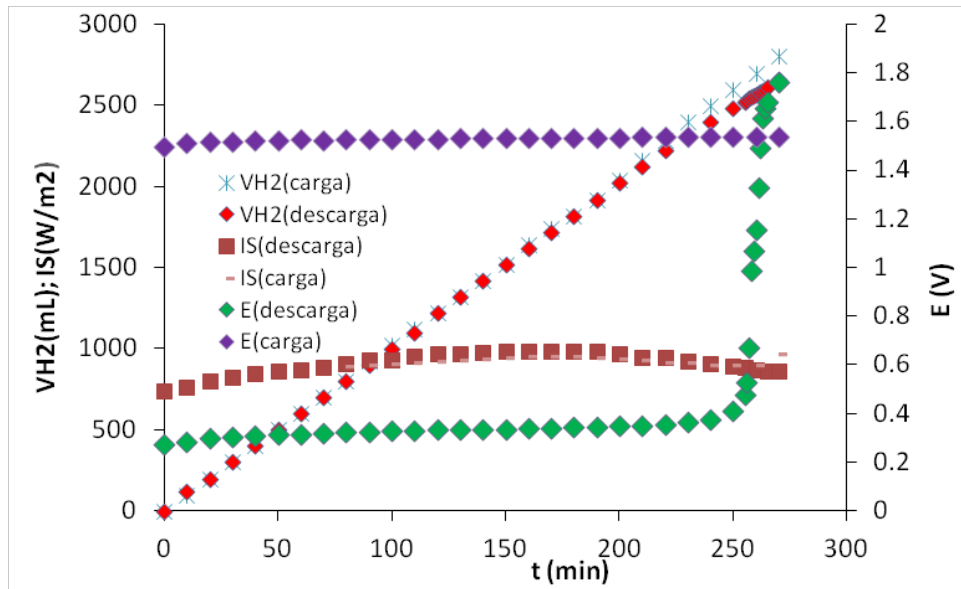


Fig. 6 Curvas de carga e descarga de célula e volume de hidrogénio armazenado/produzido de célula de  $\text{LaNi}_{4,3}\text{Co}_{0,4}\text{Al}_{0,3}/\text{Ni}$  em 35% KOH utilizando energia solar com acoplamento direto de painel fotovoltaico de 20W (pico), mostrando-se também a irradiação solar (IS) durante ambas as fases.

#### O Sistema de Monitorização e Controlo

Encontra-se em desenvolvimento um sistema eletrónico específico de monitorização e controlo para o protótipo de produção e armazenamento, tanto em termos de hardware como do respetivo software. O seu objetivo é o de otimizar o desempenho e a eficiência energética global do sistema durante as fases de carga e descarga de  $\text{H}_2$ , visando a utilização de energia da rede e a proveniente de sistema fotovoltaico. Este sistema de monitorização e controlo incorpora capacidade local de aquisição e processamento de dados dos diversos sensores e atuadores incorporados no sistema, que podem ser facilmente expandidos devido à sua modularidade. Permite monitorizar as principais grandezas físico-químicas durante os processos de carga e descarga do hidrogénio, de modo a efetuar a gestão do sistema electroprodutor global, em função das condições previsíveis de geração/consumo.

A arquitetura global do sistema encontra-se representada na Fig. 7. O sistema electroprodutor em desenvolvimento integra o reator electroquímico compacto para a produção de energia com um conjunto de painéis fotovoltaicos e uma célula de combustível tipo PEM, utilizando o hidrogénio como vetor energético de armazenamento. O sistema de monitorização e controlo efetua o controlo das fases de carga e descarga do reator, gerindo e comutando as fontes de energia auxiliares, de acordo com a respetiva fase de operação e a disponibilidade de energia de origem renovável, e monitoriza e controla as diversas fases do reator electroquímico através de medidas de grandezas electroquímicas relevantes nas diversas fases do processo, através de sensores e atuadores integrados no sistema.

No protótipo do sistema electroprodutor em desenvolvimento utilizam-se dois painéis fotovoltaicos de silício policristalino, em paralelo, com 36 células e 125W de potência de saída (pico). Devido às características V-I de cada painel utilizado e à curva de carga do reator nas fases de geração e descarga (Fig. 7), verifica-se que no acoplamento direto do painel ao reator o ponto de funcionamento do sistema se encontrará bastante afastado do ponto de máxima transferência de potência (MPP), originando ineficiência na transferência de energia. Optou-se por isso por efetuar uma primeira conversão DC-DC a partir da saída do sistema fotovoltaico, para um barramento com uma tensão DC pré-definida, neste caso  $+24\text{V}_{\text{DC}}$ , utilizando um sistema de conversão com algoritmo para otimização da transferência de potência (MPPT) a partir dos painéis fotovoltaicos. Para o barramento DC contribui também um conversor AC/DC que, ligado à rede de distribuição local de energia, converte os  $230\text{V}_{\text{ac}}$  em  $+24\text{V}_{\text{dc}}$ . Este barramento com tensão DC poderá também ser utilizado em simultâneo por outros subsistemas, sendo prioritariamente usado para fornecer energia à fonte de alimentação do reator, otimizada para as respetivas curvas de carga nas fases de carregamento e descarga de  $\text{H}_2$ , consistindo basicamente numa fonte de corrente programável. Esta fonte programável está a ser desenhada para fornecer uma potência máxima de 150W ao protótipo laboratorial existente, correspondendo a uma corrente de cerca de 85A na fase de carga/armazenamento de  $\text{H}_2$ . De modo a diminuir esta corrente e a minimizar perdas por efeito de Joule, serão avaliadas ligações em série de diversos reatores idênticos, visando aumentar a capacidade de produção/armazenamento deste sistema.

A corrente e a tensão aos terminais do reator serão monitorizadas pelo sistema de gestão e controlo, bem como os gases  $\text{O}_2$  e  $\text{H}_2$  produzidos pelo sistema, através de sensores de pressão, fluxo volumétrico e conteúdo de hidrogénio instalados à saída do mesmo. Estas variáveis servirão para monitorizar a evolução do reator, possibilitando o controlo e comutação das fontes de energia e otimização do respetivo funcionamento nas fases de geração/armazenamento e descarga de hidrogénio. Durante a fase de carga/armazenamento o final de ciclo é determinado pela deteção de

produção de hidrogénio no reator devido a mecanismos de eletrólise da água, correspondendo a um fluxo deste gás para o exterior, para além de uma ligeira subida na tensão aos terminais do reator. Na fase de descarga o final do processo é detetado através da subida rápida da tensão aos terminais do reator (Fig. 5). O hidrogénio libertado poderá ser armazenado externamente até uma pressão de 15 bar ou consumido diretamente numa célula de combustível tipo PEM para produção de energia elétrica auxiliar. As diversas electroválvulas de controlo de fluxo de hidrogénio entre os vários subsistemas serão também diretamente controladas pelo sistema de gestão e controlo.

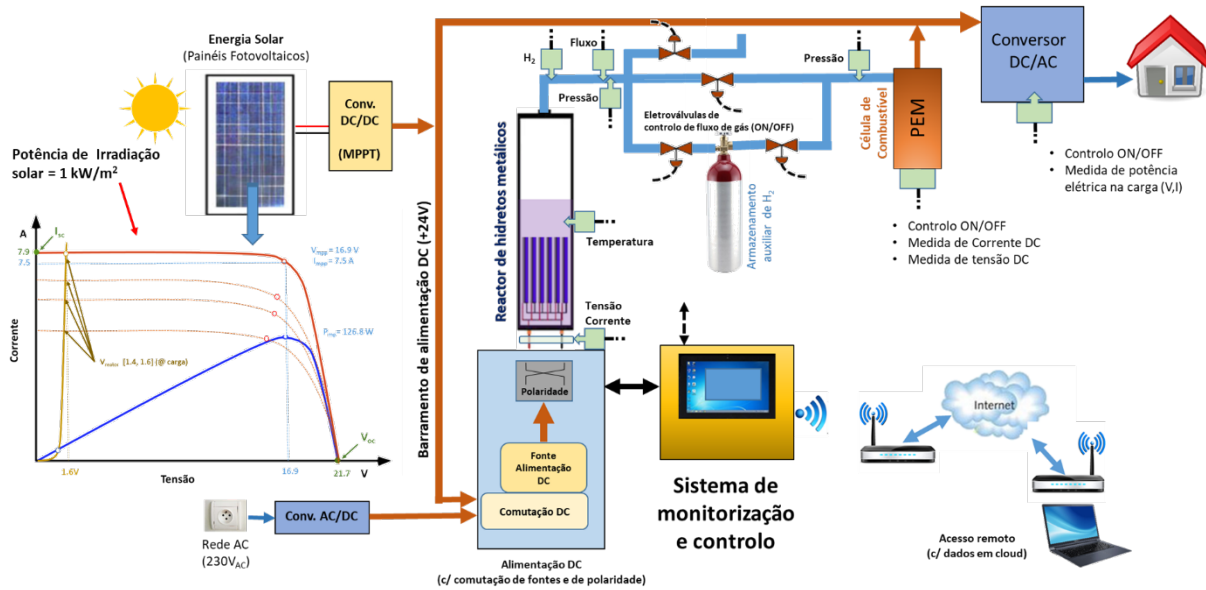


Fig. 7 Esquema global do gerador compacto de hidrogénio baseado em hidretos metálicos integrado num sistema electroprodutor com energia renovável, em implementação.

O sistema de monitorização, controlo e gestão em desenvolvimento apresenta uma estrutura modular, com diversos módulos eletrónicos funcionais integrados numa estrutura baseada em diversas placas funcionalmente distintas interligadas através de barramentos série à placa que contém o processador principal para processamento e controlo local. Esta estrutura encontra-se representada na Fig. 8.

Esta arquitetura é idêntica à utilizada em sistema de gestão e controlo anteriormente desenvolvido para reator de produção de H<sub>2</sub> a partir de hidretos químicos, estando em desenvolvimento as placas específicas com os módulos eletrónicos de interface com os sensores e atuadores utilizados no presente projeto. Este sistema utiliza um microcontrolador de 32 Bit com arquitetura ARM como processador principal utilizando 'firmware' desenvolvido especificamente para esta aplicação e possibilita a interface de 6 placas adicionais com módulos e eletrónica de interface para os seguintes tipos de sensores e atuadores (Fig. 8)

- 8 canais para sensores de temperatura resistivos do tipo Pt<sub>100</sub>, para medidas de temperatura [0, 150°C];
- 6 canais para sensores com interface analógica 4-20mA, para diversos tipos de grandezas;
- 4 canais para medida de corrente DC, com base em resistências 'shunt' de precisão com baixo valor óhmico, permitindo medidas de correntes DC [0, 100A];
- 4 canais para medida de tensões DC [0, +10V];
- 8 canais para 'driving' de solenoides e electroválvulas, com correntes de atuação até 1 A por solenoide;
- 7 canais para 'driving' de relays, com correntes de atuação até 500 mA por relay, permitindo comutação de potência até cerca de 3.5 kW (230V<sub>ac</sub> @ 16A);
- Placa de expansão para interface com outros tipos de sensores e atuadores;
- Porto de comunicação série RS232 permitindo a interface direta com outros equipamentos de medida e controlo.

De modo a possibilitar a programação e interface local com o utilizador, o sistema incorpora um microcomputador de placa única com sistema operativo Windows, onde é executada a aplicação de gestão local do sistema e a interface gráfica com os utilizadores, possuindo para isso um écran LCD sensível ao toque. Este microcomputador local permitirá também a ligação remota, através de Wi-Fi, a serviços em rede, nomeadamente o armazenamento e disponibilização em 'cloud' de dados do sistema electroprodutor.



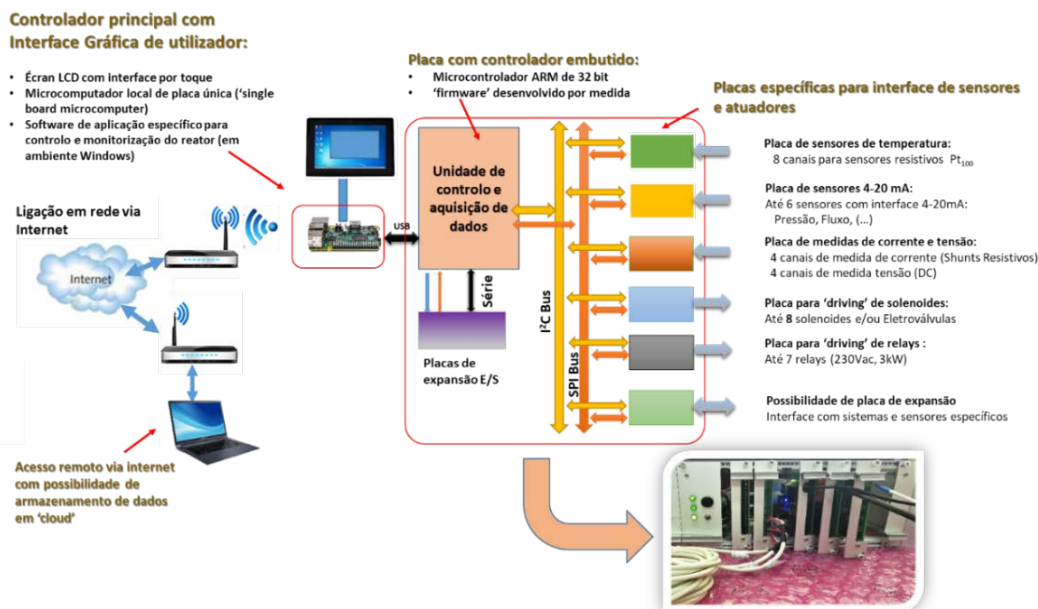


Fig. 8 Arquitetura interna da unidade de monitorização, controlo e gestão.

## COMENTÁRIOS FINAIS

Um protótipo constituído por um sistema compacto de produção e armazenamento integrado, baseado em hidretos metálicos, de elevada reversibilidade no processo carga/descarga, foi demonstrado. A sua operação e desempenho utilizando energia da rede e de painéis fotovoltaicos foram comparados com excelentes resultados, estabelecendo-se as condições para a implementação de um sistema específico de monitorização e controlo, atualmente em desenvolvimento *in-house*.

As modificações introduzidas na liga base LaNi<sub>5</sub>, substituindo o Ni com pequenas quantidades de Al e Co, permitiram o ajuste das propriedades termodinâmicas, facultando o trabalho a pressões de equilíbrio e temperatura ambiente e uma reversibilidade elevada na ciclagem, sem degradação apreciável, com recuperação de 100% do H<sub>2</sub> armazenado. Foi previsto e confirmado o volume de H<sub>2</sub> associado à corrente imposta e a sua variação, permitindo a utilização de energia fotovoltaica, mantendo uma velocidade constante de carga e descarga do H<sub>2</sub>.

Foram também estabelecidos critérios para a quantificação do estado de plena carga e descarga total, úteis para incorporação no sistema de monitorização e controlo. Uma concentração de hidrogénio no reator, proveniente da eletrólise da água entre 1 e 2% pode ser utilizado como critério para o término do processo de carga. Para a descarga total a variação de potencial da célula em ~1 V, dita o fim da descarga. A modularidade e linearidade do sistema permitem o aumento da sua capacidade pela adição de área ativa (elétrodos), a serem ligados em paralelo, como indicado por resultados preliminares em configuração multicelular e alimentação com energia solar.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Projeto HYLANTIC\_Atlantic Network for Renewable Generation and Supply of Hydrogen to promote High Energy Efficiency (EAPA\_204/2016), co-financiado pelo Programa Interreg Atlantic

## REFERÊNCIAS

- International Energy Agency, IEA (2015), Technology Roadmap – hydrogen and fuel cells”, 2015.
- LNEG (2018), Estado da arte das tecnologias do hidrogénio/barreiras tecnológicas, Relatório POSEUR\_Avaliação do potencial e impacto como vetor energético. Potencial tecnológico nacional.
- LNEG (2019), Roteiro para a Investigação, Desenvolvimento e Inovação para o Hidrogénio como Vetor Energético, ISBN 978-989-675-061-9.
- Mohammadi A., Mehrpooya M. (2018), A comprehensive review on coupling different types of electrolyzer to renewable energy sources, *Energy* 158, 632-655.
- Prigent J., Joubert J.M., Gupta M. (2012), Modification of the hydrogenation properties of LaNi<sub>5</sub> upon Ni substitution by Rh, Ir, Pt or Au, *J Alloys Compd*, 511, 95-100.

Rangel C. M., Fernandes V. R., Slavkov Y., Bozukov L. (2009), Novel hydrogen generator/storage based on metal hydrides, *Int. J. Hydrogen Energy* 34, 4587-4591

Rusman, N.A.A., Dahari M. (2016), A review on the current progress of metal hydrides material for solid-state hydrogen storage applications, *Int. J. Hydrogen Energy*, 41, 12108-12126.

Schlapbach L., Züttel A. (2001), Hydrogen storage materials for mobile applications, *NATURE*, 414, 353-358.

Sharma V. K., Anil Kumar E. (2014), Effect of measurement parameters on thermodynamic properties of La-based metal hydrides. *Int J Hydrogen Energy*, 39, 5888-98. Yamaguchi M, Akiba E. (1994), In: Buschov KHJ, editor. *Electronic and magnetic properties of metals and ceramics'' part II*. Weinheim: VCH; p. 334.

## **3. As Energias Renováveis a Sociedade e a Economia**

### **3.1 Economia das Energias Renováveis, Importância e Impacto**



## CALOR DE PROCESSO SOLAR: COMPETITIVIDADE E NECESSIDADE DE MODELOS DE FINANCIAMENTO

**Horta P.\***, **Osório T.\*\***

\* Universidade de Évora/Cátedra Energias Renováveis, Casa Cordovil,

Rua D. Augusto Eduardo Nunes, n.7 7000-651 Évora, Portugal, [phorta@uevora.pt](mailto:phorta@uevora.pt)

\*\* Universidade de Évora/Cátedra Energias Renováveis, Plataforma de Ensaio de Concentradores Solares, Herdade da Mitra, 7000-083 Nossa Senhora da Tourega, Évora, Portugal, [tiagoosorio@uevora.pt](mailto:tiagoosorio@uevora.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.3.1154>

### RESUMO

Excluídos os usos não energéticos de fontes de energia primária, os consumos de energia final (FEC) associados à produção de calor de processo no sector Industrial correspondem, à escala global, a 23% do FEC total entre todos os sectores. Apresentando o potencial de suprir as necessidades de calor de processo a baixa e média temperatura – 52% das necessidades – a sua penetração actual no mercado corresponde, à escala global, a cerca de 0,1% da capacidade total instalada em energia solar térmica. Resolvidas que estão muitas das questões técnicas e tecnológicas que poderiam apresentar-se como limitações à adopção destas tecnologias pela indústria, esta fraca penetração deve-se, sobretudo, a questões de competitividade económica. O presente artigo analisa as condições de fronteira críticas para a competitividade do calor de processo solar, tendo por base cenários de evolução de custos da tecnologia, fontes de energia primária e valorização de emissões evitadas. Nesta análise é avaliado o impacto de diferentes modelos de negócio na competitividade desta solução.

**PALAVRAS-CHAVE:** Calor de processo solar, Competitividade, Modelos de financiamento

### ABSTRACT

Excluding the non-energetic uses of primary energy sources, process heat related Final Energy Consumption (FEC) stands, worldwide, to 23% of the total FEC (among all sectors). Presenting the potential to supply industry with low and medium temperature heat demands – 52% of the overall heat demand in industry – solar process heat market penetration is marginal, standing for about 0,1% of the total installed capacity of solar thermal energy. With many of the technical and technological questions which could impair the adoption of solar thermal technologies in industrial applications, this weak market penetration is mostly due to economic competitiveness reasons. The present article assesses the critical boundary conditions for the competitiveness of solar process heat. Based in different technology, conventional energy sources and emission cost scenarios, this assessment presents the impact of different business models in the competitiveness of this technological option.

**KEYWORDS:** Solar process heat, Competitiveness, Financing models

### INTRODUÇÃO

À escala global, os consumos de energia final (FEC) associados à produção de calor de processo no sector Industrial (Petróleo, Carvão, Gás Natural, Biocombustíveis e Resíduos, Geotermia e Calor de cogeração) correspondem a 73% do FEC total do sector (27% correspondem a consumos eléctricos normalmente associados a motores, iluminação ou fornos eléctricos) e a 23% do FEC total entre todos os sectores, se excluídos os usos não energéticos de fontes de energia primária (IEA, 2017a). Em Portugal, estes valores alteram-se ligeiramente para 69% do FEC do sector e 19% do FEC total (Eurostat, 2020).

Considerando as tecnologias já disponíveis no mercado, a energia solar térmica apresenta o potencial de suprir as necessidades de calor de processo a baixa ( $T < 150^{\circ}\text{C}$ , tecnologias estacionárias) e média temperatura ( $150^{\circ}\text{C}$  a  $400^{\circ}\text{C}$ ) correspondendo, à escala global, a cerca de 52% destas necessidades (IRENA, 2014). Contudo, a penetração actual destas tecnologias no mercado corresponde a uma capacidade instalada de 567 MWth, cerca de 0,1% da capacidade total instalada de energia solar térmica (IEA, 2019).

Resolvidas que estão muitas das questões técnicas e tecnológicas que poderiam apresentar-se como limitações à adopção destas tecnologias pela indústria (integração ao nível do abastecimento ou de processos, geração directa de vapor a baixa pressão, armazenamento térmico, manutenção e fiabilidade)(IEA/SHC, 2017), apresenta-se como

principal barreira a uma maior penetração de mercado, para além de um (cada vez menor) desconhecimento das tecnologias, a avaliação do investimento. Baseada numa análise de período de retorno, que não captura os benefícios económicos da tecnologia na redução dos custos energéticos ao longo do período de vida do investimento, esta avaliação pelo utilizador final resulta normalmente como pouco competitiva face a outros potenciais investimentos (e.g. aumento da produção).

O paradigma dos investimentos em calor de processo solar – elevado investimento inicial rentabilizado ao longo do período de vida útil do investimento – é, assim, mais propício a uma avaliação baseada no Valor Actualizado Líquido (ou na Taxa de Retorno) usualmente adoptada por *Utilities*. O desenvolvimento de modelos de negócio baseado em financiamento por terceiros – leasing, fundos de investimento, ESCOs – é visto como instrumental para uma maior penetração da energia solar térmica na Indústria (e.g. TrustEE, 2016, IKI, 2017).

Não se apresentando metas concretas de redução de emissões para a Indústria no Plano Nacional Integrado Energia e Clima (PNEC2030, 2018), refere-se no Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050, 2019) um objectivo de redução da intensidade carbónica do sector industrial de 40% a 42% em 2030 e de 72% a 88% em 2050, relativamente aos níveis de 2000.

Estando clara nas opções políticas nacional (PNEC2030, 2018, RNC 2050, 2019) e europeia (EC, 2012) a electrificação da indústria, baseada numa muito forte penetração de renováveis no sistema electroprodutor, importa, contudo, não perder de vista os méritos da produção localizada de calor por via solar térmica. Estes méritos incluem, quando comparada com a utilização de electricidade produzida de forma centralizada:

- rendimentos de conversão energia primária–calor superiores;
- eliminação de perdas de distribuição;
- eliminação de possíveis investimentos em reforço da rede de distribuição eléctrica,

ou, quando comparada com a utilização de electricidade produzida de forma localizada:

- menor área necessária para a instalação do campo solar, quando comparado com o fotovoltaico (PV).

O presente artigo pretende abordar e analisar as condições de fronteira críticas para a competitividade da tecnologia solar térmica na produção de calor de processo, tendo por base cenários de evolução de custos da tecnologia, fontes de energia primária e valorização de emissões evitadas. Nesta análise é avaliado o impacto de diferentes modelos de negócio na competitividade desta solução.

### CALOR DE PROCESSO SOLAR: POTENCIAL MERCADO

O desenvolvimento de novos modelos de financiamento é, regra geral, motivado não apenas pelo potencial benefício económico apresentado por um determinado produto, dependendo o modelo económico-financeiro adequado da natureza temporal desse benefício – curto, médio ou longo prazo – mas também pela dimensão potencial do mercado.

Em Portugal, de acordo com os últimos dados publicados pelo Eurostat, relativos a 2018 (Eurostat, 2020), o FEC na indústria é de 4.6 Mtep sendo responsável por 28% da FEC total do país. As principais fontes de energia na indústria são a electricidade (31%), o gás natural (27%), as renováveis e biocombustíveis (23%) e o petróleo e derivados (13%).

Para uma estimativa do potencial mercado de calor de processo solar em Portugal, segue-se a metodologia adoptada no projecto INSHIP (INSHIP, 2017, INSHIP, 2019).

De forma a descrever as necessidades de calor na indústria, foi seguida a abordagem de (Ecoheatcool, 2006) definindo 3 níveis de temperatura para o sector industrial:

- Baixa temperatura (até 100 °C) – processos de lavagem, enxaguamento, preparação de alimentos, produção de água quente e também aquecimento ambiente nas instalações industriais;
- Média temperatura (entre 100 e 400 °C) – processos de secagem ou evaporação. Em muitos casos esta energia é transferida através de vapor a baixa pressão;
- Alta temperatura (acima de 400 °C) – processos de transformação.

A referência (Pardo, 2012) é utilizada de forma a dar uma aproximação, para cada sector industrial, de como se distribui o consumo de calor em termos dos níveis de temperatura definidos. Na Fig. 1 apresentam-se as necessidades de calor na indústria na zona EU-27. Em termos globais, o maior consumo de calor dá-se na gama da alta temperatura.

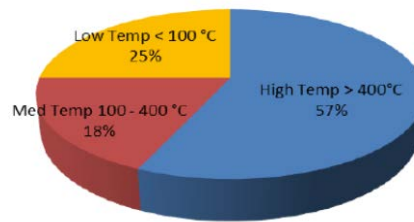


Fig. 1. Distribuição por nível de temperatura do consumo de calor na indústria na zona EU-27 para 2016 (INSHIP, 2019)

Aplicando esta metodologia ao caso nacional, estimando-se o consumo energético associado à produção de calor a partir da subtração do consumo eléctrico do consumo total em cada sector, aproximação que deixa de fora os processos térmicos com aquecimento através de resistências e bombas de calor, obtém-se a distribuição de consumos por sector e por nível de temperatura apresentados na Fig. 2. Para compatibilizar a classificação de sectores entre (Pardo, 2012) e (Eurostat, 2020) a categoria ‘outras indústrias’ inclui a indústria da madeira e produtos, a indústria da construção e outros consumos não especificados.

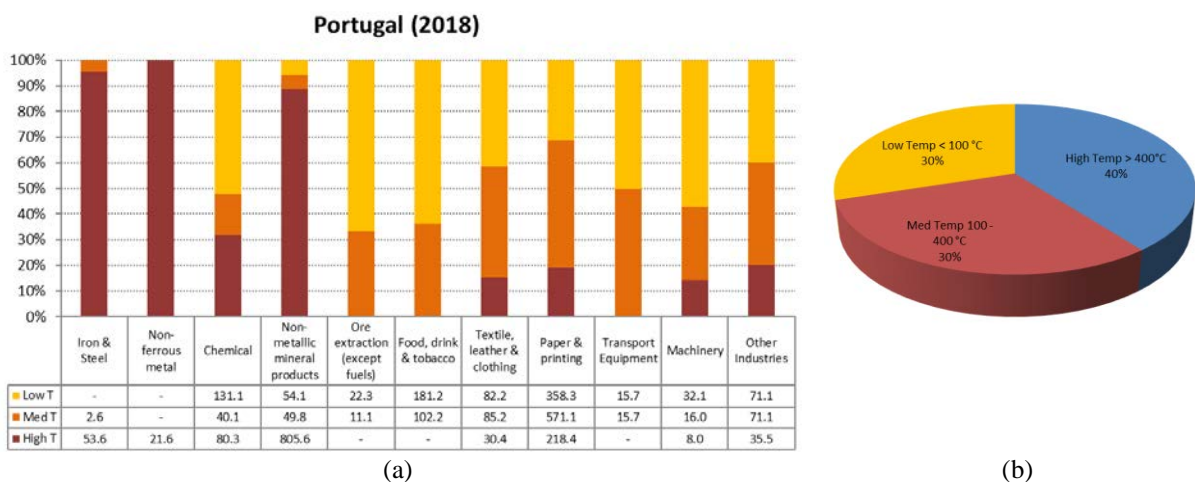


Fig. 2. Necessidades de calor na indústria por (a) sector e nível de temperatura e (b) total por nível de temperatura para Portugal em 2018

Observa-se que, em Portugal, os maiores consumidores são a indústria do papel e a indústria dos minerais não metálicos que inclui a cimenteira, vidreira e cerâmica. Considerando a existência de tecnologias para a conversão solar térmica a baixa e média temperatura em estado comercial, o que não se verifica ainda para a conversão a alta temperatura, os sectores mais adequados à introdução de calor de processo solar são a indústria química, mineração e pedreiras, indústria agroalimentar, têxteis, equipamento de transporte e maquinaria. O caso das papeleiras é aparentemente um sector promissor, mas estas têm acesso ao recurso da biomassa a preços baixos ou mesmo como resíduo da produção, tornando o investimento em solar pouco competitivo.

Nas gamas da baixa e média temperatura, o consumo anual total de energia térmica na indústria é de 1.913 ktep ( $2,2 \times 10^7$  MWh). Considerando um valor de conversão de 750 kWh/(m<sup>2</sup>.ano) para um campo solar, o potencial cifra-se em  $29,7 \times 10^6$  m<sup>2</sup>, para o qual se estima uma capacidade de armazenamento térmico de 25% a 50% do consumo energético total<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> Considera-se nesta estimativa a existência de processos contínuos e alguma prevalência de perfis de carga coincidentes com o perfil de recurso solar.

### PARÂMETROS DE INVESTIMENTO E MODELOS DE NEGÓCIO

A análise da competitividade do calor de processo solar tem por base os resultados obtidos para a análise do investimento associado, traduzida:

- num custo crítico da energia produzida,  $LCOH_{crit}$ , baseado no custo de referência actual da tecnologia,  $CAPEX_{ref}$ , e a comparar com o custo de fonte convencional de referência,  $LCOH_{ref}$ ;
- ou num custo crítico da tecnologia,  $CAPEX_{crit}$ , baseado no custo da fonte convencional de referência,  $LCOH_{ref}$ , e a comparar com o custo médio actual da tecnologia,  $CAPEX_{ref}$ ,

que viabilizam o investimento de acordo com dois critérios económicos:

- o Valor Actualizado Líquido no final do investimento,  $VAL20$ ;
- e um Período de Retorno do Investimento de 5 anos,  $PBack5$ ,

cada um dos quais associado a um diferente modelo de negócio e, para cada um daqueles, com um critério de valia ambiental: o valor crítico das emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) evitadas,  $CO2_{crit}$ , para a viabilização do investimento, a comparar com os valores indicados em (EC, 2012).

Nesta análise são adoptados os seguintes critérios macroeconómicos e de investimento:

- $CAPEX_{ref} = 450 \text{ €/m}^2$  (valor médio dos sistemas registados em (AEE INTEC, 2020) considerando tecnologias de concentração);
- $LCOH_{ref} = 32,15 \text{ €/Mwh}$  (baseado no custo de Gás Natural para a Indústria I4-I5 (DGEG, 2020) assumindo um rendimento de conversão de 85%);
- $CO2_{ref} = 64,26 \text{ €/ton}$  (valor médio previsto para o valor de emissões no cenário “High RES” (EC, 2012) para o período 2020-2040, actualizado a 2020);
- 20 anos de vida útil;
- Inflação anual sobre custos de energia = 3% (a inflação estimada no cenário “New Policies Scenario” (IEA, 2018) para o Gás no espaço europeu é de 2,85%);
- um rendimento médio anual de conversão de radiação solar (DNI, considerando tecnologias de concentração) em calor útil de 42%.

Quanto aos modelos de negócio podem indicar-se três modelos diferindo entre si na propriedade e operação dos sistemas, nomeadamente:

- Investimento próprio, IP: o utilizador final adquire e opera o equipamento;
- Leasing, LEAS: o utilizador opera o equipamento que é propriedade de uma locadora financeira;
- Compra de calor, ESCO: o utilizador final adquire o calor num regime de contrato de fornecimento de calor com ESCO que é proprietária e opera o sistema.

Aos três modelos de financiamento podem associar-se diferentes percentagens de dívida (DEBT) e de capitais próprios (CAP), traduzindo-se em diferentes taxas de desconto (DR) na análise de investimentos. Considerando uma taxa de juro para dívida bancária de 5% e uma taxa de retorno de capitais próprios de 10%, apresentam-se na Tabela 1 as taxas de desconto e os critérios de viabilidade económica adoptados para os diferentes modelos de negócio.

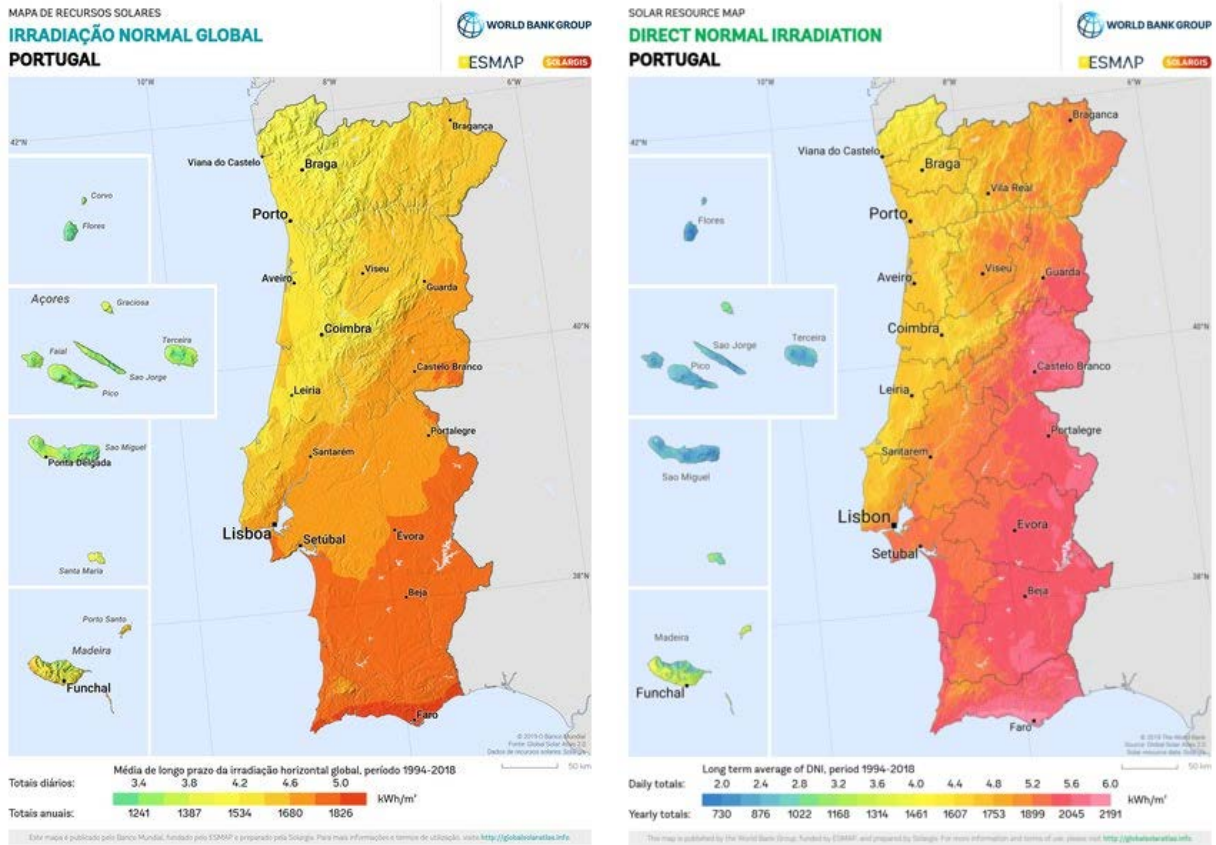
Tabela 1. Taxa de desconto e critério de viabilidade económica para os modelos de negócio IP, LEAS e ESCO

Modelo de negócio	DEBT/CAP	DR	Critério
IP	0.25 / 0.75	8.75 %	PBack5
LEAS	0.5 / 0.5	7.5 %	NPV20
ESCO	0.25 / 0.75	6.25 %	NPV20

### CONDIÇÕES CRÍTICAS DE COMPETITIVIDADE

Considerando a distribuição geográfica do recurso solar DNI em Portugal Continental (vide Fig. 3), apresentam-se na Fig. 4 os resultados obtidos, para diferentes níveis de recurso e modelos de negócio, quanto aos indicadores críticos descritos na secção anterior:  $CAPEX_{crit}$ ,  $LCOH_{crit}$ ,  $CO2_{crit}$ . Para cada indicador indicam-se os valores de referência, que estabelecem o limiar de competitividade.

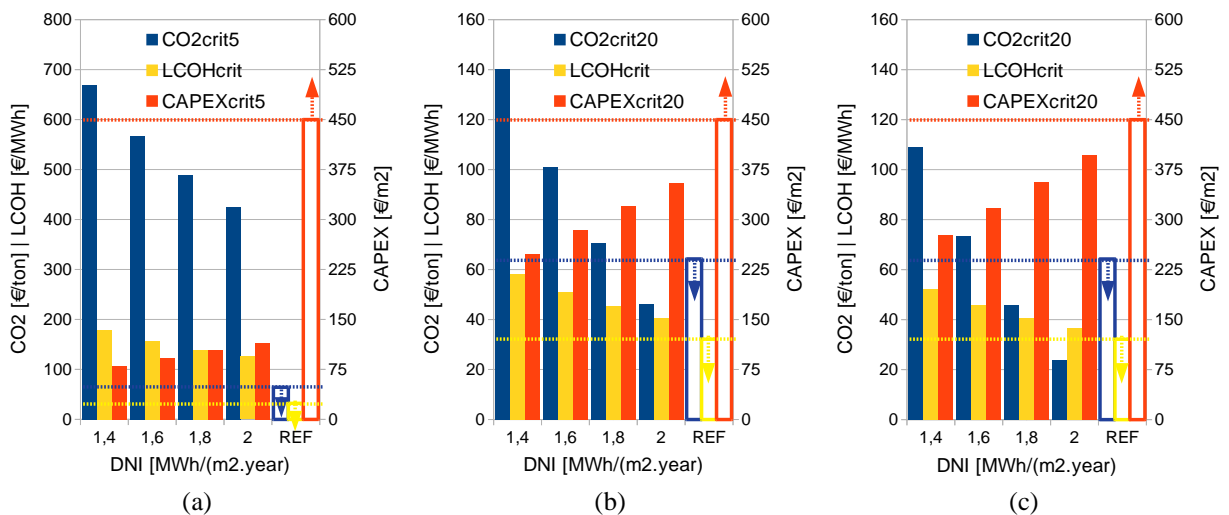




(a) (b)  
Fig. 3. Recurso solar em Portugal: (a) GHI e (b) DNI (solargis.com, 2020)

Dos resultados obtidos pode concluir-se que:

- as condições de financiamento e critério de viabilidade impostas para o modelo IP revelam-se muito distantes da viabilidade económica sob todos os critérios;
- a competitividade dos modelos LEAS e ESCO depende do nível de recurso solar e da valorização das emissões GEE evitadas;
- o modelo ESCO apresenta melhores condições de competitividade que o modelo LEAS.



(a) (b) (c)  
Fig. 4. Valores de CAPEX<sub>crit</sub>, LCOH<sub>crit</sub> e CO2<sub>crit</sub> obtidos para diferentes níveis de recurso solar (DNI) de acordo com as condições de investimento estimadas para os modelos de negócio (a) IP (valores no eixo vertical primário diferem dos restantes gráficos), (b) LEAS e (c) ESCO (As setas representadas nos valores de referência indicam o sentido da viabilidade económica)

COMPETITIVIDADE NO CENÁRIO DE ELECTRIFICAÇÃO DA ECONOMIA

O objectivo de electrificação da economia apresenta-se como uma parte importante da estratégia nacional para uma maior penetração de renováveis no mix de energia primária. Este objectivo, patente no PNEC2030 e no RNC2050, representa uma duplicação do peso da electricidade no consumo de energia final em 2050. A electrificação de processos industriais apresenta, contudo, desafios tecnológicos difíceis de ultrapassar nos processos de alta temperatura nos sectores Energeticamente Intensivos (EI).

Nos restantes sectores, cujo consumo é dominado por processos térmicos de baixa e/ou média temperatura, pode considerar-se como alternativa ao solar térmico a produção de calor em sistemas de armazenamento térmico por efeito de Joule baseado em electricidade renovável. Neste caso, o investimento estaria circunscrito ao armazenamento térmico com resistências eléctricas.

A competitividade desta solução com a opção de calor de processo solar por via térmica, cujos resultados se apresentaram na secção anterior, é analisada em função:

- de um rendimento médio de conversão de radiação solar em electricidade de 17% (GHI, considerando 20% rendimento da conversão fotovoltaica, 85% de factor de capacidade e 98% de rendimento de Joule);
- dos custos do investimento, traduzidos numa percentagem do CAPEX<sub>ref</sub> utilizado nos cálculos anteriores afectada da relação de rendimentos de conversão considerados para ambas as tecnologias<sup>7</sup>;
- um valor de LCOHPV = 20 €/MWh, tomando como referência os resultados do primeiro leilão solar [REF LEILAO] na óptica da utilização de sistemas PV de grande dimensão;
- do diferencial entre o custo da fonte convencional substituída (LCOH<sub>ref</sub>) e o custo da electricidade produzida a partir de um sistema fotovoltaico, LCOHPV:  $\Delta LCOH = LCOH_{ref} - LCOHPV = 12,15 \text{ €/Mwh}$

Na Fig. 5 apresentam-se os resultados obtidos para os modelos de negócio IP e ESCO (LEAS prefigura resultados intermédios, mais próximos, mas menos favoráveis que o modelo ESCO) quanto a:

- diferencial de custo  $\Delta LCOH$  crítico para a viabilidade económica em função do CAPEXTES (expresso em % de CAPEX<sub>ref</sub>);
- o valor crítico das emissões de GEE evitadas tomando como referência de diferencial de custo  $\Delta LCOH = 12,15 \text{ €/Mwh}$ , em função do valor de CAPEXTES,

indicando-se em cada figura os valores de referência para o custo de produção fotovoltaica, LCOH<sub>PV</sub> e para o valor das emissões evitadas, CO<sub>2,ref</sub>, ilustrando o limiar de competitividade de acordo com cada critério.

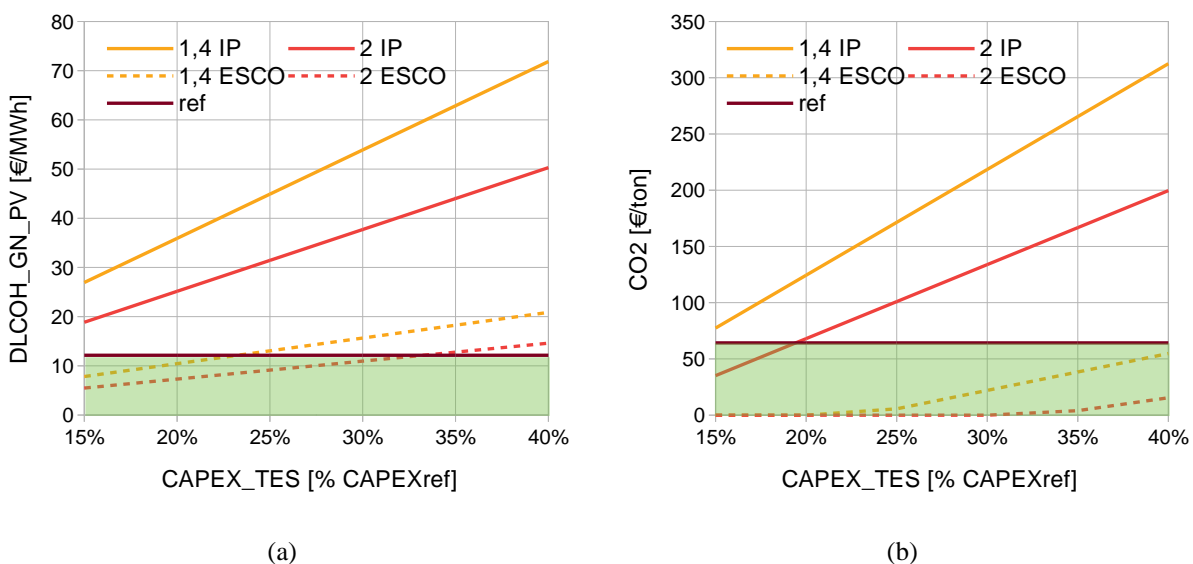


Fig. 5. Valores críticos de (a)  $\Delta LCOH$  e (b) CO<sub>2</sub> para a viabilidade económica da opção de calor de processo por via fotovoltaica, em função do valor de investimento CAPEX<sub>TES</sub> (As zonas a verde indicam a combinação de parâmetros resultando em viabilidade económica face aos valores de referência de produção fotovoltaica e de valorização de emissões de GEE evitadas)

Dos resultados obtidos pode concluir-se que:

<sup>7</sup> O custo da capacidade térmica tem por base o rendimento de conversão utilizado para o sistema solar térmico, base de referência do dimensionamento do sistema a que corresponde o CAPEX<sub>ref</sub>.

- sem valorização das emissões de GEE evitadas e tomando como referencial de custo energético os actuais valores de gás natural e de produção fotovoltaica em grandes sistemas, o calor de processo por via fotovoltaica é competitivo apenas na base de um modelo de negócio do tipo ESCO, para o qual a viabilidade se verifica para valores de investimento que não ultrapassem os 25% a 35% de  $CAPEX_{ref}^8$ ;
- a valorização das emissões de GEE evitadas viabiliza um modelo de negócio do tipo ESCO numa grande amplitude de custos e de recurso solar disponível, viabilizando inclusive investimentos próprios (IP) em zonas de maior recurso solar com sistemas de menor custo associado.

### COMENTÁRIOS FINAIS

As soluções tecnológicas já disponíveis para a utilização do recurso solar na produção de calor de processo a baixa e média temperatura. Em Portugal, o consumo de energia final nestes processos estima-se em 1.913 ktep ( $2,2 \times 10^7$  MWh).

A competitividade destas soluções na substituição da fonte de energia primária de referência na Indústria, o Gás Natural, depende não apenas dos custos da tecnologia e do recurso solar, mas também dos modelos de negócio adoptados e da monetização dos impactes ambientais evitados. Partindo de uma análise simplificada baseada em custos médios das tecnologias e em valores de referência dos actuais custos de produção de calor com gás natural, torna-se evidente que a competitividade do calor de processo por via solar térmica depende em larga medida:

- de uma abordagem ao investimento do tipo ESCO, com análise de viabilidade assente no valor do investimento no final da sua vida útil e com uma taxa de desconto com maior peso em dívida;
- da monetização de impactes ambientais por via da valorização de emissões evitadas ou de uma redução dos custos da tecnologia por valores entre os 15% e os 30%.

A recente descida de custos da produção solar fotovoltaica revela-se também como um novo elemento de competição tecnológica na produção de calor de processo, seguindo uma estratégia de electrificação da economia que apresenta viabilidade tecnológica nos sectores não-EI (e.g. alimentar, têxtil, maquinaria). Analisando as condições de competitividade desta opção de calor de processo solar por via fotovoltaica, conclui-se que as condições para a sua viabilidade, sendo mais favoráveis que as verificadas para a via térmica:

- implicam a adopção de modelos de negócio do tipo ESCO, caso não se considere a monetização de emissões evitadas;
- apresentam condições de custo tecnológico e de fontes energéticas substituídas próximas das verificadas actualmente para sistemas de armazenamento térmico e para os custos do gás natural e da grande produção fotovoltaica,

residindo a incógnita nos custos adicionais relativos aos componentes resistivos e de controlo a associar ao armazenamento térmico, de modo a que os sistemas apresentem custos totais finais dentro dos limites críticos apresentados.

### AGRADECIMENTOS

O trabalho apresentado neste artigo foi desenvolvido no âmbito das actividades da Acção A5 da INIESC – Infraestrutura Nacional de Investigação em Energia Solar de Concentração.

### NOMENCLATURA

$CAPEX_{ref}$  – Custo de referência actual da tecnologia, [€/m<sup>2</sup>]

$CAPEX_{crit}$  – Custo crítico da tecnologia, [€/m<sup>2</sup>]

$CAPEX_{TES}$  – Custo da tecnologia de armazenamento térmico com resistências eléctricas, [%  $CAPEX_{ref}$ ]

$CO2_{crit}$  – Valor crítico das emissões de GEE evitadas, [€/Ton]

$CO2_{ref}$  – Valor de referência das emissões de GEE evitadas, [€/Ton]

DNI – Irradiação Directa Normal

FEC – Consumos de energia final

GHI – Irradiação Global Horizontal

<sup>8</sup> Estes valores estão dentro dos valores geramente atribuídos ao peso do armazenamento térmico em sistemas solares e, conduzindo nos cálculos realizados a custos de armazenamento no intervalo 0,10 – 0,30 €/kWh, encontram-se dentro dos custos de sistemas de armazenamento térmico sensível [REF AIE TES].

$LCOH_{crit}$  – Custo crítico da energia produzida, [€/MWh]

$LCOH_{ref}$  – Custo da energia produzida a partir da fonte convencional de referência, [€/MWh]

$LCOH_{PV}$  – Custo da energia produzida a partir de solar fotovoltaico, [€/MWh]

$PBack_5$  – Período de Retorno do Investimento de 5 anos

$VAL_{20}$  – Valor Actualizado Líquido no final do investimento, [€]

## REFERÊNCIAS

AEE INTEC (2020) Solar Thermal Plants Database, AEE INTEC, 2013-2020.

DGEG (2020) Preços Médios Ponderados de Gás Natural na Indústria, em Portugal (Euros/GJ), Preços excluindo IVA e outros impostos recuperáveis. Informação atualizada no dia 31/10/2019.

EC (2012) Energy Roadmap 2050: Impact assessment and scenario analysis. European Commission.

Ecoheatcool (2006) Ecoheatcool project, The European Heat Market, Ecoheatcool and Euroheat & Power.

Eurostat (2020) Energy Data - 2020 Edition, Publications Office of the European Union.

IEA (2017a) World Balance, IEA Energy Statistics.

IEA (2018) World Energy Outlook, International Energy Agency.

IEA (2019) Solar Energy. Mapping the road ahead, International Energy Agency.

IEA/SHC (2017) IEA/SHC Task 49 Solar Heat Integration in Industrial Processes.

IKI (2017) Project IKI SolarPayback. <https://www.solar-payback.com/>

INSHIP (2017) Project INSHIP - Integrating National Research Agendas on Solar Heat for Industrial Processes, H2020 GA 731287. 2017-2020.

INSHIP (2019) INSHIP D8.2 – Assessment of socio economic impact scenarios of SHIP development in the EU.

IRENA (2014) Based in International Renewable Energy Agency (IRENA), calculations by Deger Saygin based on International Energy Agency (IEA), World Energy Statistics 2014. In Project IKI SolarPayback.

PNEC2030 (2018) Plano Nacional Integrado Energia e Clima 2021-2030, PNEC 2030.

RNC2050 (2019) Roteiro para a Neutralidade Carbónica, RNC 2050.

Pardo, N., Vatopoulos, K., Krook-Riekkola, A., Moya, J.A., Perez, A., (2012) Heat and cooling demand and market perspective, JRC, Publications Office of the European Union.

TrustEE (2016) Project TrustEE. <https://www.trust-ee.eu/>

## UM ESTUDO DA LEGISLAÇÃO E DAS MÉTRICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO PARA FOMENTAR A DIGITALIZAÇÃO E A DESCENTRALIZAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA

**Machado S.\*, Roversi K.\*\*, Rampinelli G.A.\* e \*\*, Vigil M.A.G.\*\*\*, Marcelino R.\*\*\*\*, Deters O.\*\*\*\*\***

- \* Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Universidade Federal de Santa Catarina, Rua Pedro João Pereira, 150, Araranguá, 88905-120, (Santa Catarina) Brasil, [solange.machado@outlook.com.br](mailto:solange.machado@outlook.com.br)
- \*\* Curso de Graduação em Engenharia de Energia, Universidade Federal de Santa Catarina, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Araranguá, 889006-072, (Santa Catarina) Brasil, [karolroversi@gmail.com](mailto:karolroversi@gmail.com)
- \*\*\*Curso de Graduação em Engenharia da Computação, Universidade Federal de Santa Catarina, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Araranguá, 889006-072, (Santa Catarina) Brasil, [martin.vigil@ufsc.br](mailto:martin.vigil@ufsc.br)
- \*\*\*\*Programa de Pós-Graduação em Tecnologias da Informação e Comunicação, Universidade Federal de Santa Catarina, Rua Pedro João Pereira, 150, Araranguá, 88905-120, (Santa Catarina) Brasil, [roderval.marcelino@ufsc.br](mailto:roderval.marcelino@ufsc.br)
- \*\*\*\*\*Diretoria de Estratégia e Inovação, RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., Avenida São Borja, 2801, São Leopoldo, 93032-525, (Rio Grande do Sul) Brasil, [odeters@cpfl.com.br](mailto:odeters@cpfl.com.br)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.3.1155>

### RESUMO

A energia elétrica gerada de forma distribuída deve ser transacionada de forma segura e eficaz, o que pode ser obtido por meio da aplicação da tecnologia blockchain no setor elétrico. Objetiva-se com este artigo trabalhar com questões legais relacionadas ao setor de comercialização de energia elétrica indicando as necessidades de alterações na legislação e na regulamentação, a fim de possibilitar a aplicação da tecnologia blockchain. Assim como, objetiva-se propor métricas relacionadas à aplicação de blockchain no mercado de comercialização de energia elétrica brasileiro para promover a digitalização e o aprimoramento de seus processos. O estudo fundamenta-se e desenvolve-se por revisão documental do ambiente regulatório brasileiro; e por revisão documental e bibliográfica sobre o mercado de comercialização de energia elétrica. Os resultados são indicações de alterações na legislação e na regulamentação, e métricas de impactos para aplicação da tecnologia blockchain no mercado de comercialização de energia elétrica brasileiro.

**PALAVRAS-CHAVE:** Comercialização de Energia Elétrica, Blockchain, Legislação, Métricas de Impacto, geração distribuída

### ABSTRACT

The electric energy generated in a distributed manner must be transacted safely and effectively. It can be obtained through the application of blockchain technology in the electric sector. The aim of this article is to work with legal issues related to the electric energy trading sector. It will be possible indicating the necessity for changes in legislation and regulation to enable the application of blockchain technology in this sector. As well, it aims to propose metrics related to the application of blockchain in the Brazilian electric energy trading market for the purpose of promote the digitization and improvement of its processes. This study is based and developed by documentary review of the Brazilian regulatory environment; and by documentary and bibliographic review about the electric energy commercialization market. The results are indications of changes in legislation and regulations, and metrics of impacts for the application of blockchain technology in the Brazilian electric energy commercialization market.

**KEYWORDS:** Electric Energy Trading, Blockchain, Legislation, Impact Metrics, Distributed Generation

## INTRODUÇÃO

As mudanças no setor elétrico mundial, no que tange os recursos renováveis, resultam da viabilização técnica e econômica de tecnologias e da conscientização ambiental da sociedade contemporânea. Tradicionalmente a geração de energia elétrica em âmbito mundial ocorre de forma centralizada com a utilização relevante de combustíveis fósseis, no entanto observa-se a alteração deste cenário com a inserção da geração distribuída (GD) a partir de recursos renováveis. Essa energia gerada de forma distribuída ou descentralizada deve ser transacionada de forma segura e eficaz, o que pode ser obtido por meio da digitalização e da alteração dos processos. Consideramos para a digitalização dos processos a aplicação da tecnologia blockchain. De acordo com (Dong et al., 2018) a blockchain é uma tecnologia de computação distribuída emergente considerada segura para suportar interações cada vez mais complexas entre diferentes entidades energéticas. A blockchain além de garantir que a demanda seja atendida pela energia renovável produzida localmente, garante a rastreabilidade do suprimento de energia e que os acordos entre indivíduos sejam automaticamente implementados. Além disso, (Andoni et al., 2017) citam que a comercialização de energia localmente reduz a pegada de carbono e mantém as receitas na comunidade. Ainda, (Mengelkamp et al., 2018) destaca que o fato de prossumidores e consumidores obterem lucro com a comercialização da energia na sua comunidade os incentiva a investir em recursos distribuídos e equilibra localmente a oferta entre geração e demanda. Segundo (Struker et al., 2019) as áreas mais promissoras para a blockchain no setor elétrico são infraestrutura para carregamento de mobilidade elétrica, certificação de produção de energia, modelos de vizinhança e microrredes, mercados inteligentes locais e transações de energia; e gestão de ativos. Entretanto, segundo (Struker et al., 2019) a aplicação de blockchain levanta uma variedade de questões relacionadas ao direito contratual legal, às leis de proteção de dados e proteção da tecnologia da informação, e às leis do setor de energia. De acordo com (Mengelkamp et al., 2018) o ambiente regulatório é o mais importante para implantação de projetos para a sociedade, no entanto é frequentemente omitido em estudos acadêmicos em função das condições especiais dos projetos de pesquisa. No Brasil a energia ainda não é comercializada localmente, assim como as aplicações da tecnologia blockchain na comercialização e na GD ainda estão em fase de pesquisa, exceto para certificação de origem do produto renovável que há uma aplicação comercial em andamento. Por este motivo as indicações de alterações na legislação e na regulamentação, assim como o desenvolvimento de métricas de impactos para aplicação da tecnologia blockchain no mercado de comercialização de energia elétrica brasileiro são fatores relevantes para auxiliar nessa abertura de mercado.

## METODOLOGIA: PROCEDIMENTOS E CRITÉRIOS ADOTADOS

Realizou-se este estudo por meio de revisões documental e bibliográfica sobre comercialização de energia elétrica e sua legislação e regulamentação, a fim de propor métricas de impacto da tecnologia blockchain aplicada a esse mercado e alterações regulatórias para possibilitar essa aplicação.

### Metodologia de Busca

Pesquisou-se sobre comercialização de energia elétrica por meio de documentos disponíveis em meios eletrônicos como as regras de comercialização de energia elétrica da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e os cursos de capacitação da CCEE, conforme Tabela 1.

Tabela 1. Resultado da Revisão sobre Mercado de Comercialização de Energia

FONTE	DOCUMENTOS ENCONTRADOS	DOCUMENTOS RELACIONADOS AO ESTUDO
Regras de comercialização de energia elétrica da CCEE	24	18
Cursos de capacitação da CCEE	62	22
Total	86	40

Os documentos encontrados totalizaram oitenta e seis. No entanto, classificaram-se para a elaboração deste artigo, apenas os quarenta documentos que se relacionam aos processos de comercialização de energia. Realizou-se o levantamento da legislação do setor elétrico brasileiro considerando as leis vigentes em todo o período disponível até março de 2020 nos sites da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da CCEE, inclusive as citadas nos Procedimentos de Comercialização e nas Regras de Comercialização da CCEE; nos sites do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), do Ministério de Minas e Energia (MME), do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema (ONS). Realizou-se o levantamento dos decretos do setor elétrico brasileiro considerando os decretos sobre comercialização de energia elétrica e GD vigentes em todo o período disponível até março de 2020 na biblioteca virtual da ANEEL,

nos Procedimentos de Comercialização e nas Regras de Comercialização da CCEE e os decretos do CNPE disponíveis no site do MME. Consideraram-se os demais decretos sobre o setor elétrico citados por (Tumenas, 2009) no site da CCEE. Pesquisaram-se decretos nos sites do CMSE, EPE e ONS.

Consideraram-se as resoluções da ANEEL e as resoluções normativas da ANEEL vigentes encontradas com os termos de busca "comercialização OR mercado" e "geração distribuída" em todo o período disponível até março de 2020 na biblioteca virtual da ANEEL. Assim como, todas as resoluções normativas referidas nos Procedimentos de Comercialização e nas Regras de Comercialização da CCEE. Consideraram-se as demais resoluções normativas sobre o setor elétrico citadas por (Tumenas, 2009) no site da CCEE.

Consideraram-se todas as resoluções vigentes do CNPE e CMSE referentes ao setor elétrico disponíveis no site do MME.

Consideraram-se as resoluções da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) vigentes sobre comercialização de energia elétrica e GD, disponíveis na biblioteca virtual da ANEEL em todo o período disponível até março de 2020. Encontraram-se trezentos e oitenta e cinco documentos conforme Fig. 1.

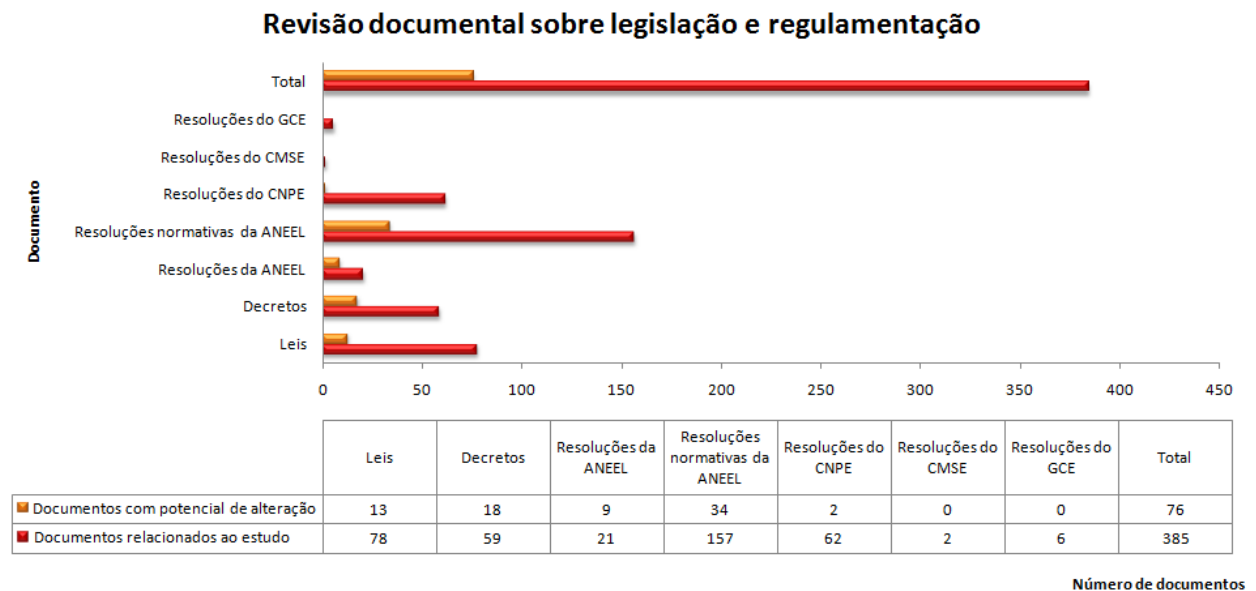


Fig. 1. Revisão Documental sobre Legislação e Regulamentação

Classificaram-se para a elaboração deste artigo setenta e seis documentos referentes à legislação e regulamentação na comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro.

### AS MÉTRICAS DE IMPACTO DE APLICAÇÃO DA TECNOLOGIA BLOCKCHAIN NO MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA E AS INDICAÇÕES DE ALTERAÇÕES NO AMBIENTE REGULATÓRIO

Esta seção estabelece as principais métricas de impacto de aplicação da tecnologia blockchain no mercado de comercialização de energia elétrica. Classificaram-se as métricas como: energética, elétrica, econômica, contratual e regulatória. Consideraram-se os setores em que se comercializa energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Comercialização em Geração Distribuída (ACGD).

#### As Métricas de Impacto da Aplicação da Tecnologia Blockchain no ACL

A energia elétrica no ACL é comercializada por meio de contratos bilaterais acordados livremente entre os agentes. Consideraram-se agentes com potencial impacto pela tecnologia blockchain no ACL: os agentes comercializadores, geradores, distribuidores – que possuem contratos com comercializadores – e consumidores livres e especiais. Apresentam-se na Fig. 2 as métricas de impacto da aplicação da tecnologia blockchain para esses agentes.

ACL	DIMENSÃO		
	ENERGÉTICA	ECONÔMICA	CONTRATUAL
Agentes Comercializadores	Energia contratada por contrato (compra)	Preço da energia contratada por submercado (compra)	Tipo de energia
	Energia contratada por contrato (venda) Tipo de energia	Preço da energia contratada por submercado (venda) Preço total da energia contratada (compra) Preço total da energia contratada (venda)	Montante de energia contratada (compra) Montante de energia contratada (venda) Submercado
Agentes Geradores	Energia verificada por contrato (geração)	Preço da energia contratada por submercado (venda)	Tipo de energia
	Energia contratada por contrato (venda) Tipo de energia	Preço total da energia contratada (venda)	Montante de energia contratada (venda) Submercado
Agentes Distribuidores	Energia verificada (consumo)	Preço da energia contratada por submercado (compra)	Tipo de energia
	Energia contratada por contrato (compra)	Preço da energia contratada por submercado (venda)	Montante de energia contratada (compra)
	Energia contratada por contrato (venda) Tipo de energia	Preço total da energia contratada (compra) Preço total da energia contratada (venda)	Montante de energia contratada (venda) Submercado
Agentes Consumidores Livres e Especiais	Energia verificada (consumo)	Preço da energia contratada por submercado (compra)	Tipo de energia
	Energia contratada (compra)	Preço total da energia contratada (compra)	Montante de energia contratada (compra)
	Tipo de energia		Submercado

Fig. 2. Métricas de Impacto de Aplicação da Tecnologia Blockchain no ACL

Listaram-se no total 39 métricas nas dimensões energética, econômica e contratual, sendo 11 para os agentes comercializadores, 8 métricas para os agentes geradores, 12 métricas para os agentes distribuidores e 8 métricas para os agentes consumidores livres e especiais. Essas métricas se resumem em:

- (1) Energia contratada por contrato: a cada hora o sistema verifica se há contratos registrados para determinado perfil de agente, obtendo a diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE no ACL e ACR (CCEE, 2020a). A energia contratada é o montante de energia efetivamente contratado como compra ou venda.
- (2) Energia verificada: é a energia medida por perfil de agente, para àquela hora do mês. Esses dados são registrados na CCEE tanto no ACL, como no ACR (CCEE, 2020a). A CCEE realiza a comparação da energia verificada—geração ou consumo — e da energia contratada na consolidação dos resultados, a qual precede a liquidação financeira.
- (3) Tipo de energia: energia convencional é a energia elétrica proveniente de fontes de geração convencionais, como hidrelétricas de grande porte e termelétricas. Energia incentivada é a energia oriunda de empreendimento hidrelétrico com potência injetada menor ou igual a 50 MW ou de empreendimento com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com limites diferentes de potência injetada para cada tipo de fonte (CCEE, 2020b).
- (4) Preço da energia contratada por submercado: é o valor acordado entre os agentes por cada MWh para compra ou venda de energia elétrica. Esse preço é baseado no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do referido submercado e nos anos contratados, assim como nos índices econômicos.
- (5) Preço total da energia contratada: é o valor a pagar referente à energia contratada como compra ou venda. Se o contrato foi acordado em MW médio, obtém-se esse valor total multiplicando o preço da energia contratada por submercado pelo montante de energia contratada e pelas horas do mês de consumo, esse que não se inicia no dia primeiro dia, mas sim de acordo com o calendário da CCEE. Se o contrato foi acordado em MWh, obtém-se o valor total da energia contratada multiplicando o preço da energia contratada por submercado pelo montante de energia contratada.
- (6) Montante de energia contratada: é a quantidade de energia registrada nos contratos bilaterais (CCEE, 2020c).
- (7) Submercados: são divisões do Sistema Interligado Nacional (SIN) para as quais são estabelecidos PLDs específicos. Suas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN (ANEEL, 2004).

#### As Métricas de Impacto de Aplicação da Tecnologia Blockchain no ACR

A energia elétrica no ACR é comercializada por meio de leilões e regulada pela ANEEL. Consideraram-se agentes com potencial impacto pela tecnologia blockchain no ACR os agentes comercializadores — que possuem contratos com distribuidoras —, geradores, distribuidores e consumidores livres e especiais. Consideraram-se os agentes comercializadores no ACR pelo fato de manterem contratos com os agentes distribuidores. Logo, os agentes comercializadores sofrerão impacto pela aplicação da tecnologia blockchain no ACR. Apresentam-se na Fig. 3 as métricas de impacto da aplicação da tecnologia blockchain nos referidos agentes do ACR.



ACR	DIMENSÃO		
	ENERGÉTICA	ECONÔMICA	CONTRATUAL
Agentes Comercializadores	Energia contratada por contrato (compra)	Preço da energia contratada por submercado (compra)	Tipo de energia
	Energia contratada por contrato (venda)	Preço da energia contratada por submercado (venda)	Montante de energia contratada (compra)
	Tipo de energia	Preço total da energia contratada (compra) Preço total da energia contratada (venda)	Montante de energia contratada (venda) Submercado
Agentes Geradores	Energia verificada (geração)	Preço da energia contratada por submercado (venda)	Tipo de energia
	Energia contratada (venda)	Preço total da energia contratada (venda)	Montante de energia contratada (venda)
	Tipo de energia		Submercado
Agentes Distribuidores	Energia verificada (consumo distribuidora)	Preço da energia contratada por submercado (compra)	Tipo de energia
	Energia contratada (compra)	Preço da energia contratada por submercado (venda)	Montante de energia contratada (compra)
	Energia contratada (venda)	Preço total da energia contratada (compra)	Montante de energia contratada (venda)
	Tipo de energia	Preço total da energia contratada (venda)	Submercado
Agentes Consumidores Cativos	Energia verificada (consumo)	Tarifa de Energia Elétrica	Grupo tarifário
	Taxa de disponibilidade	TUSD/TUST	Nível de tensão
	Demanda contratada		Encargos
			Tributos

Fig. 3. Métricas de Impacto de Aplicação da Tecnologia Blockchain no ACR

Nesse ambiente, listaram-se 40 métricas nas dimensões energética, econômica e contratual, sendo 11 para os agentes comercializadores, 8 métricas para os agentes geradores, 12 métricas para os agentes distribuidores e 9 métricas para os agentes consumidores cativos. Além das métricas previamente citadas, essas se resumem em:

- (1) Taxa de disponibilidade: é um valor aplicável ao faturamento mensal de consumidor por unidade consumidora do grupo B. Sendo equivalente a: I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a dois condutores; II – 50 kWh, se bifásico a três condutores; ou III – 100 kWh, se trifásico. Essa taxa deve ser aplicada sempre que o consumo medido ou estimado for inferior aos referidos, não sendo a diferença resultante objeto de futura compensação (ANEEL, 2010).
- (2) Demanda contratada: é o valor de potência elétrica ativa atribuída a uma unidade consumidora na forma de taxa de pagamento ao agente distribuidor, independente da utilização total dessa potência ao longo do mês. Esse pagamento ocorre em função da distribuidora ser obrigada a disponibilizar essa demanda de potência ativa no ponto de entrega conforme contrato.
- (3) Tarifa de energia elétrica: é um valor monetário estabelecido pela ANEEL, fixado em reais por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa. É base para a definição do preço a ser pago pelo consumidor e explicitado na fatura de energia elétrica (ANEEL, 2017).
- (4) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)/ Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST): TUSD é um valor monetário unitário determinado pela ANEEL, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema (ANEEL, 2017). A TUST relativa ao uso de instalações da rede básica é denominada Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Rede Básica (TUST RB) e a referente ao uso de instalações de fronteira com a rede básica é denominada Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Fronteira (TUST FR) (ANEEL, 2005).
- (5) Nível de tensão: refere-se ao valor de tensão de fornecimento da concessionária ou permissionária ao consumidor ou prosumidor.
- (6) Grupo tarifário: são classificados de acordo com o nível de tensão. O grupo tarifário A é composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo A1: tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; b) subgrupo A2: tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; c) subgrupo A3: tensão de fornecimento de 69 kV; d) subgrupo A3a: tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV; e) subgrupo A4: tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e f) subgrupo AS: tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição. O grupo tarifário B é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômica e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo B1: residencial; b) subgrupo B2: rural; c) subgrupo B3: demais classes; e d) subgrupo B4: Iluminação pública (ANEEL, 2010).
- (7) Encargos: são todos criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Seus valores constam de resoluções ou despachos da ANEEL e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de energia elétrica (ANEEL, 2020b).
- (8) Tributos: são todos os impostos, taxas e contribuições, incidentes sobre o objeto de um contrato, excluído qualquer outro existente ou que venha a ser criado sobre o lucro líquido ou resultado de qualquer das partes (ANEEL, 2020c).

As Métricas de Impacto de Aplicação da Tecnologia Blockchain no ACGD

O setor de GD é o ambiente em que se gera energia elétrica de forma descentralizada. Atualmente se compensa a energia gerada por prossumidores na rede da distribuidora, essa forma de compensação é conhecida como Net metering. Consideraram-se subsetores com potencial impacto pela tecnologia blockchain do setor de GD na Net metering: a geração na própria unidade consumidora, o autoconsumo remoto, a geração compartilhada e os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. Exibem-se na Fig. 4 as métricas de impacto da aplicação da tecnologia blockchain nos referidos agentes do ACGD Net Metering.

ACGD Net Metering	DIMENSÃO		
	ENERGÉTICA	ELÉTRICA	ECONÔMICA
<b>Geração na Própria Unidade Consumidora</b>	Energia injetada na rede Energia consumida da rede Fator de capacidade Produtividade Eficiência do sistema	Potência nominal de GD Taxa de desempenho Fator de Forma	Redução de custo/tarifa Tempo de retorno do investimento Taxa Interna de Retorno (TIR) Valor Presente Líquido (VPL)
<b>Autoconsumo Remoto</b>	Energia injetada na rede Energia consumida da rede Fator de capacidade Produtividade Eficiência do sistema	Potência nominal de GD Taxa de desempenho Fator de Forma	Redução de custo/tarifa Tempo de retorno do investimento Taxa Interna de Retorno (TIR) Valor Presente Líquido (VPL)
<b>Geração Compartilhada</b>	Energia injetada na rede Energia consumida da rede Fator de capacidade Produtividade Eficiência do sistema	Potência nominal de GD Taxa de desempenho Fator de Forma	Redução de custo/tarifa Tempo de retorno do investimento Taxa Interna de Retorno (TIR) Valor Presente Líquido (VPL)
<b>Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras</b>	Energia injetada na rede Energia consumida da rede Fator de capacidade Produtividade Eficiência do sistema	Potência nominal de GD Taxa de desempenho Fator de Forma	Redução de custo/tarifa Tempo de retorno do investimento Taxa Interna de Retorno (TIR) Valor Presente Líquido (VPL)

Fig. 4. Métricas de Impacto de Aplicação da Tecnologia Blockchain no ACGD Net Metering

Assim como, considerou-se a comercialização Par a Par (P2P) a qual ainda não é regulada e aplicada no Brasil. A comercialização P2P é definida como a capacidade de pares, denominados prossumidores e/ou consumidores, comercializarem energia elétrica entre si. Essa comercialização ocorre sem intermediários com a aplicação da tecnologia blockchain, por meio de um site ou aplicativo. Apresentam-se as métricas para possibilitar a comercialização no ACGD P2P na Fig. 5.

ACGD	DIMENSÃO			
	ENERGÉTICA	ELÉTRICA	ECONÔMICA	CONTRATUAL
<b>P2P</b>	Fator de capacidade Produtividade Eficiência do sistema P2G (energia do prossumidor para a rede) G2P (energia da rede para o prossumidor) P2P (energia do prossumidor para o prossumidor) P2C (energia do prossumidor para o consumidor) G2C (energia da rede para o consumidor)	Potência nominal de GD Taxa de desempenho Fator de Forma	Redução de custo/tarifa Tempo de retorno do investimento Taxa Interna de Retorno (TIR) Valor Presente Líquido (VPL)	R\$P2G (preço da energia P2G) R\$G2P (preço da energia G2P) R\$P2P (preço da energia P2P) R\$P2C (preço da energia P2C) R\$G2C (preço das energia G2C) TUSD/TUST Encargos Tributos

Fig. 5. Métricas de Impacto de Aplicação da Tecnologia Blockchain no ACGD P2P

Para o ACGD Net metering se considerou 48 métricas, sendo 12 métricas apresentadas na modalidade de geração na própria unidade consumidora, 12 métricas na modalidade de autoconsumo remoto, 12 métricas na modalidade de geração compartilhada e 12 métricas na modalidade de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. Para o grupamento P2P se listaram 23 métricas. Totalizando 71 métricas nas dimensões energética, elétrica, econômica e contratual para o ACGD. Além das métricas previamente citadas, essas se resumem em:

- (1) Energia injetada na rede: refere-se à quantidade de energia elétrica injetada na rede do agente distribuidor por meio de micro ou minigeradores.
- (2) Energia consumida da rede: é a energia elétrica efetivamente consumida da rede de distribuição de energia elétrica por um determinado agente.
- (3) Fator de capacidade: corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período de tempo (CCEE, n.d.).
- (4) Produtividade: de acordo com (Rampinelli, 2010) a produtividade é definida como a energia convertida em kWh

por cada kW<sub>p</sub> instalado do sistema fotovoltaico em um determinado período.

(5) Eficiência do sistema: é a razão entre a energia elétrica em corrente alternada entregue pelo sistema e a energia solar disponível para o arranjo fotovoltaico efetuar a conversão.

(6) Potência nominal de GD: é a potência elétrica na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas (ANEEL, 2020a).

(7) Taxa de desempenho: é a relação entre a produtividade e a quantidade de horas de sol a 1000 W/m<sup>2</sup> incidentes no gerador fotovoltaico, normalmente vinculada a um ano de operação (Marion et al., 2005).

(8) Fator de forma: é a relação entre a máxima potência da célula ou módulo fotovoltaico e o produto entre a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito (Pinho e Galdino, 2014).

(9) Redução de custo ou da tarifa: representa o valor por cada MWh que o consumidor ou prosumidor poderá economizar com a aplicação da tecnologia blockchain na comercialização de energia elétrica.

(10) Tempo de retorno de investimento: é um dos indicadores analisados para determinar a viabilidade de um projeto, indicando a quantidade de meses após início de operação que determinado investimento necessita para gerar lucro.

(11) Taxa interna de retorno: é a taxa de juros que iguala, em um determinado momento do tempo, o valor presente das entradas com o das saídas previstas de caixa.

(12) Valor presente líquido: é definido como a diferença entre as entradas e as saídas de caixa levadas ao valor presente.

(13) P2G: é a energia elétrica gerada pelo prosumidor por meio de GD e injetada na rede em função do consumo da unidade prosumidora ser menor que a geração.

(14) G2P: é a energia elétrica que abastece a unidade prosumidora a partir da rede de distribuição de energia elétrica quando a energia gerada localmente não é suficiente para atender o seu consumo.

(15) P2P: caso a regulação permita, será a quantidade de energia elétrica comercializada entre prosumidores, sem intermediários e com a aplicação da tecnologia Blockchain, por meio de um aplicativo ou site.

(16) P2C: caso a regulação permita, será a quantidade de energia elétrica comercializada entre prosumidor e consumidor, sem intermediários e com a aplicação da tecnologia blockchain, por meio de um aplicativo ou site.

(17) G2C: é a energia elétrica que abastece a unidade consumidora a partir da rede de distribuição de energia elétrica.

(18) Preço da Energia P2G (R\$P2G): caso a regulação permita, será o valor ou preço da energia elétrica gerada pelo prosumidor por meio de GD e injetada na rede em função do consumo da unidade prosumidora ser menor que a geração.

(19) Preço da Energia G2P (R\$G2P): é o valor ou preço da energia elétrica que abastece a unidade prosumidora a partir da rede de distribuição de energia elétrica quando a energia gerada localmente não é suficiente para atender o seu consumo. Esse valor é conhecido como tarifa de energia elétrica.

(20) Preço da Energia P2P (R\$P2P): caso a regulação permita, será o valor ou preço da quantidade de energia elétrica comercializada entre prosumidores, sem intermediários e com a aplicação da tecnologia blockchain, por meio de um aplicativo ou site.

(21) Preço da Energia P2C (R\$P2C): caso a regulação permita, será o valor ou preço da quantidade de energia elétrica comercializada entre prosumidor e consumidor, sem intermediários e com a aplicação da tecnologia blockchain, por meio de um aplicativo ou site.

(22) Preço da Energia G2C (R\$G2C): é o valor ou preço da energia elétrica que abastece a unidade consumidora a partir da rede de distribuição de energia elétrica. Esse valor é conhecido como tarifa de energia elétrica.

#### As Métricas Regulatórias e as Indicações de Alterações no Ambiente Regulatório

As métricas regulatórias são os documentos relacionados aos setores ACL, ACR e ACGD Net Metering e ACGD P2P com potencial de alteração em função da aplicação da tecnologia blockchain no mercado de comercialização de energia elétrica. Considerou-se o conjunto de documentos de um determinado setor igual a uma métrica. Totalizando 4 métricas.

Entre os 76 documentos encontrados na revisão documental, considerou-se importante a adaptação de 33 documentos na dimensão regulatória, sendo um o conjunto de Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e os demais as resoluções normativas da ANEEL, conforme indicado na Fig. 6.

DIMENSÃO	ACL e ACR		ACGD
REGULATÓRIA	Resolução Normativa nº 428/2011	Resolução Normativa nº 683/2015	Resolução Normativa nº 414/2010
	Resolução Normativa nº 452/2011	Resolução Normativa nº 719/2015	Resolução Normativa nº 482/2012
	Resolução Normativa nº 456/2011	Resolução Normativa nº 719/2016	Resolução Normativa nº 687/2015
	Resolução Normativa nº 511/2012	Resolução Normativa nº 755/2016	Resolução Normativa nº 786/2017
	Resolução Normativa nº 533/2013	Resolução Normativa nº 789/2017	PRODIST
	Resolução Normativa nº 533/2012	Resolução Normativa nº 802/2017	
	Resolução Normativa nº 551/2013	Resolução Normativa nº 829/2018	
	Resolução Normativa nº 578/2013	Resolução Normativa nº 832/2018	
	Resolução Normativa nº 601/2013	Resolução Normativa nº 833/2018	
	Resolução Normativa nº 619/2013	Resolução Normativa nº 850/2019	
	Resolução Normativa nº 601/2014	Resolução Normativa nº 851/2019	
	Resolução Normativa nº 611/2014	Resolução Normativa nº 869/2020	
	Resolução Normativa nº 619/2014	Resolução Normativa nº 879/2020	
	Resolução Normativa nº 637/2014	Resolução Normativa nº 881/2020	

Fig. 6. Métrica Regulatória de Impacto de Aplicação da Tecnologia Blockchain no Mercado de Comercialização

Essas são as resoluções do mercado de comercialização de energia elétrica no Brasil e o PRODIST. Considera-se primordial a adaptação desses documentos para a abertura do mercado P2P, assim como para aplicações da tecnologia blockchain no ACR e no ACL. Assim como, ocorreu em na aplicação do projeto da Brooklin Microgrid, os projetos podem parar por necessitarem de regulação adaptada do setor elétrico. No Brasil há três projetos divulgados em estudo: um sobre comercialização de energia elétrica – a partir do qual esse artigo foi elaborado, um sobre aplicação de geração distribuída e outro também sobre comercialização de energia elétrica e precisa-se atentar a esse tópico.

#### COMENTÁRIOS FINAIS

Definiram-se 154 métricas nas dimensões energética, elétrica, econômica, contratual e regulatória, organizadas nos setores em que se comercializa energia elétrica no Brasil: ACR, ACL e ACGD. Além disso, sugeriu-se a adaptação em 32 Resoluções Normativas da ANEEL e em 1 procedimento de distribuição de energia elétrica como adequação regulatória para possibilitar a aplicação da tecnologia blockchain no mercado de energia.

Essas métricas e sugestões de adaptação da legislação auxiliarão no fomento da descentralização do mercado brasileiro de energia elétrica nos referidos setores e na digitalização dos processos, proporcionando segurança das transações e independência de instituições centrais, possível redução de custos e certificação de origem renovável do produto.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), a Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Estado de Santa Catarina (FAPESC) e a CPFL Energia por meio do programa P&D ANEEL, processo PD-00063-3063/2020, pelo apoio técnico e financeiro.

#### REFERÊNCIAS

Andoni M., Robu V. and Flynn D. (2019). Crypto-control your own energy supply. *Nature*. 548, 158-158.

ANEEL (2002). Resolução normativa no 667, de 29 de novembro de 2002. Brasília, DF: Presidência da República, 2002.

ANEEL (2004). Resolução normativa no 109, de 26 de outubro de 2004. Brasília, DF: Presidência da República, 2004.

ANEEL (2005). Resolução normativa no 205, de 22 de dezembro de 2005. Brasília, DF: Presidência da República, 2005.

- ANEEL (2010). Resolução normativa no 414, de 9 de setembro de 2010. Brasília, DF: Presidência da República, 2010.
- ANEEL (2017). Resolução normativa no 775, de 27 de junho de 2017. Brasília, DF: Presidência da República, 2007.
- ANEEL (2020a). Resolução normativa nº 876, de 10 de março de 2020. Brasília, DF: Presidência da República, 2020.
- ANEEL (2020b). Informações para Empreendedores. Brasília, 2020.
- ANEEL (2020c). Tributos. Brasília, 2020.
- CCEE (2020a). Regras de comercialização: Contratos (CCEE, ed.). São Paulo, 2020.
- CCEE (2020b). Regras de comercialização: Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD / TUST. São Paulo, 2020.
- CCEE (2020c). Regras de comercialização: Tratamento das Exposições. São Paulo, 2020.
- CCEE (n.d.). Glossário de Termos/ Interpretações e Relação de Acrônimos. São Paulo, nd.
- Dong Z., Luo F. and Liang G. (2018). Blockchain: a secure, decentralized, trusted cyber infrastructure solution for future energy systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 6, p. 958-967.
- Marion, B. et al. (2005) Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. . *Proceedings of Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1601-1606 Jan, Lake Buena Vista, Estados Unidos.
- Mengelkamp E., Gärttner, J., Rock K., Kessler S., Orsini L. and Weinhardt C. (2019). Designing microgrid energy markets. *Applied Energy*. 210, 870-880.
- Pinho, J. T.; Galdino, M. A. (2014) *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, pp. 1-530. CRESESB. Rio de Janeiro.
- Rampinelli, G. A. (2010) *Estudo De Características Elétricas e Térmicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*, pp. 1- 285. Tese (Doutorado) Engenharia Mecânica, UFRGS, Porto Alegre.
- Strüker, J., Albrecht, S. and Reichert, S. (2019) Blockchain in the Energy Sector. *In Business Transformation through Blockchain*, Vol 2, p. 23–51. Springer International Publishing, Germany.
- Tumenas, T. (2009) *Coletânea de Legislação: Setor Elétrico Brasileiro*, pp. 1- 964. CCEE, São Paulo.



**EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA NO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA:  
UMA PERSPECTIVA A PARTIR DAS PATENTES DE BATERIAS****Távora G.\*, Silva J.A.\*\*, Mendonça S.\*\*\***

\* Instituto Nacional da Propriedade Industrial, Rua da Alfândega 35, 1100-521 Lisboa, Portugal,

[guilherme.p.tavora@inpi.pt](mailto:guilherme.p.tavora@inpi.pt)\*\* Instituto Dom Luiz- Faculdade de Ciências Universidade de Lisboa,  
Edifício C1, Campo Grande, 1749-016 Lisboa, Portugal, [jose.silva@fc.ul.pt](mailto:jose.silva@fc.ul.pt)\*\*\* ISCTE Business School, Instituto Universitário de Lisboa, UECE, REM-UECE/ISEG-ULisboa, SPRU –  
University of Sussex, [sfm@iscte-iul.pt](mailto:sfm@iscte-iul.pt)<https://doi.org/10.34637/cies2020.3.1156>**RESUMO**

O atual crescimento da capacidade instalada de energia renováveis não-despacháveis, torna cada vez mais importante a aposta no armazenamento de energia. As baterias são uma das formas mais promissoras de armazenamento de eletricidade. Com apoio numa base de dados original, constituída por mais de 180.000 pedidos de patentes ligadas às baterias, para o período 2005-2014, foi feita uma análise do ritmo e direção da mudança técnica na área das baterias. Durante este período verificou-se um forte crescimento dos avanços tecnológicos nas baterias. As baterias de lítio foram as que exibiram uma maior dinâmica de inovação. Entre as tecnologias emergentes destacam-se as baterias de fluxo e as de lítio enxofre. A interação entre inovação nas baterias e tecnologias de energias renováveis verifica-se sobretudo ao nível do carregamento, sendo particularmente relevante para a energia fotovoltaica. O desenvolvimento dos veículos elétricos é atualmente uma das principais forças motrizes da inovação em baterias.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energias renováveis, Acumulação de energia, Baterias, Inovação**ABSTRACT**

The present growth in installed capacity of non-dispatchable renewable energies makes the investment in energy storage increasingly important. Batteries are one of the most promising ways of storing electricity. The study here presented makes a comprehensive characterization of the ongoing innovation in the field of batteries. This study is based on an original database consisting of more than 180000 patent applications related to batteries, for the period 2005-2014. During this period, there was a strong growth trend in the technological evolution of batteries. Lithium batteries are the ones that have shown the greatest innovation dynamics. Among emerging technologies, flux batteries and lithium-sulfur stand out. The interaction between innovation in batteries and renewable energies technologies occurs mainly in terms of charging, being particularly relevant the interaction with photovoltaic energy. Presently, the development of electric vehicles is one of the major driving forces of battery innovation.

**KEYWORDS:** Renewable Energies, Energy Storage, Batteries, Innovation

## INTRODUÇÃO

A crescente preocupação com as alterações climáticas e a necessidade de cumprir as metas do acordo de Paris torna cada vez mais urgente a transição para uma sociedade com baixas emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). A utilização de energias renováveis para a produção de eletricidade é uma peça chave nesta transição, com baixas emissões de CO<sub>2</sub> associadas, a capacidade instalada destas formas de energia tem tido um crescimento muito significativo nos últimos anos. Este crescimento irá continuar nas próximas décadas, prevendo-se que em 2050 mais de 80% da eletricidade mundial seja produzida a partir de fontes de energia renováveis (IRENA, 2020). No seu conjunto as energias eólica e fotovoltaica (FV) irão representar mais de 50% da produção mundial de eletricidade (IRENA, 2020). O crescimento destas duas fontes de energia por natureza não despacháveis (i.e., a sua produção não pode ser ajustada a medida das necessidades de consumo), coloca novos desafios à gestão da rede elétrica e requer uma utilização cada vez mais importante de sistemas de acumulação de energia.

A utilização de sistemas de acumulação de energia é essencial para regular o sinal elétrico e ajustar o abastecimento de energia às necessidades dos utilizadores, permitindo acumular os excedentes de produção e injetá-los na rede elétrica quando necessário, permitindo assim evitar o desperdício de energia e reduzir a pressão sobre a rede de distribuição. Os benefícios da acumulação de energia vão para além de assegurar regulações de potência e melhorar a qualidade do sinal, permitindo também aos pequenos produtores acumular eletricidade nas horas de vazio e vendê-las nas horas de ponta quando o preço é mais elevado, contribuindo assim para a suavizar o digrama de carga da rede elétrica. A crescente utilização de sistemas de acumulação de energia permite assim aumentar a competitividade das energias renováveis e reforçar a sua implementação.

Atualmente a tecnologia de armazenamento de eletricidade mais importante é a bombagem hidroelétrica, que representa mais de 99% do armazenamento de eletricidade ligada à rede (Lott & Kim, 2014). Apesar de ser uma tecnologia com grande maturidade, baixos tempos de resposta e dispor de potências entre 20 MW e 3 GW (Alotto et al., 2014), a utilização das centrais de bombagem hidroelétrica está limitada a determinadas regiões e períodos temporais, pois estas centrais requerem condições geográficas e climáticas particulares.

Entre as diversas formas de alternativas de acumulação de energia elétrica, como o armazenamento em ar comprimido (*Compressed Air Energy Storage* - CAES), volantes de inércia ou células de combustível, as baterias secundárias ou simplesmente baterias<sup>9</sup>, destacam-se pela sua elevada densidade energética e baixo tempo de resposta. Além disso, devido à sua modularidade permitem o fornecimento de uma grande variedade de potências elétricas diferentes, o que possibilita a sua utilização numa grande variedade de aplicações (van Noorden, 2014). Neste momento há dois mercados de armazenamento elétrico com um forte crescimento para os quais as baterias são uma solução particularmente adequada: mobilidade elétrica e suporte à rede elétrica. Apesar de ainda ser preciso remover alguns obstáculos, espera-se que nos próximos anos as tecnologias emergentes de baterias não só substituam algumas das tecnologias convencionais como viabilizem novas aplicações para as baterias (IEC, 2011).

Nos últimos anos alguns artigos abordaram o tema da inovação em baterias sob diversos aspetos (Wagner et al., 2013; Golembiewski et al., 2015; Stephan et al., 2017). Este trabalho pretende contribuir para esta discussão, usando as patentes como indicador de progresso tecnológico, tendo sido analisados 182357 pedidos de patentes durante o período de dez anos (2005-2014). Esta análise foca-se em particular nas interações entre as baterias e o mercado das energias eólica e fotovoltaica, bem como com o mercado do carro elétrico.

## MÉTODOS

A recolha dos dados recorreu ao Patentscope, um recurso de acesso disponibilizado pela *World Intellectual Property Organization* (WIPO), que permite a obter 10000 entradas por pesquisa, enquanto fornece um formato que possibilita uma representação estatística imediata. O sistema de classificação utilizado é o *International Classification System* (IPC), um esquema de codificação com uma estrutura em árvore que apresenta uma especificidade crescente à medida que se desce na hierarquia. A ordem dessa hierarquia é secção, classe, subclasse, grupo e subgrupo. Uma patente pode abranger vários códigos de classificação, envolvendo categorias e sectores tecnológicos diferentes. Para avaliar as trajetórias tecnológicas foram extraídas as patentes submetidas entre 2005 e 2014. É importante referir que o tempo decorrido entre o momento da entrega do pedido de patente e a sua publicação pode chegar a 18 meses, o que somando ao tempo necessário para atualizar a base de dados do Patentscope faz com que os dados de um determinado ano só estejam consolidados cerca de dois anos após o final desse ano. Podemos por isso considerar que no momento da extração dos dados, a base de dados de patentes relativa ao intervalo de tempo analisado já estava estabilizada.

Após a extração da base de dados de pedidos de patente foi feita uma triagem de forma a eliminar as patentes que

<sup>9</sup> Por razões históricas as baterias ou pilhas recarregáveis são denominadas baterias secundárias ou células secundárias por oposição às baterias não-recarregáveis que são as baterias primárias.



não se relacionavam com o sector em estudo, após esta avaliação preliminar obteve-se uma base de dados de 182357 pedidos de patente. Em seguida foi feita uma análise das patentes submetidas para perceber quais os segmentos tecnológicos em que é proposta a inovação: célula secundárias ou baterias; eléctrodos; ou partes não ativas.

Posteriormente foram feitas pesquisas específicas para analisar o crescimento do patenteamento em carregamento/descarregamento de baterias, bem como as interações com as energias renováveis e com veículos eléctricos. Finalmente foi analisado o patenteamento para as diferentes tecnologias de baterias.

## RESULTADOS

Durante o intervalo de tempo analisado o número de pedidos de patentes por ano quase quadruplicou, observando-se um crescimento anual de 11%/ano entre 2004 e 2009 e de 20%/ano após este período.

### Segmentos tecnológicos

Na Fig. 1. podemos observar o crescimento do patenteamento nos diferentes segmentos da tecnologia de baterias. As patentes submetidas com uma referência explícita a células secundárias superam as submissões de patentes focadas em partes não ativas ou eléctrodos. Mas o facto de as duas séries que representam o patenteamento em componentes de baterias terem no seu conjunto um número muito superior de patentes submetidas ao das células secundárias, parece indicar que as melhorias tecnológicas parciais são predominantes relativamente às inovações globais. De realçar que entre as componentes de baterias, as partes não-ativas são aquelas que mostraram uma maior atividade de inovação no período considerado. Uma vez que as partes não-ativas incluem materiais encapsulantes, separadores ou revestimentos, a crescente inovação neste segmento poderá estar relacionada com a necessidade de adaptar as baterias a diferentes tipos de aplicações. É ainda de referir que as patentes que reportam simultaneamente inovações em células secundárias e numa das partes componentes são em muito menor número do que as reportam inovação num só segmento tecnológico.

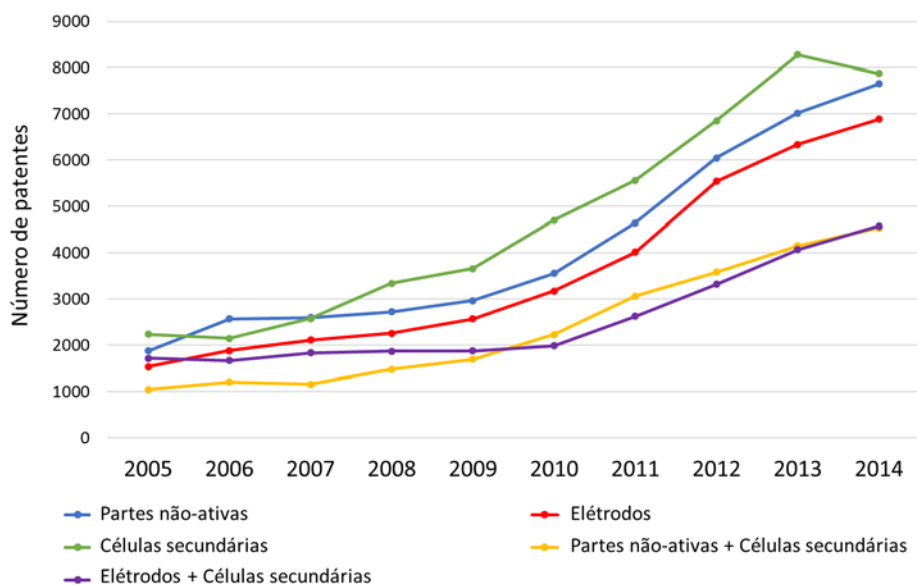


Fig. 1. Evolução do número de patentes por segmento tecnológico.

Na Fig. 2 apresenta-se a evolução do número de pedidos de patentes associados ao carregamento e descarregamento de baterias. O número de pedidos anuais de patentes para este segmento é consideravelmente superior a qualquer dos segmentos anteriores, sendo a sua taxa de crescimento também a mais elevada. Podemos concluir que se a inovação na área das baterias eléctricas está em crescimento, este crescimento é particularmente importante no segmento do carregamento/descarregamento. Este resultado sublinha a importância crescente dada ao desenvolvimento de padrões de carregamento diferentes adaptados às necessidades de cada utilização.

Refira-se por exemplo a forte atividade existente atualmente, associada ao desenvolvimento de sistemas de carregamento rápido destinados ao sector da mobilidade eléctrica.

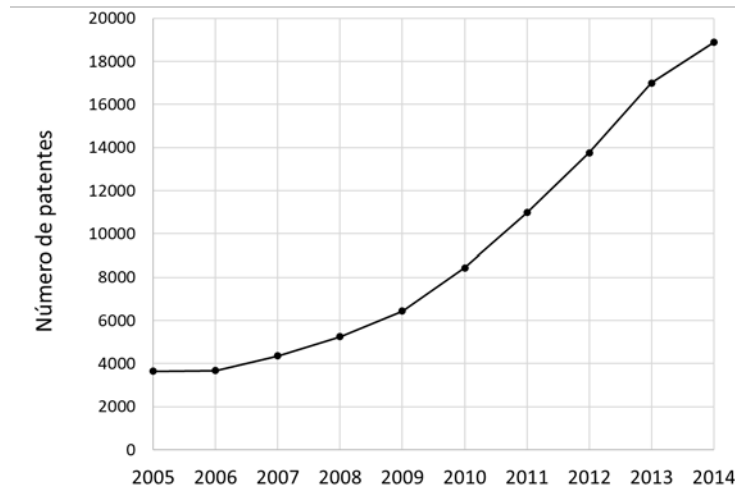


Fig. 2. Evolução do número de patentes associadas à carga e descarga de baterias.

### Tecnologias de baterias

Da observação da Fig. 3 podemos concluir que o maior esforço de inovação se concentra nas baterias de ião-lítio (ião-Li), sendo que o número de submissões de patentes desta tecnologia é tão elevado que dificulta a observação da evolução das restantes tecnologias. Tendo em conta a grande dinâmica inovadora desta tecnologia, é esperado que nos próximos anos as baterias de ião-Li continuem a aumentar a sua cota de mercado nos diversos mercados de acumulação de energia. O elevado número de patentes de baterias de ião-Li deve-se sobretudo do mercado dos consumíveis eletrónicos, mas também ao mercado crescente dos veículos elétricos (Xiao et al., 2015; Yoshio et al., 2009), sendo também muito relevante no mercado estacionário de grande escala. A segunda tecnologia com maior número de patentes no período analisado é a de chumbo-ácido. Esta tecnologia que tem como principal utilização servir de apoio ao arranque de automóveis com motor de explosão, apesar de ser uma tecnologia já madura, continua a manter um grande dinamismo de inovação.

Entre as tecnologias de baterias emergentes aquelas em que mais cresceu o número de patentes registadas no intervalo analisado foram as baterias de fluxo e as de lítio-enzofre (Li-S). A principal vantagem das baterias de Li-S sobre as de ião-Li é a sua elevada densidade energética, que poderá alcançar duas a cinco vezes a densidade energética das de ião-Li, estas apresentam também vantagens de peso e custo (Van Noorden, 2014).

A rápida evolução das baterias de fluxo beneficia bastante da necessidade crescente de acumular eletricidade proveniente de fontes renováveis, uma vez que estas baterias são vistas como uma excelente solução para este tipo de aplicações (Alotto et al., 2014).

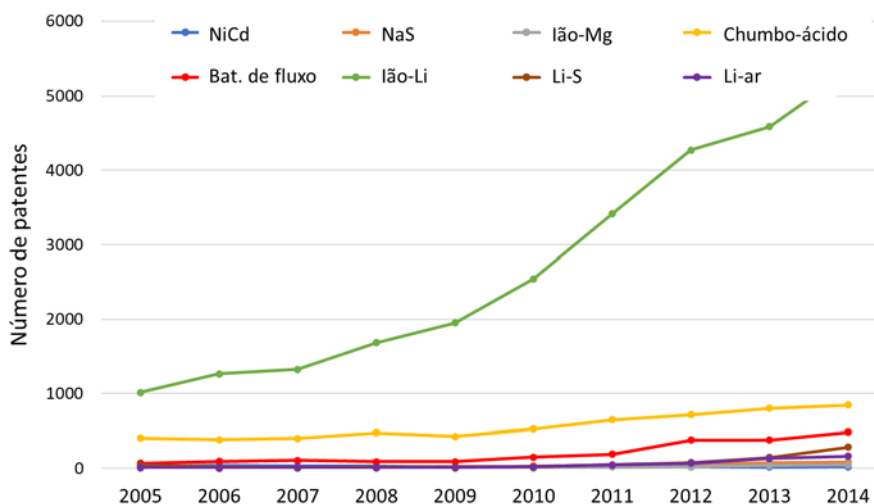


Fig. 3. Evolução do número de patentes para as diferentes tecnologias de baterias.

Interações da tecnologia de baterias com as energias eólica e fotovoltaica

O patenteamento conjunto das tecnologias de baterias e FV não é muito significativo entre 2005 e 2014. Neste período a energia fotovoltaica não aparenta ter tido um papel importante no estímulo de avanços tecnológicos na área das baterias elétricas, parece mais provável que esta beneficie das evoluções verificadas no campo das baterias. Porém a situação é diferente no que diz respeito ao carregamento de baterias por FV como se pode verificar na Fig. 4. O patenteamento conjunto destas duas tecnologias cresceu a uma taxa média superior a 20%, e a evolução dos últimos anos sugere que a importância destas interações irá continuar a aumentar.

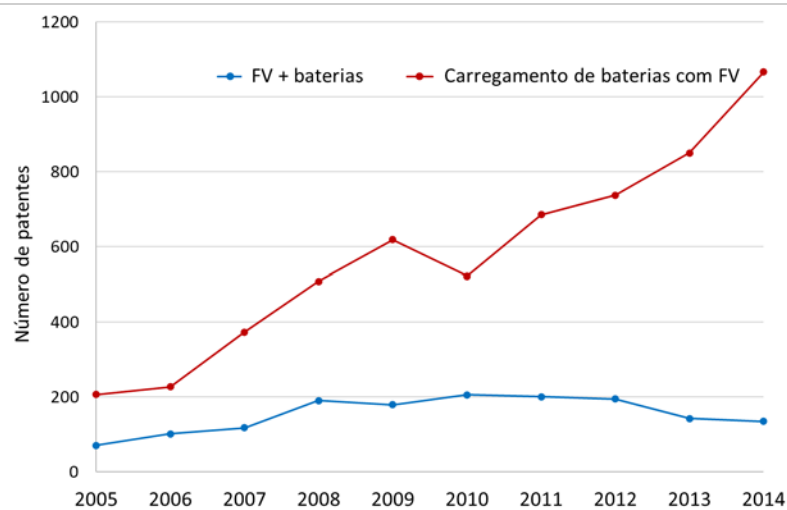


Fig. 4. Evolução dos pedidos de patente de baterias associadas à energia fotovoltaica.

Em contrapartida o número de patentes conjuntas energia eólica e baterias é pouco significativo nos 10 anos em estudo. De modo semelhante à energia FV, a correlação entre a energia eólica e as baterias é mais relevante para as tecnologias de carregamento de baterias, no entanto esta é menos significativa da que para a energia FV, atingindo um pico de 234 patentes em 2010 e diminuindo deste então. É provável que esta tendência se mantenha nos próximos anos, uma vez que o perfil de produção de uma central eólica faz com que os sistemas de bombagem hidroelétrica ou CAES sejam escolhas mais adequadas para acumular excedentes da produção eólica (Ding et al., 2012; Barnhart et al., 2013).

Interações da tecnologia de baterias com o veículo elétrico

No início do período em análise, o patenteamento de baterias para veículos de propulsão elétrica não era muito significativo, mas entre 2010 e 2013 o patenteamento cresceu a uma média de 44%, e em 2014 foram submetidos mais de 1000 pedidos de patentes (Fig. 5).

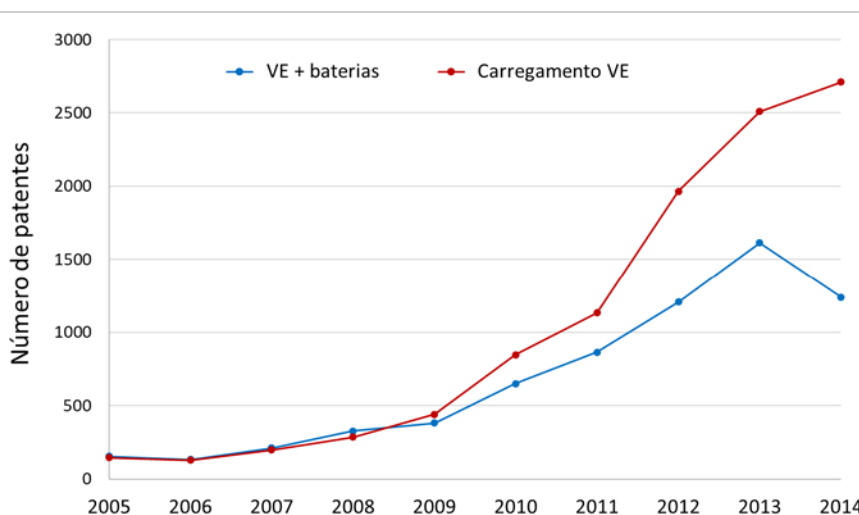


Fig. 5. Evolução dos pedidos de patente de baterias associadas ao carro elétrico (VE).

Apesar de inicialmente o número de pedidos de patentes associados a tecnologias de carregamento de veículos elétricos terem crescido de forma semelhante às tecnologias de baterias para veículos elétricos, este segmento descolou em 2009, e no período de 2009-2014 as tecnologias de carregamento de veículos elétricos tiveram uma taxa média de crescimento anual de pedidos de patente de 48.2%. De modo semelhante ao das energias energia fotovoltaica e eólica, verifica-se que o número de patentes associadas ao carregamento de baterias é muito mais significativo do que para os restantes segmentos da tecnologia de baterias, podendo-se concluir que tem sido colocado um grande foco na inovação da infraestrutura de carregamento dos veículos elétricos.

Somando o número de patentes de consultas de pesquisa contendo a subclasse de células secundárias para os anos de 2013 e 2014, verificamos que nesses dois anos 7.3% das patentes de bateria estão diretamente relacionadas com o veículo de propulsão elétrica. Neste período, a mobilidade elétrica representa mais de 14% das patentes associadas ao carregamento da bateria, o que é uma consequência do crescente interesse pela expansão da infraestrutura de carregamento de VE, bem como da necessidade de carregamentos mais rápidos (Lott & Kim, 2014).

## COMENTÁRIOS FINAIS

Este trabalho analisou a evolução tecnológica na área das baterias elétricas, bem como as suas interações com integração de energias renováveis na rede e a difusão da mobilidade elétrica. As patentes associadas às baterias elétricas cresceram de forma muito significativa ao longo do período analisado, bem como as patentes associadas aos diferentes componentes que constituem as baterias, e sua carga e descarga.

Os pedidos de patentes de carregamento de baterias usando energia FV está a crescer rapidamente, o que sugere a existência de sinergias entre o crescimento da implantação fotovoltaica e o desenvolvimento da tecnologia de baterias elétricas. Confirmando a ideia de que o desenvolvimento tecnológico das baterias elétricas contribui para o aumento da competitividade da energia fotovoltaica. Os veículos elétricos desempenham um papel importante na inovação da tecnologia de baterias, e em particular das tecnologias de carga / alimentação de carga.

As tecnologias baseadas em lítio lideram a evolução da tecnologia de baterias, sendo a tecnologia de íão-Li a que tem a maior fracção dos pedidos de patentes. Entre as tecnologias emergentes as que registam maior crescimento são as baterias de fluxo e as Li-S. Devido à sua rápida taxa de crescimento e à natureza desta tecnologia, as baterias de fluxo podem tornar-se brevemente no principal motor de inovação na área das aplicações estacionárias, podendo a energia solar fotovoltaica beneficiar do desenvolvimento deste tipo de baterias.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o financiamento à Fundação para a Ciência e Tecnologia no âmbito do projeto estratégico FCT\_UIDB/50019/2020.

## REFERÊNCIAS

- Alotto, P., Guarnieri, M., & Moro, F. (2014). Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, 325–335. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.001>
- Barnhart, C. J., Dale, M., Brandt, A. R., & Benson, S. M. (2013). The energetic implications of curtailing versus storing solar- and wind-generated electricity. *Energy & Environmental Science*, 6(10), 2804. <https://doi.org/10.1039/c3ee41973h>
- Ding, H., Hu, Z., & Song, Y. (2012). Stochastic optimization of the daily operation of wind farm and pumped-hydro-storage plant. *Renewable Energy*, 48, 571–578. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.06.008>
- Golembiewski, B., Vom Stein, N., Sick, N., & Wiemhöfer, H. D. (2015). Identifying trends in battery technologies with regard to electric mobility: Evidence from patenting activities along and across the battery value chain. *Journal of Cleaner Production*, 87(C), 800–810. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.10.034>
- International Electrotechnical Commission. (2011). IEC White Paper: Electrical Energy Storage Electrical Energy Storage. Em IEC White Paper: Electrical Energy Storage Electrical Energy Storage. <https://doi.org/10.1016/j.icrp.2009.12.007>

- IRENA. (2020). Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050. Em International Renewable Energy Agency.
- Lott, M. C., & Kim, S.-I. (2014). Technology Roadmap: Energy storage. Em Energy Technology Perspectives. [https://doi.org/10.1007/SpringerReference\\_7300](https://doi.org/10.1007/SpringerReference_7300)
- Stephan, A., Schmidt, T. S., Bening, C. R., & Hoffmann, V. H. (2017). The sectoral configuration of technological innovation systems: Patterns of knowledge development and diffusion in the lithium-ion battery technology in Japan. *Research Policy*, 46(4), 709–723. <https://doi.org/10.1016/j.respol.2017.01.009>
- Van Noorden, R. (2014). The rechargeable revolution: A better battery. *Nature*, 507(7490), 26–28. <https://doi.org/10.1038/507026a>
- Wagner, R., Preschitschek, N., Passerini, S., Leker, J., & Winter, M. (2013). Current research trends and prospects among the various materials and designs used in lithium-based batteries. *Journal of Applied Electrochemistry*, Vol. 43, pp. 481–496. <https://doi.org/10.1007/s10800-013-0533-6>
- Xiao, Q., Li, B., Dai, F., Yang, L., & Cai, M. (2015). Application of Lithium-Ion Batteries in Vehicle Electrification. (December), 159–168. <https://doi.org/10.1201/b19061-9>
- Yoshio, M., Brodd, R. J., & Kozawa, A. (2009). Lithium-ion batteries: Science and technologies. Em *Lithium-Ion Batteries: Science and Technologies*. <https://doi.org/10.1007/978-0-387-34445-4>



## 3.2 Educação, Formação especializada e Comunicação





**DESENVOLVIMENTO E VALIDAÇÃO DO PROCESSO DE REPARAÇÃO DE MÓDULOS FOTVOLTAICOS *ON SITE*****Fialho L.\*, Duarte D.\*, Pires C.\*, Horta P.\***

\* Cátedra Energias Renováveis, Universidade de Évora, Casa Cordovil, Rua D. Augusto Eduardo Nunes nº7, Évora, 7000-651, Portugal, [lafialho@uevora.pt](mailto:lafialho@uevora.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.3.2157>

**RESUMO**

Os módulos fotovoltaicos podem desenvolver alguns defeitos durante a operação contínua ao longo do seu tempo de vida. Alguns desses defeitos não apresentam um risco acrescido inicial, mas podem evoluir gradualmente para uma falha perigosa, refletindo-se numa redução na produção de eletricidade, paragens imprevistas e constituir um risco pessoal ou para a instalação. Estes defeitos podem ser reparados na sua fase inicial de modo a minimizar perdas de produção no módulo fotovoltaico e também evitar a sua perda total. Assim, a reparação apresenta-se como uma solução para recuperar módulos com falhas (pontos quentes), com resultados satisfatórios e podendo reduzir os custos associados à sua manutenção. No âmbito do projeto GRECO foi desenvolvido um processo de reparação compatível com módulos de modelos antigos, superando a dificuldade que apresenta a sua substituição por um novo módulo. Os resultados dos ensaios e validação deste processo de reparação apresentam resultados positivos, mantendo as características de segurança e fiabilidade do módulo reparado, em condições reais de operação outdoor.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar Fotovoltaica, Reparação, Módulos Fotovoltaicos, Degradação, GRECO

**ABSTRACT**

Photovoltaic modules can develop some defects during their continuous operation over their lifetime. Some of these defects may not present an initial increased risk, but they may gradually evolve into a dangerous failure, reflecting a reduction in electricity production, unforeseen stops and constitute a personal or installation risk. These defects can be repaired in their initial phase in order to minimize production losses in the photovoltaic module and also to avoid their total loss. Thus, the repair presents itself as a solution to recover modules with failures, with satisfactory results and enabling system maintenance cost reductions. In the scope of project GRECO a repair process has been developed in compatibility with old modules, overcoming the difficulty of replacing them with a new PV module. The results of the tests and validation of this repairing process show positive results, maintaining the safety and reliability characteristics of the repaired module, in real conditions of outdoor operation.

**KEYWORDS:** Photovoltaic Solar Energy, Repairing, Photovoltaic Modules, Degradation, GRECO

## INTRODUÇÃO

Os módulos fotovoltaicos com falhas levam a rendimentos mais baixos das suas centrais fotovoltaicas, uma menor produção de energia e podem colocar riscos adicionais à instalação fotovoltaica.

A reparação dos módulos fotovoltaicos (PV) levanta uma questão relativamente simples: porque devemos reparar os módulos fotovoltaicos em vez de os substituir? Esta questão é facilmente respondida com a mudança drástica na evolução dos módulos tanto a nível das suas características físicas (por exemplo, as suas dimensões), como elétricas (corrente, tensão, etc.). Os modelos de módulos fotovoltaicos atuais são distintos de módulos instalados há 10 ou 20 anos e, por esta razão, pode tornar-se mais fácil proceder à sua reparação. Deve também ter-se em conta que numa central fotovoltaica com alguns anos de idade podem não existir módulos de reserva suficientes para proceder à substituição de todos os módulos defeituosos. Um procedimento de reparação de alguns tipos de defeito restaura a segurança de funcionamento da central fotovoltaica da mesma forma que uma substituição.

As reparações de alguns tipos de defeitos podem ser realizadas *off-site* e são geralmente concluídas em duas a três semanas (SecondSol, 2020) (Rayotec, 2020), podendo os painéis solares ser reintegrados na instalação após a reparação. As reparações no local (*on-site*) podem demorar um a dois dias (tomando em consideração o tempo de cura de alguns processos) e proporcionam a solução mais rápida após a deteção do defeito, minimizando os tempos de paragem da instalação e os custos de logística relacionados com o método de reparação *off-site* (sendo frequentemente remotos os locais das centrais fotovoltaicas) e, assim, minimizar as consequentes perdas na produção de energia.

A gestão cuidadosa desta via de reparação *on-site* de módulos fotovoltaicos pode levar assim a poupanças significativas nos custos de Operação e Manutenção (O&M), melhorando o desempenho técnico-económico dos sistemas.

A deteção de falhas em módulos fotovoltaicos é um procedimento que requer mão-de-obra qualificada e equipamento técnico, como câmaras térmicas IR, câmaras de eletroluminescência, traçadores de curvas I-V, sensores de corrente DC, testadores de isolamento, multímetros, etc. Normalmente, um módulo defeituoso é localizado após algumas horas de testes no local e a duração real para executar uma reparação de um módulo *on-site* depende do tipo de defeito, tamanho da instalação, dificuldade de acesso, clima, etc. (SolarPower Europe, 2019).

Entre os vários tipos de defeitos que podem ocorrer nos módulos fotovoltaicos foi selecionada para apresentação neste trabalho a falha relacionada com problemas na soldadura de *busbars* nas células fotovoltaicas ou células com micro rachas/rachas, que originam frequentemente pontos quentes.

O estado da arte da literatura (Jordan, Silverman, Wohlgemuth, Kurtz, & Kaitlyn, 2017) (Jordan, Kurtz, VanSant, & Newmiller, 2016) (Woodhouse, Walker, Fu, Jordan, & Kurtz, 2019) (IEA, 2014) sobre este tema reporta uma média de falhas de 1.25%/ano em módulos fotovoltaicos de silício cristalino, devido a pontos quentes (células com rachas/partidas ou falhas de soldadura).

Normalmente numa fase inicial este tipo de falhas não é detetável a olho nu. Nesse caso, também não reduzem drasticamente a potência, a menos que o módulo PV tenha muitas células danificadas com uma grande área fotovoltaica não ativa ou a falha de soldadura resultar num aumento substancial da resistência de contato. Mas, se algum destes problemas piorar podem evoluir para pontos críticos no módulo. Na verdade, são frequentemente a origem de um *hot-spot* (ponto quente), em particular as falhas de soldadura, e tendem a evoluir muito rapidamente. Quando surge o ponto quente, pode ser facilmente detetado com uma câmara termográfica e, por vezes, até mesmo com inspeção visual. Quando encontrados num estágio inicial, o seu impacto na produção de eletricidade será baixo e o risco de dano definitivo do módulo fotovoltaico é evitado com a sua reparação. Neste trabalho apresenta-se o processo de reparação *on-site* e a sua validação.

Também é possível reparar outro tipo de falhas de módulos fotovoltaicos como, por exemplo, falhas nos díodos de bypass ou falhas de isolamento elétrico (IEA, 2014) (Ulrike, et al., 2018). O trabalho e resultados apresentados neste artigo foram desenvolvidos no âmbito do projeto H2020 GRECO (GRECO, s.d.), onde também se desenvolveu e validou a reparação destas falhas.

Em falhas de díodos de bypass, em geral a sua tendência é entrar em curto-circuito quando se verifica algum defeito. Nesse caso a corrente que flui por este díodo provoca o seu aquecimento e leva a uma perda da potência de todas as células protegidas por esse díodo, que aquece uma vez que as células estão em curto-circuito. Se este díodo danificado for substituído por um díodo operacional, toda a potência do módulo é recuperada e não há diferenças de temperatura dentro do módulo PV. Por vezes, apesar de anormal, um díodo em estado de condução e aquecimento permanentes, leva à falha do mesmo, tornando-se um circuito aberto, neste caso deve-se proceder com a substituição do mesmo.

Podem também encontrar-se falhas de isolamento do módulo fotovoltaico, nomeadamente corrente de fuga através da borda externa do referido módulo. Este tipo de falha pode ser detetado pelo próprio inversor da instalação fotovoltaica uma vez que este é um elemento sensível ao valor da resistência de isolamento, que deve permanecer dentro de um intervalo de valores. Caso viole esta condição da resistência de isolamento, a injeção de energia na rede é interrompida uma vez que estamos perante um defeito perigoso. O isolamento dos módulos fotovoltaicos pode ser repostado ou melhorado por colas de vidro líquido (nanopartículas de SiO<sub>2</sub> em resina epóxi com o mesmo índice de refração do vidro frontal), sendo um processo simples e podendo ser realizado *on-site*.

## PROCEDIMENTO DE REPARAÇÃO

Na reparação de módulos fotovoltaicos com células rachadas, totalmente danificadas, com problemas de soldadura nos contactos metálicos ou com *hot-spots*, a reparação fundamental passa por fazer um *bypass* da célula defeituosa, de acordo com a seguinte sequência:

- Identificação e marcação da célula defeituosa;
- Identificação de todo o material e equipamento necessário para realizar a reparação;
- Limpeza da área de reparação com álcool isopropílico para remover as impurezas e sujidade do local;
- Corte e remoção do *backsheet*, de forma a poder aceder aos contactos metálicos da célula. Os cortes feitos devem ser limitados ao tamanho suficiente para aceder aos contactos e deve tomar-se especial atenção em não danificar a célula adjacente à defeituosa;
- Soldadura da *PV ribbon* nos contactos metálicos de forma a efectuar o *bypass* da célula defeituosa, garantindo área de contacto suficiente para a corrente máxima;
- Depois do *bypass* realizado, o corte é preenchido com silicone neutro de forma a melhorar o isolamento da reparação.
- Por fim, cola-se uma folha de *Tedlar* adesivo por cima da zona de reparação de forma a garantir o isolamento e durabilidade da reparação. Deve-se tomar-se especial atenção à colocação do *Tedlar* de forma a não permitir a criação de bolhas de ar e permitir uma margem de sobreposição ao *backsheet* existente de, no mínimo, 5 cm em volta do corte.

Deve proceder-se a limpeza cuidadosa entre passos, utilizando álcool isopropílico puro.

Imagens dos passos mencionados acima podem ser observadas na Fig. 1, bem como um diagrama simplificado do processo em cada passo. Este tipo de reparação demora cerca de 30 minutos a ser realizado por um operador, ou seja, cerca de 10 minutos/busbar a soldar. A maior experiência do operador levará à redução da duração deste processo de reparação.

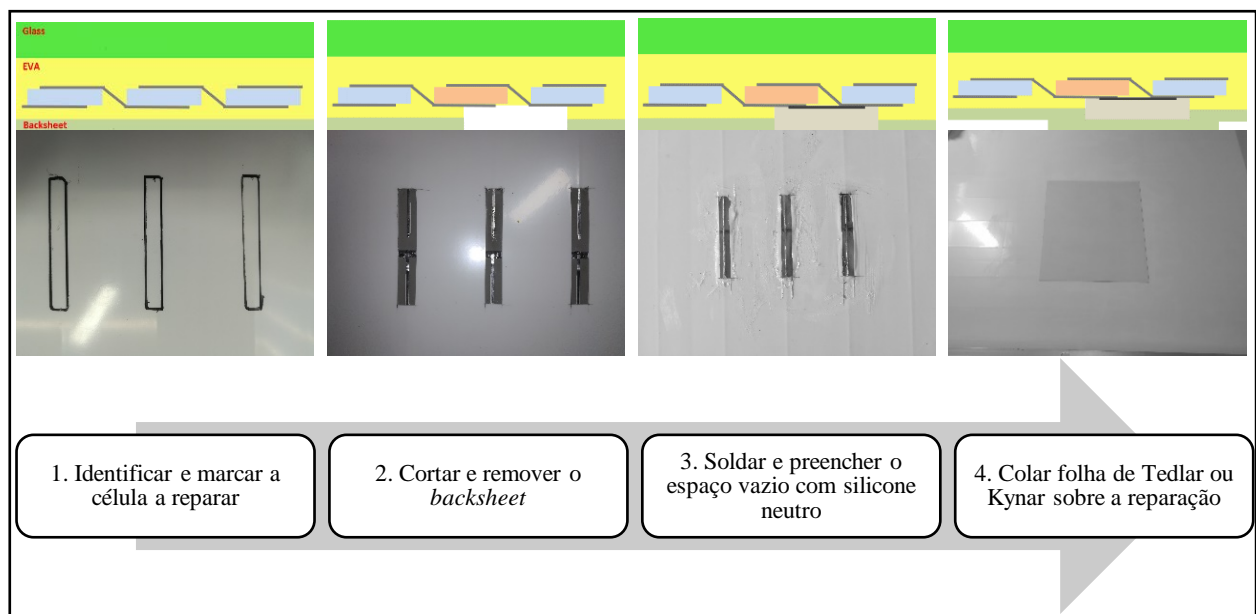


Fig. 1. Principais passos do procedimento de reparação de pontos quentes

## PROCEDIMENTO DE ENSAIOS

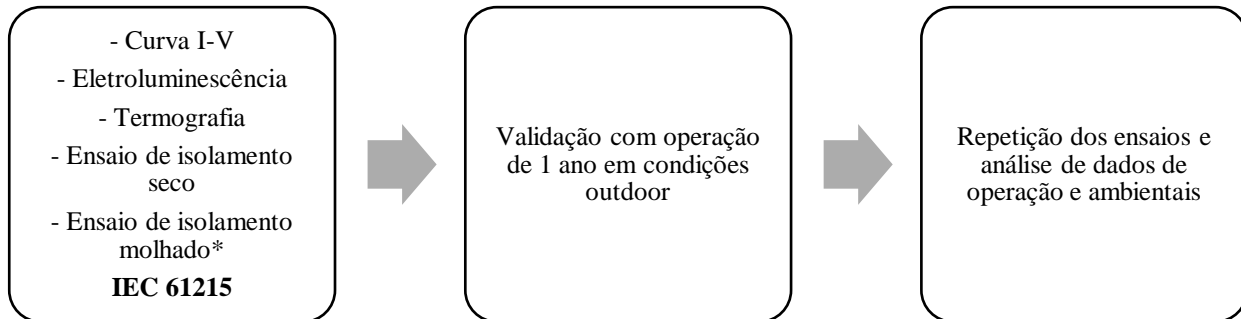
Os módulos sujeitos a reparação de pontos quentes foram sujeitos a vários ensaios de caracterização segundo as normas em vigor (IEC 61215, 2016) ( IEC 60891, 2009), entre os quais: medição de curva I-V; eletroluminescência; termografia; ensaios de isolamento seco e molhado. Todos os ensaios foram realizados antes e após a reparação do módulo fotovoltaico e serão novamente realizados após o módulo ser validado com operação de 1 ano em condições *outdoor* ou em caso de falha prematura da reparação.

Foram selecionados 3 modelos de módulos de silício cristalino de diferentes fabricantes e serão utilizados também 3 módulos semelhantes, sem intervenção, como grupo de controlo. A potência média destes módulos é 250W. Cada módulo fotovoltaico está ligado a um microinversor monofásico APS YC250 (APSystems, 2020) de potência nominal de 250W. Está também instalada instrumentação adicional que permite monitorizar parâmetros elétricos DC e AC ao longo de 1 ano de operação para cada módulo em ensaio, com registo de dados com período de 5s.

A instrumentação DC permite obter a medição em tempo real da tensão e corrente de cada módulo fotovoltaico e a instrumentação AC, analisador de rede Circutor CVM-1D (Circutor, 2020), tem monitorização de tensão fase-neutro, corrente, potência ativa, reativa e aparente, fator de potência, energia ativa, reativa e aparente e frequência.

A monitorização dos parâmetros ambientais e radiação solar é garantida por uma estação instalada no mesmo local constituída por um Suntracker SOLYS2 da Kipp & Zonen (Kipp & Zonen, 2020) com dois piranómetros CMP11 para monitorização de radiação solar global e difusa, um pireliómetro CHP1 (radiação solar direta), pluviómetro Pronamic PRO (Pronamic, 2020) e sensor de temperatura do ar e humidade relativa Campbell Scientific EE181 (Campbell Scientific, 2020) com escudo de radiação.

Os módulos em ensaio estão instalados no exterior desde Julho 2020, com orientação a Sul e inclinação de 35° no Pólo de Évora da INIESC – Infraestrutura Nacional de Investigação em Energia Solar de Concentração (INIESC, 2020), nas instalações da Universidade de Évora na Herdade da Mitra (38°31'52.9"N 8°00'42.1"W).



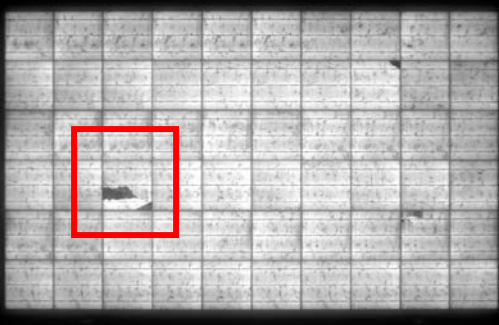
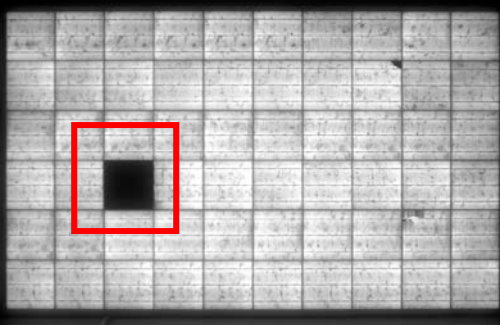
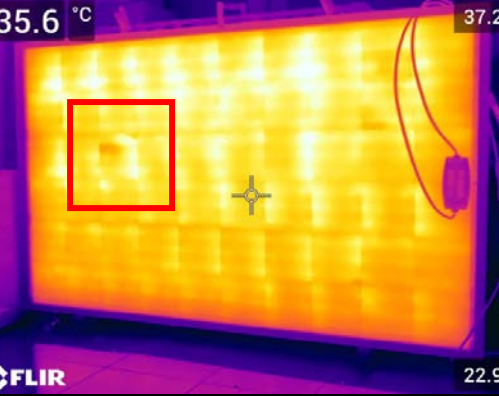
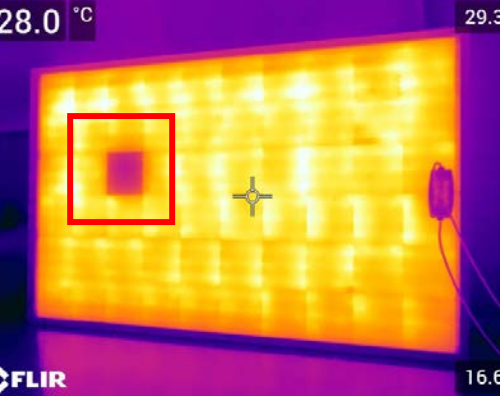
## RESULTADOS

Na Tabela 2 podemos observar os resultados dos ensaios de caracterização realizados a um módulo fotovoltaico antes e após a sua reparação. Na Tabela 22 podemos observar os dados do módulo que foi ensaiado e reparado. O módulo reparado apresentava uma célula rachada à qual foi realizado um *bypass*, de forma a evitar que este ponto quente evoluísse com redução permanente do seu desempenho futuro. Comparando os resultados das curvas I-V da Tabela 23, podemos observar que se reduziu apenas 3.2 W no ponto de máxima potência (MPP) (para valores em STC) após a reparação, isto porque a célula anulada já não tinha uma produção efetiva normal mas representava um ponto quente com potencial evolutivo para degradação do módulo. No caso de uma ou várias células danificadas pode ser possível aumentar o valor do MPP após a reparação. Pelos ensaios de eletroluminescência e termografia *indoor*, podemos observar facilmente que a célula à qual foi feito o *bypass* deixou totalmente de produzir energia, tornando-se área inativa e eliminando com sucesso o ponto quente. Quanto aos ensaios de isolamento seco e molhado, o módulo passou com sucesso, sendo os valores para os dois ensaios superior ao limite mínimo de resistividade para aquele módulo (24.05 MΩ), tanto após como antes da reparação. Assim mantêm-se as condições de segurança do módulo fotovoltaico, eliminando o ponto quente com esta técnica de reparação on-site. Os restantes módulos em ensaio apresentam resultados semelhantes, quer antes do procedimento, quer após. Os resultados dos módulos em ensaio (exemplo da Tabela 23) permitem concluir que as reparações foram concluídas com sucesso. O período de validação em operação real *outdoor* está na sua fase inicial, mas não apresenta até ao momento qualquer incidente ou resultados de operação anormal dos módulos (quer no grupo de controlo, quer nos módulos reparados). A validação prosseguirá pelo período mínimo de 1 ano, o que permitirá avaliar o seu desempenho face à variação sazonal das características ambientais, validando assim a fiabilidade desta técnica de reparação.

Tabela 1. Dados do módulo ensaiado

Dados Fabricante / Módulo	
Número de série	PTOFA0000402510
Fabricante	Mprime
Modelo	M 250P
Pmp [Wp]	250 (0/+5)
Vmp [V]	30,02
Ipm [A]	8,34
Voc [V]	37,6
Isc [A]	8,68

Tabela 2. Resultados dos ensaios realizados a um módulo antes e após a sua reparação

Ensaio	Pré-reparação		Pós-reparação	
Irradiância [W/m <sup>2</sup> ]	1047		1029	
Temperatura [°C]	46,3		37,8	
Rs [Ω]	0,52		0,58	
Uoc [V]	36,91		36,02	
Isc [A]	8,6		8,72	
Umpp [V]	28		27,9	
Impp [A]	8,04		7,97	
FF [%]	71,1		70,8	
Pmpp [W]	225,6		222,4	
Eletroluminescência				
				
Termografia	35.6 °C	37.2 °C	28.0 °C	29.3 °C
	22.9 °C	16.6 °C		
Limite mínimo	Seco [MΩ]	24,05	> 999	24,05
	Molhado [MΩ]		-	
			> 999	45,9

## CONCLUSÕES

O procedimento de reparação de módulos fotovoltaicos apresenta um grande potencial de minimização de perdas de produção e de custos relacionados com tarefas de O&M. Pela rápida evolução das características dos módulos fotovoltaicos e do mercado, a substituição de módulos com falhas nem sempre é possível ou economicamente viável. No âmbito do projeto GRECO (GRECO, s.d.) desenvolveu-se um procedimento de reparação das falhas que conduzem a pontos quentes. Os resultados dos ensaios de reparação conduzidos permitem concluir que os módulos mantêm as suas características após a reparação no que diz respeito à segurança e performance, estanquicidade e isolamento elétrico, de acordo com a norma em vigor. Os resultados dos ensaios permitem ainda validar o sucesso do procedimento de reparação, eliminando os pontos quentes, e os resultados preliminares de validação outdoor apontam para uma boa fiabilidade face às condições reais de operação.

Pela simplicidade da técnica de reparação, aplicabilidade à maioria de módulos de silício cristalino, possibilidade de execução on-site, este procedimento representa um grande potencial de poupanças significativas para os 25 anos de tempo de vida da capacidade fotovoltaica instalada e futura.

## AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi apoiado com financiamento pelo Programa Europeu H2020 de Investigação e Inovação, Fostering a Next GeneRation of European Photovoltaic SoCiety through Open Science project (GRECO), com a Grant n°787289.

## REFERÊNCIAS

- IEC 60891. (2009). Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics.
- APSystems. (09 de 09 de 2020). The APsystems Microinverter. Obtido de <https://usa.apsystems.com/solar-microinverters/>
- Caamaño, E., Lorenzo, E., & Zilles, R. (1999). Quality Control of Wide Collections of PV Modules: Lessons Learned from the IES Experience. *Progress in Photovoltaics*, 137-149 .
- Campbell Scientific. (09 de 09 de 2020). Campbell Scientific offers new EE181 temperature and humidity probe. Obtido de <https://www.campbellsci.com.br/news-ee181-for-sale>
- Circutor. (09 de 09 de 2020). Analisador de rede CVM-1D. Obtido de <http://circutor.es/pt/produutos/medida-e-controllo/analizadores-de-redes-fixos/analizadores-de-redes/serie-cvm-1d-detail>
- GRECO. (s.d.). Fostering a Next Generation of European Photovoltaic Society through Open Science. H2020 Grant Agreement n.787289. Obtido em 08 de 09 de 2020, de [www.greco-project.eu](http://www.greco-project.eu)
- Hoyer, U., Burkert, A., Auer, R., Buerhop-Lutz, C., Vodermayr, C., Mayer, M., & Wotruba, G. (2009). Analysis of PV modules by electroluminescence and IR thermography. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference.
- IEA. (2014). Review of Failures of Photovoltaic Modules - Report IEA-PVPS T13-01:2014. International Energy Agency.
- IEC 61215. (2016). Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval.
- INIESC. (09 de 09 de 2020). Cátedra ER - INIESC. Obtido de <https://www.catedraer.uevora.pt/sobre/iniesc>
- International Renewable Energy Agency, IRENA . (2018). Renewable Power Generation Costs in 2017. Abu Dhabi.
- Jordan\*, D. C., & Kurtz, S. R. (Janeiro de 2013). *Progress in Photovoltaics*. Photovoltaic Degradation Rates—An Analytical Review, pp. 21:12-29.
- Jordan, D. C., Kurtz, S. R., VanSant, K., & Newmiller, J. (2016). Compendium of photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics*, 24, 978-989.
- Jordan, D. C., Silverman, T. J., Wohlgemuth, J. H., Kurtz, S. R., & Kaitlyn, V. T. (2017). Photovoltaic failure and degradation modes. *Progress in Photovoltaics*. doi:10.1002/pip.2866
- Kipp & Zonen. (09 de 09 de 2020). Solys2 Suntracker. Obtido de <https://www.kippzonen.com/Product/20/SOLYS2-Sun-Tracker#.X1oHYIvOVpY>
- Köntges, M., Kurtz, S., Packard, C., Jahn, U., Berger, K., Kato, K., . . . Iseghem, M. (2014). Review of Failures of Photovoltaic Modules. IEA-PVPS T13-01:2014.
- Modules, B. S. (s.d.). Obtido em 29 de July de 2020, de <http://www.dibogi.de/hp-fr/bp90.pdf>
- Pronamic. (09 de 09 de 2020). Professional rain and precipitation sensor. Obtido de <https://pronamic.com/products/professional-rain-and-precipitation-sensor>
- Quansah, D., Adaramola, M., & G. Takyi, I. E. (2017). Reliability and Degradation of Solar PV Modules—Case Study of 19-Year-Old Polycrystalline Modules in Ghana. *Technologies*.
- Rayotec. (2020). Solar PV Maintenance & Repair. Obtido em 01 de 08 de 2020, de <https://rayotec.com/Solar-panel-maintenance-service-and-repair/solar-pv-maintenance-repair>
- Reis, A., Coleman, N., Marshall, M., Lehman, P., & Chamberlin., C. (2002). Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure. *Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaics Specialists Conference*, New Orleans, Louisiana .

SecondSol. (2020). Photovoltaic Module Repair. Obtido em 01 de 08 de 2020, de <https://www.secondsol.com/en/services/reparaturmodule.htm>

SolarPower Europe . (2020). Global Market Outlook for Solar Power 2020-2024. SolarPower Europe .

SolarPower Europe. (2019). Operation & Maintenance Best Practice Guidelines / Version 4.0. Obtido de [https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2019/12/SolarPower\\_Europe\\_OM\\_Best\\_Practice\\_Guidelines\\_Version\\_4.0.pdf?cf\\_id=16742](https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2019/12/SolarPower_Europe_OM_Best_Practice_Guidelines_Version_4.0.pdf?cf_id=16742)

TamizhMani, M. G., Mikonowicz, A., & Kuitche, J. (2011). Nameplate, datasheet and sampling requirements for PV modules. Solar America Board for Codes and Standards.

Ulrike, J., Herz, M., Köntges, M., Parlevliet, D., Paggi, M., Tsanakas, I., . . . Tanahashi, T. (2018). Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications. EA-PVPS T13-10:2018.

Woodhouse, M., Walker, A., Fu, R., Jordan, D., & Kurtz, S. (2019). The role of reliability and durability in photovoltaic system economics. NREL.





## FORMAÇÃO EM COMPETÊNCIAS “VERDES” PARA FORMADORES DA INDÚSTRIA DA CONSTRUÇÃO

**Duarte A.P. \*, Loureiro D. \*, Gonçalves A. \*, Reis E. \*\*, Ramalheiro M. \*\*, Santos J. \*\*, Boliete B.\*\*\*, Gonzalez J. \*\*\***

\*LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Estrada do Paço do Lumiar, 1649-038 Lisboa, Portugal, [paula.duarte@lneg.pt](mailto:paula.duarte@lneg.pt), [david.loureiro@lneg.pt](mailto:david.loureiro@lneg.pt), [anamaria.goncalves@lneg.pt](mailto:anamaria.goncalves@lneg.pt)

\*\*CENFIC -Centro de Formação Profissional da Indústria da Construção Civil e Obras Públicas do Sul, Av. Severiano Falcão, 2689-516 Prior Velho, Portugal, [eduardo.reis@cenfic.pt](mailto:eduardo.reis@cenfic.pt), [mariajoao.leal@cenfic.pt](mailto:mariajoao.leal@cenfic.pt), [jose.augusto@cenfic.pt](mailto:jose.augusto@cenfic.pt)

\*\*\*FLC - Fundación Laboral de la Construcción, c/ Rivas - pol. Ind. Vicálvaro, 28052 – Madrid, Espanha, [boliete@fundacionlaboral.org](mailto:boliete@fundacionlaboral.org), [jgonzalez@fundacionlaboral.org](mailto:jgonzalez@fundacionlaboral.org)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.3.2158>

### RESUMO

No sentido de colmatar as lacunas existentes nos países do sul da Europa, nomeadamente ultrapassar o desafio da carência de formadores qualificados no Ensino e Formação Profissional (EPF) aptos a dar formação em competências “Verdes” na indústria da construção, foi lançado o projeto europeu BuS.Trainers. Foi financiado pelo programa ERASMUS+ e incluído na ação Aliança de Competências Setoriais (*Sector Skills Alliances*) para o ensino e formação profissional. O projeto foi coordenado pela *Fundación Laboral de la Construcción* (FLC - Espanha) e teve início em dezembro de 2016 e conclusão em janeiro de 2020, tendo participado em regime de consórcio, onze entidades de cinco países europeus: Espanha, Grécia, Itália, Malta e Portugal. Este trabalho tem como objetivo apresentar a metodologia geral e os resultados obtidos através da participação de Portugal no projeto BuS.Trainers.

**PALAVRAS-CHAVE:** Competências “Verdes”, Formadores, Indústria da construção

### ABSTRACT

In order to fill the gaps in southern European countries, namely to overcome the challenge of the lack of qualified trainers in Vocational Education and Training (VET) able to provide training in “Green” skills in the construction industry sector, the European project BuS.Trainers was launched. It was funded by the ERASMUS + program and included in the Sector Skills Alliances action for vocational education and training. The project was coordinated by *Fundación Laboral de la Construcción* (FLC - Spain), started in December 2016 and concluded in January 2020, having participated in a consortium scheme eleven entities from five European countries: Spain, Greece, Italy, Malta and Portugal. This work aims to present the general methodology and the results obtained through the participation of Portugal in the BuS.Trainers project.

**KEYWORDS:** Green Skills, Trainers, Construction industry

## INTRODUÇÃO

Na última década, o Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) tem vindo a participar ativamente no propósito nacional de ultrapassar a carência de necessidades formativas sobre eficiência energética e sustentabilidade aplicada aos profissionais da indústria da construção civil. Neste âmbito, o LNEG coordenou o consórcio nacional dos projetos BUILD UP Skills (2011-2013) e BUILD UP Skills FORESEE (2014-2016), financiados pelo programa *Intelligent Energy Europe* e o projeto transnacional FORMAR (2013-2016), financiado pelo programa *Leonard da Vinci*, este último em consórcio com o Centro de Formação Profissional da Indústria da Construção Civil e Obras Públicas do Sul (CENFIC).

Em resultado do intercâmbio de boas práticas, o LNEG e o CENFIC, foram convidados pela *Fundación Laboral de la Construcción (FLC)* a fazer parte do projeto BuS.Trainers, financiado pelo programa Erasmus+, cujos objetivos se basearam em parte, nos resultados e nas experiências obtidas naqueles projetos, cobrindo tanto a dimensão nacional como a europeia.

O projeto BUILD-UP SKILLS Portugal (EC, 2020) teve como propósito, a identificação das necessidades formativas dos profissionais da indústria da construção e instaladores de sistemas energéticos, assim como estabelecer uma plataforma de consulta nacional para o desenvolvimento dum Roteiro até 2020, destinado a impulsionar a formação dos trabalhadores da construção civil e instaladores de sistemas de energia renovável. Seguiu-se o projeto BUILD UP Skills FORESEE (LNEG, 2020) com o objetivo de colocar em prática as medidas prioritárias identificadas no Roteiro 2014-2020. Pelo seu lado, o projeto FORMAR (Duarte et al., 2016), focou-se no objetivo de atualização das competências dos trabalhadores da indústria da construção civil, em termos de sustentabilidade a aplicar à manutenção e reabilitação de edifícios, através do desenvolvimento de recursos didáticos e módulos de formação de 25 horas (Unidades de Formação de Curta Duração - UFCD), a incluir no Catálogo Nacional de Qualificações (CNQ).

Todos estes projetos proporcionaram um conhecimento acumulado, que se verificou ser essencial para a realização do projeto BuS.Trainers, uma vez que se pretendia ir mais longe, sendo necessário quebrar as barreiras entre o mercado de trabalho e a oferta no Ensino e Formação Profissional (EFP) e de colmatar as lacunas existentes em competências “Verdes” nos países do sul da Europa, indispensáveis numa indústria que se quer sustentável e competitiva. Para além disso, permitirá contribuir decididamente para a promoção da eficiência energética, integração das energias renováveis e da mitigação dos efeitos das alterações climáticas, aspetos fundamentais no quadro legislativo da Comissão Europeia para 2030 e 2050 que visam tornar a economia e o sistema energético da União Europeia mais competitivo, seguro e sustentável.

Os objetivos do projeto BuS.Trainers, estão, assim, perfeitamente alinhados com as metas estabelecidas pela União Europeia para o Horizonte 2030 (UE 2018/1999) e estabelecidos no Pacto Ecológico Europeu 2050 (EU 2019/640), para se atingir os incrementos de 32% para as energias renováveis e de 32,5% para a eficiência energética. Nestes *roadmaps* europeus de Energia e Clima, fazem parte as medidas nacionais (PNEC 2030) dirigidas sobretudo para a reabilitação urbana, para a promoção da eficiência energética nos edifícios e na integração das energias renováveis como estratégia de redução da dependência de combustíveis fósseis o alinhamento da economia nacional com uma trajetória de neutralidade carbónica.

As competências “Verdes”, que são uma tradução livre de “*Green Skills*”, têm grande importância na mitigação dos efeitos das alterações climáticas, no desenvolvimento de economias energeticamente mais eficientes em termos de recursos e também no crescimento do emprego. Uma vez que não há uma definição comum do termo competências “Verdes”, utilizou-se neste trabalho, o significado atribuído pelo CEDEFOP (2012), que definiu competências “Verdes” como “*o conhecimento, aptidões, valores e atitudes necessárias para viver, desenvolver e apoiar uma sociedade sustentável e eficiente em termos de recursos*” (OECD/CEDEFOP, 2014 a, b). Estas competências “*virão a ser necessárias em todos os sectores e em todos os níveis profissionais*” e “*o progressivo crescimento verde da economia exige a atualização das competências profissionais e dos requisitos de qualificação*” (OECD/CEDEFOP, 2014b).

O objetivo deste artigo é apresentar a metodologia geral e os resultados obtidos através da participação do consórcio nacional no projeto BuS.Trainers, constituído pelo LNEG e pelo CENFIC, incluindo a apresentação dos conteúdos formativos pertencentes à nova qualificação “Eco-formador na Indústria da Construção”, com ênfase para os módulos 1- Construção Sustentável e 3- Materiais, cuja elaboração foi da responsabilidade destas entidades. Será ainda feita uma referência aos resultados obtidos no levantamento das lacunas e nos testes piloto em Portugal.

## PROJETO BUS.TRAINERS

O projeto BuS.Trainers, financiado pelo programa ERASMUS+ incluído no *Sector Skills Alliances* para o ensino e formação profissional, pretende criar um sistema de formação abrangente para formadores profissionais através de

novas aplicações para aprendizagem online (*Web Based Learning*) e tem a finalidade de melhorar o ensino especializado em construção sustentável, nos domínios da integração de energias renováveis e da eficiência energética em edifícios, através do desenvolvimento de uma nova qualificação: “Eco-Formador na Indústria da Construção”.

Visa, portanto, aumentar a competitividade na indústria da construção civil, através da promoção de aptidões e competências em eficiência energética (EE) e sistemas de energias renováveis (SER) dirigidas aos formadores do EFP, para que estes possam adquirir ou atualizar conhecimentos e em seguida transmitir as novas competências aos trabalhadores e futuros colaboradores da indústria. O projeto BuS.Trainers foi desenvolvido em cinco países do sul da Europa - Espanha, Grécia, Itália, Malta e Portugal – os quais partilham condições climáticas semelhantes, assim como necessidades equivalentes de formadores do EFP qualificados em competências “Verdes”.

Este projeto europeu foi coordenado pela *Fundación Laboral de la Construcción* (FLC - Espanha) e teve início em dezembro de 2016 e conclusão em janeiro de 2020, tendo o consórcio nacional sido constituído pelo LNEG e CENFIC.

A nova qualificação está em linha com as tendências europeias e baseou-se nos instrumentos de reconhecimento da União Europeia: Quadro Europeu de Qualificações (EQF), Sistema Europeu de Créditos para o Ensino e Formação Profissional (ECVET) e Quadro de Referência Europeu de Garantia da Qualidade para a Educação e Formação Profissional (EQAVET).

A sua metodologia teve em conta a identificação das lacunas em competências “Verdes” dos atuais formadores do EFP, a que seguiu o desenvolvimento da qualificação, com inclusão de autoavaliação e exame final, a partir da qual é concedida a certificação (Fig.1).

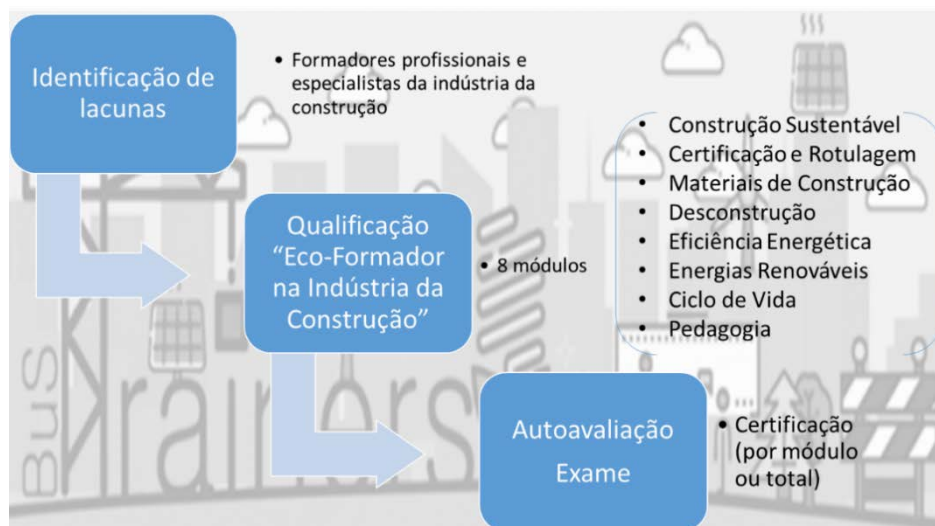


Fig. 1. Metodologia da Qualificação “Eco-formador na Indústria da Construção”.

O projeto BuS.Trainers foi, assim, estruturado em atividades, encontrando-se as principais abaixo listadas e que se serão desenvolvidas neste artigo:

- Levantamento das lacunas dos atuais formadores em competências “Verdes”;
- Desenho da qualificação e desenvolvimento do sistema;
- Acreditação;
- Apadrinhamento pelas partes interessadas;
- Testes piloto.

## RESULTADOS

### Levantamento das Lacunas dos Atuais Formadores em Competências “Verdes”

Para levantamento das lacunas dos atuais formadores em competências “Verdes”, atividade liderada pelo LNEG, foram realizadas três análises consecutivas: em primeiro lugar uma técnica dinâmica que permite chegar a conclusões conjuntas através de grupos de trabalho, designada por “*World Café*”, que teve como objetivo começar a identificar as potenciais lacunas em competências “Verdes” em cada país. Seguiu-se uma análise documental, com análise e revisão de diversos documentos, nomeadamente os roteiros e relatórios produzidos no âmbito da iniciativa BUILD

UP Skills, entre outra literatura relevante, incluindo legislação nacional e comunitária, e por último, uma análise experimental (Duarte, et al. 2018).

Nesta análise foram realizadas duas técnicas de pesquisa: um questionário online, preenchido por formadores de EFP com competências em Eficiência Energética (EE) e Fontes de Energia Renováveis (FER), e entrevistas semiestruturadas dirigidas a diferentes especialistas. A primeira, tinha como objetivo obter uma amostra de 100 questionários completos por país e, em Portugal, 113 questionários foram preenchidos e validados. Na segunda, cada equipa nacional realizou pelo menos 5 entrevistas semiestruturadas. No total do consórcio, foram realizados 461 questionários e 30 entrevistas semiestruturadas. Tendo por base a metodologia anterior, foram consideradas cinco áreas temáticas, cada uma delas com diferentes tópicos, tanto no questionário como nas entrevistas, tendo em vista a deteção das lacunas e identificação de outros temas/tópicos que não tenham sido indicados.

As áreas temáticas foram as seguintes:

1. Legislação, Rotulagem e Certificação
2. Materiais, Água e Técnicas de Construção
3. Eficiência Energética e Fontes de Energia Renováveis
4. Projeto, Planeamento e Gestão
5. Comunicação e Tecnologia da Informação & Comunicação

Em termos de resultados dos questionários verificou-se que foi a área temática “Projeto, Planeamento e Gestão”, onde se verificou existirem as maiores lacunas, isto é, onde os formadores em Portugal, têm maiores necessidades de formação, seguindo-se as áreas temáticas, “Legislação, Rotulagem e Certificação” e “Materiais, Água e Técnicas de Construção”. Estes resultados estão de acordo com os resultados das entrevistas, que confirmaram que a área temática “Projeto, Planeamento e Gestão” em Portugal é aquela em que os formadores estão menos qualificados para dar formação. Nesta área temática foram até sugeridos três novos tópicos, verificando-se assim que os tópicos apresentados na entrevista eram insuficientes para colmatar as lacunas dos entrevistados. Para além disso, os mesmos resultados foram obtidos no relatório do consórcio em que as áreas temáticas “Projeto, Planeamento e Gestão” e “Legislação, Rotulagem e Certificação” foram aquelas em que os formadores apresentaram maiores lacunas (Duarte, et al. 2018).

Em sentido contrário ao anterior, a área temática “Eficiência Energética e Fontes de Energia Renováveis” foi aquela em que os formadores mostraram estar mais familiarizados e com menores necessidades de formação em Portugal e, portanto, a área em que os formadores consideram estar mais qualificados para dar formação, seguidos da área temática “Comunicação e Tecnologia da Informação e Comunicação”. No relatório do consórcio, o mesmo resultado foi obtido, mas em ordem inversa (Duarte, et al. 2018).

#### Desenho da Qualificação e Desenvolvimento do Sistema

Tendo por base os resultados obtidos anteriormente, o consórcio do projeto BuS.Trainers delineou a nova qualificação sectorial designada como “Eco-formador na indústria da construção” (Fig. 1). O programa de estudos abrange 200 horas letivas, em que cada módulo possui 25 horas. É uma formação e-learning, composta por oito módulos, disponível em cinco línguas: inglês, português, espanhol, italiano e grego. Cada módulo encontra-se dividido em unidades de aprendizagem:

- três unidades para os módulos 1 a 7, que abordam temas técnicos;
- oito unidades para o módulo 8, que se centra nas competências pedagógicas.

Neste curso cada um dos módulos e respetivas unidades de aprendizagem referem-se a uma lacuna detetada, partindo do módulo 1 mais geral, para módulos mais específicos e complementares. Termina com um módulo sobre pedagogia, que é obrigatório para todos os formandos que queiram fazer a qualificação, e que pretende dar indicações e aperfeiçoar competências pedagógicas.

Este curso inicia-se por uma autoavaliação, a que se segue indicação de quais os módulos a realizar, sendo que o módulo 8 de pedagogia é de frequência obrigatória. Após leitura dos textos e recursos multimédia existentes e sugeridos, e desenvolvimento das atividades, o formando estará apto a realizar o exame.

Tal como anteriormente indicado vai-se detalhar o conteúdo dos módulos 1: Construção Sustentável e Módulo 3: Materiais, desenvolvidos por Portugal, respetivamente pelo LNEG e CENFIC. Mais informações sobre estes e outros módulos podem ser obtidas no website do projeto: [www.ecotrainers.eu](http://www.ecotrainers.eu) (Fig. 2).



Fig. 2 – Página de entrada da qualificação.

O Módulo 1 tem como objetivo a aquisição de conhecimentos gerais sobre construção sustentável, com especial referência aos seus princípios e principais técnicas de construção, bem como sobre as novas tecnologias aplicadas à manutenção e reabilitação de edifícios e à utilização da digitalização na construção civil. Neste módulo pretende-se também salientar as vantagens da reabilitação de edifícios, com prioridade para a renovação energética através da integração de sistemas de energia renovável, potenciando a utilização de equipamentos de energia solar térmica para preparação de água quente sanitária e aquecimento ambiente, em parceria ou complementaridade com sistemas a biomassa ou bombas de calor de elevada eficiência. É também feita a abordagem de soluções de eletrificação renovável, por via da instalação de módulos fotovoltaicos e/ou de microturbinas eólicas, desde que seja justificado o aproveitamento do seu recurso solar e/ou potencial eólico e seja admitido no plano de reabilitação.

O Módulo 3 tem como objetivo a aquisição de conhecimentos específicos sobre materiais, os seus processos de fabrico, componentes e principais técnicas de construção, bem como às novas tecnologias aplicadas. Este módulo pretende abranger, um conjunto de materiais sustentáveis com baixo impacte ambiental que podem ser de produção local, materiais reutilizáveis e materiais avançados inovadores e de baixo custo energético e ambiental, aplicados aos princípios da construção sustentável, com premissas de conforto, garantia e controlo de custos aplicados aos planos de manutenção preventiva.

Seguindo as indicações do ECVET, foram definidos os objetivos de cada unidade de aprendizagem em termos de conhecimentos, aptidões e competências. Para além dos objetivos, desenvolveram-se os seguintes recursos didáticos para cada um dos módulos: Vídeo introdutório, Formulário (*Factsheet*) de apoio, Unidades de aprendizagem com objetivos, atividades e exames, Glossário e Manual para descarregar.

### Acreditação

O sistema de Acreditação e reconhecimento é uma excelente ferramenta gratuita para as empresas identificarem até que ponto os seus Formadores precisam de adquirir competências “Verdes” e, portanto, para o recrutamento, seleção e desenvolvimento profissional contínuo baseado em competências em consonância com as necessidades futuras do EFP e do mercado de trabalho.

O objetivo do sistema foi o de apoiar a validação e o reconhecimento dos resultados da aprendizagem, criando os seguintes instrumentos que ajudarão à Certificação no Sistema BuS.Trainers:

- Memorando de Entendimento (MoU);
- Sistema de acreditação;
- Procedimento de reconhecimento.

O Memorando de Entendimento consiste num acordo bilateral ou multilateral entre duas ou mais partes. Expressa uma convergência de vontade entre as partes, indicando uma linha de ação comum pretendida.

O sistema de acreditação é composto por duas ferramentas principais: Avaliação *ex ante* e a Avaliação *ex post*. Após uma autoavaliação (*ex ante*) para determinar a necessidade de “frequência” dos módulos, a ferramenta *ex post* ajudará a verificar se o candidato efetivamente adquiriu as competências “Verdes”, isto é, para verificar se os conhecimentos, aptidões e competências foram adquiridos.

Segue-se um procedimento de reconhecimento oficial em que é fornecido o ECVET correspondente, a fim de facilitar a acreditação transnacional da nova qualificação. No final a parceria emitirá para os formadores bem-sucedidos a chamada “Etiqueta verde de acreditação BuS Trainer”. Este procedimento também utilizará a ferramenta EUROPASS para registar o reconhecimento. Este reconhecimento, em forma de um Certificado de Formação, está enquadrado

com as regras de União Europeia para a emissão de Certificados de Formação Profissional que, em Portugal, é enquadrada pela Portaria n.º 474/2010.

#### Apadrinhamento pelas Partes Interessadas.

Uma das características inovadoras do projeto foi o envolvimento de entidades externas no desenvolvimento dos resultados e dos produtos, diferenciadas pelo seu nível de compromisso no projeto. Foi constituído em cada país um “NAG – Grupo Consultivo Nacional”, constituído por empresas de construção, arquitetos, centros de formação, associações empresariais, entre outras entidades da indústria da construção que forneceram conhecimento, informações relevantes, bem como procederam à avaliação externa e valorização dos resultados.

Para além disso, diversas partes interessadas essenciais foram convidadas para pertencer à “Aliança para a formação de formadores da indústria da construção em Competências “Verdes” (*Sector Skills Alliance*), para facilitar o cumprimento dos objetivos, apadrinhar as atividades durante a vida útil do projeto e disponibilizar todos os recursos que considerarem relevantes para o projeto. Pretende-se que seja uma rede sustentável e cresça continuamente, durante e após a vida útil do projeto. Para pertencer à Aliança tem de ser assinado um compromisso de apadrinhamento, onde a parte interessada manifesta o seu apoio e se junta a esta Aliança no sentido de contribuir para a disseminação, impacte final e implementação efetiva do projeto. Outras partes interessadas foram também convidadas a participar na Aliança durante as atividades de divulgação e seminários de apadrinhamento, realizados por cada parceiro.

#### Testes Piloto

Um teste piloto foi realizado em cada país para testar todo o sistema, no total com 59 participantes. Os participantes foram formadores do EFP da indústria da construção civil. O teste piloto foi realizado em cada país da parceria do projeto, seguindo a metodologia indicada na Fig. 3.

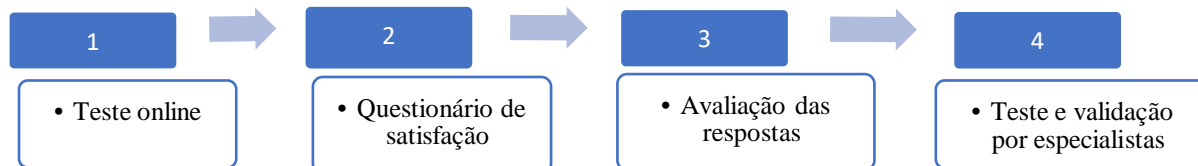


Fig. 3. Metodologia geral dos testes piloto.

Logo após a realização do teste online, os participantes preencheram um questionário de Satisfação para medir os vários factores (Fig. 4).

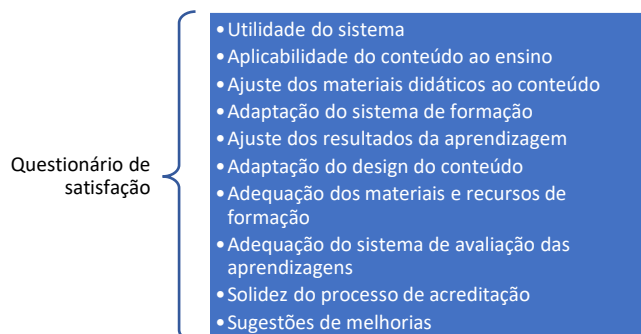


Fig. 4. Factores incluídos no questionário de satisfação.

Em Portugal, foram enviados 150 convites para Formadores e Técnicos de Formação da indústria da construção civil. Houve 21 inscrições para a avaliação *ex-ante*. Cerca de metade (11) matriculou-se em pelo menos um módulo e destes, 10 enviaram o Questionário de Satisfação.

Observando os resultados dos questionários, constata-se que a avaliação global do curso em Portugal teve uma média de 3,50, numa escala de 4 (representando a média de 87,5% de satisfação), mostrando que, em geral, os participantes apreciaram muito positivamente a experiência BuS.Trainers. Aliás esta perceção foi idêntica à obtida na avaliação global de todos os países, tendo-se verificado que a média da avaliação global de 3,45, foi muito próxima da obtida em Portugal. Observou-se de seguida com maior detalhe os aspectos que os participantes do teste piloto consideraram mais satisfatórios ou os que precisavam de ser melhorados. Em relação à organização do curso, a classificação média obtida em Portugal nos vários itens foi de 3,08, correspondendo a 78% de satisfação. Observou-se assim que o

”Cumprimento dos Objetivos e Programa” obtém a classificação média mais alta de 3,30 (média de 83% de satisfação). Por outro lado, o ”Equilíbrio entre Teoria e Prática” é o item menos satisfatório, mas, ainda assim, com uma classificação positiva de 2,90, (média de 73% de satisfação), cujo resumo se apresenta na Fig. 5.



Fig. 5. Avaliação da organização do curso.

Finalmente, relativamente aos materiais de formação, os participantes em Portugal deram a classificação média de 3,17 (média de 79% de satisfação). É interessante observar que a melhor classificação é atribuída a “Relevância dos assuntos tratados” de 3,50, (média de 88% da satisfação) e a classificação média mais baixa para “Anexos relevantes” foi de 2,80, (média de 70% da satisfação), como se pode observar na Fig. 6.

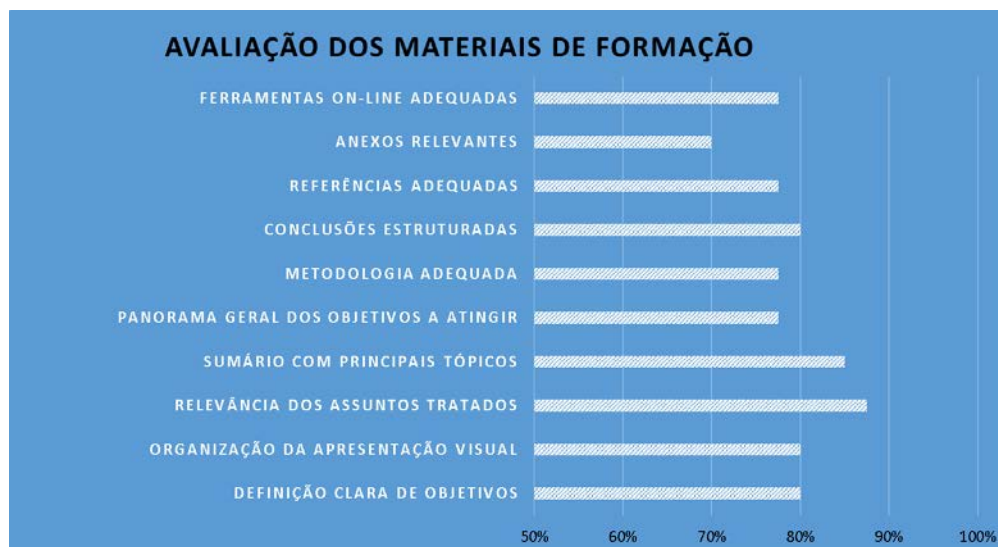


Fig. 6. Avaliação dos materiais de formação pelos participantes.

No final foi realizado um teste e validação por especialistas. Uma vez que esta atividade foi liderada pelo CENFIC, a validação pelos especialistas foi feita pelo NAG português (*National Advisory Group*). Pediu-se a dois especialistas do NAG (um provedor de EFP do setor da construção e um especialista em construção sustentável) para testar a qualificação. Os membros do NAG analisaram toda a qualificação e procederam ao teste dos dois módulos em língua portuguesa (Módulos 1 e 3).

Após realização do teste, os membros do NAG receberam um questionário e deram a sua avaliação de especialistas sobre a qualificação, fazendo algumas sugestões para melhorar aspetos relacionados com os materiais e metodologia. Como resultado obteve-se na avaliação geral a classificação de muito bom (4, representando 100% de satisfação). Tal como no caso dos participantes, em termos de organização do curso o item ”Equilíbrio entre Teoria e Prática” é o menos satisfatório (3, que representa uma média de 75% de satisfação). Em termos da avaliação dos materiais de formação, os valores mais baixos foram obtidos nos itens “Ferramentas online adequadas” e “Relevância dos assuntos tratados”, mas com um valor francamente positivo, 3,5 na escala de 4 (representando a média de 87,5% de satisfação).

## CONCLUSÕES

Verificou-se que a experiência e os conhecimentos adquiridos nos projetos anteriores, não só em Portugal, mas também nos países do consórcio, foram muito importantes para a atingir o principal objetivo do projeto BuS.Trainers de produzir conteúdos de formação profissional direcionados para a construção sustentável através do uso de novas tecnologias e metodologias de formação. Conseguiu-se também o lançamento de uma nova qualificação online, que

será um forte contributo para diminuir as lacunas em competências “Verdes” observadas em Portugal e nos restantes países do consórcio.

A qualificação é um sistema abrangente de formação para formadores do EFP, para melhoria do ensino em construção sustentável, que estava em falta no Sistema Português e nos restantes países, assim como estabelece a conexão entre a construção sustentável e as preocupações digitais e pedagógicas. Reflete, de forma integrada, as lacunas existentes em termos de competências “Verdes”, através de ações em equipa visando a superação das desigualdades de competências e a educação existente em cada contexto nacional.

Pretende-se que a qualificação “Eco-formador na Indústria da Construção” possa servir como referencial para certificar formadores com competências ambientais, sociais e económicas necessárias ao atual mercado de trabalho da indústria da construção civil, contribuindo para um setor forte, competitivo e sustentável.

#### AGRADECIMENTOS

Este projeto foi cofinanciado com o apoio da Comissão Europeia, programa Erasmus+, *Sector Skills Alliances*. Número do Contrato: 2016 - 3222/001 - 001. Número do projeto: 575829-EPP-1-2016-1-ES- EPPKA2-SSA. “Projeto financiado com o apoio da Comissão Europeia. A informação contida nesta publicação vincula exclusivamente o autor, não sendo a Comissão responsável pela utilização que dela possa ser feita”.



#### REFERÊNCIAS

EC, 2020 - BUILD UP Skills Portugal (BUILD UP SKILLS PT). Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/build-skills-pt>

Duarte A.P., Gonçalves A., Joyce A., Nunes K., Herrando M., Cantau C., Reis E., Rodríguez E., Rouault D. (2016). Vocational Training on Sustainable Buildings Maintenance and Refurbishment – Preliminary Results of FORMAR project. *Proceedings of EDULEARN16 – 8th annual International Conference on Education and New Learning Technologies*, 4 - 5 July – Barcelona, Espanha, pp. 31-40. ISBN: 978-84-608-8860-4. *Proceedings* incluídos no *IATED Digital Library*.

Duarte A.P., Loureiro D., Gonçalves A., Reis E., Ramalheiro M., Santos J., Oliete B., Gonzalez J. (2018). Towards a Trainer Profile on Green Skills for Portugal: BuS.Trainers Project. *Proceedings of EDULEARN18 Conference, 10th annual International Conference on Education and New Learning Technologies*, 2nd-4th July 2018, Palma de Maiorca, Espanha, pp. 192-201. ISBN: 978-84-09-02709-5. Disponível na IATED Library: <https://library.iated.org/view/DUARTE2018TOW>.

LNEG, 2020. Build Up Skills FORESEE. Disponível em: <https://www.lneg.pt/iedt/unidades/20/paginas/187>

OECD/CEDEFOP (2014a). *Greener Skills and Jobs. Highlights*. OECD Green Growth Studies. OECD Publishing, 2014. Disponível em: [http://www.oecd.org/cfe/leed/Greener%20skills\\_Highlights%20WEB.pdf](http://www.oecd.org/cfe/leed/Greener%20skills_Highlights%20WEB.pdf)

OECD/CEDEFOP (2014b). *Greener Skills and Jobs*. OECD Green Growth Studies. OECD Publishing, 2014. Disponível em: [https://www.oecd-ilibrary.org/industry-and-services/greener-skills-and-jobs\\_9789264208704-en](https://www.oecd-ilibrary.org/industry-and-services/greener-skills-and-jobs_9789264208704-en)

EU 2018/1999. “Governança da União da Energia e da Ação Climática”. Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho de 11-12-2018. Jornal Oficial da União Europeia, L 328/1.

EU 2019/640.” Pacto Ecológico Europeu”. Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões. Bruxelas, 11.12.2019 COM(2019) 640 final.

PNEC 2030. “Aprova o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030). Resolução do Conselho de Ministros n.º 53-2020 de 10-07-2020. Diário da República n.º 133/2020, Série I.



**PROJECTO ENBRAIN: TRANSFERÊNCIA DE CAPACIDADES NA ÁREA DAS ENERGIAS  
RENOVÁVEIS PARA A LÍBIA**

**Canavarro D.\*, Horta P.\*, Limão J.\***

\* Cátedra Energias Renováveis, Universidade de Évora, Rua D. Augusto Eduardo Nunes, nº. 7, Évora, 7000-651  
Évora, Portugal, [diogocvr@uevora.pt](mailto:diogocvr@uevora.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.3.2159>

RESUMO

O projeto ENBRAIN [1] (*Building capacity in Renewable and sustAINable ENERrgy for Libya*) é financiado pelo Programa ERASMUS + na *Key Action 2 (KA2) - Cooperation for innovation and the exchange of good practices - Capacity Building in the field of Higher education*. Este projeto resulta da visão de que apesar das várias pressões correntes para uma mudança de paradigma na área da energia, a comunidade internacional ainda não deu resoluções concretas, contribuindo dessa forma para o acelerar das alterações climáticas e depleção dos ecossistemas. Por outro lado, torna-se imperativo erradicar a pobreza e o acesso à energia é a via principal para tal finalidade. Nesse sentido, torna-se necessário promover a educação na área da energia, a uma escala multidimensional, em sintonia com o desenvolvimento económico. Neste cenário, África apresenta-se como um *player* crucial na transição energética, sendo esperado um aumento na sua demanda energética de 897 para 1322 Mtep no período 2012 a 2040, de acordo com a Agência Internacional de Energia. É nesse contexto que a Líbia assume um papel fundamental, possuindo as maiores reservas de petróleo da região e um elevado potencial de uso de energias renováveis. O projecto ENBRAIN visa desenvolver em conjunto com cinco universidades líbias um conjunto de actividades que visam o reforço das suas capacidades na área das energias renováveis e desenvolvimento sustentável, bem como o fortalecimento das relações com os países europeus. Neste trabalho serão apresentados os principais resultados dessas actividades até ao momento, bem como as perspectivas futuras nesta temática.

PALAVRAS-CHAVE: ENBRAIN, Energias renováveis, Capacity building, África, Líbia.

ABSTRACT

The ENBRAIN [1] project (*Building capacity in Renewable and sustAINable ENERrgy for Libya*) is funded by the ERASMUS + Programme in *Key Action 2 (KA2) - Cooperation for innovation and the exchange of good practices - Capacity Building in the field of Higher education*. This project results from the view that, despite several current pressures for a paradigm shift in the energy area, an international community has yet to give concrete details, thus contributing to accelerate climate change and ecosystem depletion. On the other hand, it is imperative to eradicate poverty and access energy via the main route to such concern. In this sense, Africa presents itself as a crucial player in the energy transition, with an increase in its energy demand expected from 897 to 1322 Mtoe in the period 2012 to 2040, according to the International Energy Agency. It is in this context that Libya assumes a fundamental role, having the largest oil reserves in the region and a high potential for the use of renewable energy. The ENBRAIN project aims to develop together with five Lybian universities a set of activities aiming to reinforce their needs in the area of renewable energies and sustainable development, as well as strengthening their relations with European countries. In this work, the main results of these activities are presented, as well as the future perspectives on this topic.

KEYWORDS: ENBRAIN, Renewable energies, Capacity building, Africa, Libya.

## INTRODUÇÃO

O ENBRAIN (Building capacity in Renewable and sustAINable ENERrgy for Libya) é um projeto ERAMUS + no âmbito da Ação-Chave 2 (KA2): Cooperação para a inovação e troca de boas práticas - Capacitação no domínio do ensino superior.

O projecto visa a promoção do acesso à energia por via de tecnologias que façam uso de recursos renováveis endógenos, contribuindo para a mitigação dos impactos das alterações climáticas e, por via do acesso a energia, da erradicação da pobreza em áreas onde esse acesso é deficiente.

Uma das vertentes deste acesso é a promoção da educação no domínio da energia, de forma a compreender esta questão como um pilar fundamental no desafio da sustentabilidade, sendo essencial o desenvolvimento de soluções e estratégias inovadoras, que articulem o crescimento económico e os objetivos multidimensionais de sustentabilidade. Assim, as instituições de ensino superior, em virtude das características da sua atuação na sociedade, como pólos difusores de informação e conhecimento, constituem-se como atores fundamentais para a criação e capacitação de novos atores cidadãos e de novas gerações de profissionais, preparados para adotar e aplicar os novos paradigmas.

### África

No contexto atual, o continente africano é um ator crucial para enfrentar o desafio energético mundial, uma vez que as grandes metas globais de energia, clima e sustentabilidade dependem fortemente do futuro desta região. De acordo com a Agência Internacional de Energia, prevê-se que, entre 2012 e 2040, a procura de energia em África deverá aumentar de 897 para 1322 Mtep, em resultado do crescimento económico e populacional (IEA, 2014). Embora as emissões africanas de gases com efeito de estufa possam partilhar cerca de 5% das emissões globais em 2040, os principais impactos das alterações climáticas podem afetar esta região vulnerável com eventos climáticos extremos (IPCC 2014) e grandes perturbações socioeconómicas (CE 2015). Finalmente, o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável para 2030 (ONU 2016) dependerá da forma como o acesso a energia acessível, fiável, sustentável e moderna, será fornecido em África. Neste contexto, a Líbia detém as maiores reservas de petróleo conhecidas em África, assim como um enorme potencial para as energias renováveis. Este país dispõe de uma forte radiação solar, com uma média de 2200 kWh/m<sup>2</sup> e 3500 horas de luz solar por ano. O potencial de energia eólica é igualmente elevado. Segundo o Global Wind Energy Council, outros países na região, como Marrocos, Egito e Tunísia, têm dado passos significativos no sentido da exploração de energia eólica (Global Wind Energy Council 2015), tendo alcançado uma capacidade instalada total de ligeiramente menos de 2 GW, em 2015.

No caso específico da Líbia, este país não consta da lista dos países atuais utilizadores de energia eólica. Existe uma grande dependência de combustíveis fósseis para satisfazer as crescentes exigências energéticas. Mas, acima de tudo, o atual conflito e o seu impacto sobre o panorama energético conduziram à conclusão inevitável de uma necessidade de promoção de ações de energia renovável e de eficiência energética. No entanto, até ao momento, não existiu qualquer avaliação das opções de fornecimento de energias renováveis na Líbia. As barreiras que enfrentam a eficiência energética e as energias renováveis incluem impedimentos económicos, institucionais, jurídicos, regulamentares e financeiros. Além disso, continua a existir um ambiente insuficientemente propício ao apoio aos mercados de eficiência energética e de energias renováveis — falta de consciência, baixa capacidade, ausência de contratos e protocolos normalizados, e modalidades de financiamento subdesenvolvidas.

## OBJETIVOS

Em consonância com a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável e o seu foco nas pessoas, o papel transversal do capital humano torna-se crucial para se alcançar uma mudança efetiva e transformadora no setor da energia, no sentido de se conseguir um nível de eficiência e eficácia energética, que é equitativa, potenciadora e duradoura. O objetivo geral desta proposta é colmatar esta lacuna através do desenho e desenvolvimento de uma plataforma educativa inovadora, baseada em novos cursos, métodos de e-learning e ferramentas digitais, que possam promover uma visão multidimensional sistémica para o desafio da energia global. Essa mudança de qualidade poderá ser capaz de captar as mudanças disruptivas das futuras transições energéticas que lidam com a utilização crescente de fontes de energia renováveis e o acesso aos serviços energéticos modernos.

Assim, os objetivos gerais do projeto são:

1. Sensibilização para a importância de uma abordagem multidimensional para o desafio energético global;
2. Reforço do papel das universidades líbias na promoção da transição energética no âmbito dos objetivos multidimensionais de sustentabilidade;
3. Contribuição para o desenvolvimento de uma nova classe de pensadores, capazes de enfrentar os desafios globais da energia, prever metas futuras para a comunidade local, apoiar as instituições na tomada de decisões, envolver os cidadãos em práticas sustentáveis.

Os objetivos específicos do projeto comportam três focos principais:

1. Desenho de um Mestrado em Energias Renováveis e Sustentáveis com uma abordagem multinível nos conteúdos e estruturas;
2. Elaboração de cursos e currículos-piloto multidisciplinares sobre energias renováveis e sustentáveis, utilizando ferramentas digitais, com ligação à comunidade internacional e às necessidades do mercado de trabalho;
3. Criação de uma plataforma aberta para envolver os cidadãos em energias renováveis e sustentáveis, através da implementação de um MOOC para os cidadãos.

O projecto ENBRAIN é liderado pela Politécnica de Torino (PoliTO) e tem como parceiros europeus a UNIMED (União das Universidades do Mediterrâneo), Universidade de Barcelona (UB), Universidade de Évora (UÉ). Estas partilham os seus conhecimentos e *know-how* na área das energias renováveis com cinco Universidades Líbias: Universidade de Trípoli (UT), Universidade de Misurata (UM), Universidade de Zawia (UZ), Universidade de Sebha (US) e Universidade de Sirte (USE).

### ORGANIZAÇÃO DE PROJETO E PROCESSOS DE DECISÃO

Em termos de organização funcional, o projeto Enbrain está estruturado em nove unidades de trabalho ("Work Packages (WP)"): WP1 – Avaliação de competências e de requisitos; WP1 – Identificação do portefólio atual de educação em energias renováveis e sustentáveis na Líbia; WP3 – Desenho e desenvolvimento de um Mestrado em Energias Renováveis e Sustentáveis; WP4 – Desenho e implementação de ferramentas digitais para energias renováveis e sustentáveis; WP5 – Formação de professores e funcionários; WP6 – Cursos-piloto; WP7 – Plano de qualidade; WP8 - Divulgação e exploração; e WP9 – Gestão operacional e financeira do projeto.

O primeiro pacote de trabalho (WP1) consiste na identificação dos requisitos de competências na área de energia renovável e sustentável, conforme as necessidades do mercado de trabalho e da sociedade. Uma capacidade que deve estar alinhada com as principais perspetivas e metas das instituições internacionais sobre energias renováveis e sustentabilidade. Estas competências foram avaliadas segundo uma abordagem multinível. Como ponto de partida, foi necessário avaliar políticas e metas locais e internacionais no setor da energia, meio ambiente, clima e sustentabilidade, de forma a identificar e envolver as partes interessadas; compreender as políticas locais relativas aos setores de energia, meio ambiente, clima e sustentabilidade; compreender as políticas locais de controlo ambiental e mitigação e adaptação às mudanças climáticas; avaliar a rede de infraestruturas existente, planeada e futura na área energética e em domínios convergentes (como as tecnologias de informação e comunicação, mitigação e adaptação às mudanças climáticas, logística e transportes inteligentes); analisar e avaliar os planos locais e internacionais de financiamento de projetos ambientais e de energia; avaliar regulamentos e normas; e rever e avaliar os principais programas e metas internacionais no domínio da energia renovável e sustentabilidade.

Numa segunda fase, o projeto procurou responder aos perfis e desafios identificados, através de três tipos de ações: Aumento da participação da capacitação no setor energético; Organização e implementação de um workshop; e preparação da Agenda Estratégica de Educação do Enbrain. Em primeiro lugar, através de uma abordagem multinível, procurou-se identificar o envolvimento das partes interessadas em capacitação em energia renovável e sustentável, entre interessados locais, nacionais e internacionais, assim como em diferentes áreas de trabalho, como técnicas, científicas, organizacionais, institucionais, humanas e educacionais. A segunda etapa consistiu na definição de áreas focais de promoção dessa capacitação, nomeadamente recursos, tecnologia, infraestrutura, ambiente, política, financiamento, impactos económicos e sociais.

A partir desta identificação, procedeu-se á preparação da agenda do workshop do Fórum Estratégico, que teve lugar em Trípoli, dia 1 de outubro de 2020, com organização da UT. Este workshop, que consistiu num evento aberto e contou com participantes de diversos países, foi subordinado ao tema "Mestrado em Energias Renováveis e Sustentáveis na Líbia" e resultou num documento de trabalho com as diretrizes para a fase de desenvolvimento do projeto: a Agenda Estratégica de Educação em Energias Renováveis e Sustentáveis, que definiu os requisitos de competências para a capacitação em energia renovável e sustentável e propôs um plano de ação para a Líbia.

O segundo WP focou-se na análise dos cursos e currículos existentes na área de energias renováveis e sustentáveis nas universidades dos países parceiros. O objetivo desta atuação foi fazer um levantamento e classificação de cursos existentes no setor, rever o material didático e os métodos de ensino, e analisar os currículos comparativamente à Agenda Estratégica de Educação. O foco deste WP tem sido a identificação de lacunas ao nível dos currículos, cursos e conteúdos específicos, assim como a adequação do material e métodos de ensino.

Os métodos de ensino foram avaliados ao nível das universidades parceiras, em três segmentos distintos: educação tradicional, educação participativa e colaborativa, e aprendizagem ativa. Uma avaliação de métodos que se verificou através de um questionário aplicado nas diferentes universidades parceiras e que, no domíniodo material didático, co contemplou livros, apontamentos de aulas e materiais laboratoriais. Esta análise resultou na elaboração de uma taxonomia dos cursos existentes com relação às áreas focais e tópicos,

O terceiro WP tem como objetivo a projeção e desenvolvimento de 15 cursos multidisciplinares, correspondentes a 120 ECTS, para um Mestrado em Energia Renovável e Sustentável. Este Mestrado terá a língua inglesa como idioma oficial e tem como foco as energias renováveis, o nexos energia-clima-desenvolvimento, *big data* e TIC (Tecnologias de Informação e Comunicação) para energia, transporte e logística inteligentes, gerenciamento de resíduos, economia da energia ou financiamento de projetos. O desenho deste Mestrado resulta dos resultados do trabalho dos dois primeiros WP e tem como objetivo a promoção de uma nova cultura de energia que atenda às metas multidimensionais de sustentabilidade.

O pacote de trabalho número 4 é dedicado à criação de cursos digitais, de forma a apoiar a aprendizagem multidisciplinar e promover o envolvimento dos cidadãos no pensamento sobre a sustentabilidade. Nesse sentido, este WP contempla o desenvolvimento de dois cursos abertos massivos online, conhecidos por MOOC (sigla em inglês). Um primeiro, dirigido a um público acadêmico, que procura introduzir uma abordagem sistêmica e multidimensional na educação sobre energia, através da oferta de uma plataforma invertida de aprendizagem personalizada. O segundo, que visa a conceção e desenvolvimento de uma plataforma direcionada para o público em geral cidadãos, procura introduzir as questões de sustentabilidade como um tema-alvo na sociedade. Em paralelo, este WP contempla uma tarefa de identificação e integração de ferramentas de *crowd-grading* para aprendizagem multidisciplinar. O *crowd-grading* permite uma diversificação das avaliações das aprendizagens dos estudantes e estimula a aprendizagem bilateral e multidisciplinar. Estas ferramentas podem ser integradas no cursos-piloto e nos MOOC.

O pacote de trabalho dedicado à formação de professores e funcionários constitui o quinto WP. A formação, assumida como componente-chave do projeto, estabeleceu a meta de envolver cerca de 4 a 10 representantes de cada universidade, entre professores e pessoal técnico e administrativo. A primeira tarefa deste WP consistiu na definição de módulos e de conteúdos de formação, incluindo temas pedagógicos, calendários e modos de ensino (presencial ou digital), assim como expectativas de resultados e métodos de avaliação. Em segundo lugar, procedeu-se ao estabelecimento de critérios de seleção dos professores e especialistas internacionais que desempenhariam as funções de formadores neste programa. Os critérios, segmentados em áreas científicas, de gestão e técnicas, cobriram áreas focais e tópicos identificados como prioritários.

O sexto WP encontra-se dirigido para os cursos-piloto. Consiste num teste de campo dos cursos projetados, estruturado em duas etapas. Na primeira, pretendia-se organizar uma Escola da Primavera, organizada pela UB, que pretendia incluir seis estudantes de cada uma das instituições académicas líbias, com o objetivo de ministrar os cursos definidos nos pacotes de trabalho anteriores. Esta escola tem como objetivo gerar uma oportunidade de teste aos conteúdos pedagógicos e material didático e prevê uma experiência de utilização do MOOC. Em simultâneo, previa-se o início do Mestrado em Energias Renováveis e Sustentáveis numa das universidades parceiras do projeto, assim como a inclusão de sete cursos nos currículos existentes em cada uma das universidades.

O WP 7 consiste no estabelecimento de critérios, procedimentos e recursos de monitoração do projeto, de forma a cumprir as suas metas. Foi a partir da definição de um Plano de Qualidade e Avaliação que se definiu uma metodologia de trabalho, que procurou guiar-se sempre pelos critérios de qualidade estabelecidos. Nesse sentido, a UNIMEC ficou responsável pela identificação de um Especialista em Qualidade externo, responsável pela monitoração e avaliação. Os primeiros resultados dessa avaliação foram coligidos no relatório intermédio, sendo que uma segunda avaliação integrará o relatório final, a apresentar no fim do projeto, contemplando uma avaliação do desempenho da parceria, progresso do projeto, eficácia e impacto das atividades de avaliação.

O oitavo pacote de trabalho é dedicado à Disseminação e Exploração. No âmbito das atividades de disseminação, pretende-se que todas as atividades do projeto sejam amplamente conhecidas a nível internacional, além de que deve ser realizada uma promoção de visibilidade na área educacional. A disseminação pode desempenhar um papel fundamental para o envolvimento de partes interessadas externas. A parceria entre nove instituições de quatro países é entendida como um ponto forte nas atividades de divulgação, em virtude do potencial alargado de ganho de visibilidade e de divulgação de resultados.

Em resposta ao quadro de atividades de disseminação definidas, o projeto tem um website (“ENBRAIN Webpage,” 2017) em língua inglesa. Neste website é possível conhecer o projeto Enbrain, desde a missão aos parceiros e partes interessadas, assim como os diversos pacotes de trabalho. Um espaço de Notícias garante uma atualização regular em função das atividades do projeto, que permite que as diversas entidades possam ter conhecimento da ocorrência de atividades no âmbito do projeto. O website destina um espaço específico para a ligação aos dois MOOC previstos, assim como um espaço de documentos onde serão disponibilizados os resultados e publicações resultantes do projeto. Em paralelo, o projeto dispõe de um conjunto de páginas em diferentes redes sociais na Internet, como Facebook (“ENBRAIN Facebook,” 2017), LinkedIn (“ENBRAIN LinkedIn,” 2017) ou Twitter (“ENBRAIN Twitter,” 2017) que se constituem como instrumentos de suporte ao website e de amplificação da divulgação do projeto e das atividades mais relevantes. Ao contrário da expectativa inicial, o meios de comunicação do projeto não conseguiram

atrair um número significativo de seguidores. A página de Facebook conta atualmente com 91 seguidores, enquanto que o LinkedIn soma 43 seguidores e o Twitter tem 28.

O projeto dispõe ainda de um vídeo promocional, de divulgação do projeto, dos seus objetivos e parceiros, amplamente divulgado no website e redes sociais, assim como de uma brochura, que se encontra impressa, que será disponibilizada por todos os parceiros para divulgação do projeto.

A componente de exploração encontra-se vertida num plano, que tem como objetivo a disponibilização dos resultados do projeto para diferentes utilizadores, no final do projeto. Um dos focos principais desta componente inscreve-se na intenção de estabelecer uma relação entre o setor industrial e os estudantes mais qualificados do Mestrado em Energias Renováveis e Sustentáveis. Este WP contempla ainda um Forum Workshop final, no qual serão apresentados os resultados alcançados pelo projeto.

Por fim, o último pacote de trabalho refere-se à gestão operacional e financeira. Comporta a aplicação dos procedimentos inscritos no Manual de Gestão do Projeto, com a organização de reuniões periódicas, administração e monitoração regular do projeto.

#### CURSOS ONLINE ABERTOS MASSIVOS: MOOC

O projeto Enbrain contempla dois cursos online abertos e massivos (MOOC, conforme a sigla em inglês relativa a Massive Open Online Courses), direcionados para uma aprendizagem multidisciplinar, personalizada e invertida.

Uma iniciativa que surge integrada nos pacotes de trabalho (work-packages) 4, 5 e 6, correspondentes a WP4 – Desenho e implementação de ferramentas digitais para energias renováveis e sustentáveis, WP5 – Formação de professores e WP6 – Cursos-piloto.

O primeiro destes MOOC consiste num curso intensivo de introdução do Mestrado em Energias Renováveis e Sustentáveis. Recorre a cursos anteriores e procura funcionar como uma plataforma personalizada de aprendizagem, de âmbito multidisciplinar. A estrutura deste MOOC assenta num conjunto de 20 a 25 palestras, cada uma com a duração de 6 a 8 minutos. Na Fig. 1 mostra-se o processo de gravações deste MOOC.



Fig. 1. Gravação dos cursos MOOC na PoliTO com a cooperação de vários professores das Universidades Líbias. (a) Professor Alsanossi Abdelhafid (US); (b) Riccardo Gelatti (PoliTO) e os professores líbios: Adel Dhiyaf (UT), Salahedin Rehan (UZ), Alsanossi Abdelhafid (US) e Akrem Aljehaimi (UM); (c) Staff da PoliTO (Sonja Sechi, Laura Rietto, Riccardo Gelatti, Francesca Vallauri, Giulia Di Marco) e os professores líbios já mencionados.

O segundo MOOC comportará uma dimensão de cidadania e é dirigido a um público generalista. Também baseado em formações anteriores, este MOOC procura introduzir a temática sustentabilidade na sociedade, através do envolvimento dos cidadãos no domínio das energias renováveis e sustentáveis. Este MOOC é composto por 10 a 15 palestras, com uma duração de 6-8 minutos, que abordam temas como a relação entre ciência e ambiente, a tecnologia e o progresso humano ou a ética.

O trabalho de gravação, produção e pós-produção tem sido responsabilidade do PoliTO Recording Team, em articulação com outros parceiros do projeto.

Ambos os MOOC serão gravados em língua inglesa, com posterior legendagem em árabe.

#### SESSÕES DE TREINO PARA STAFF QUALIFICADO

Um dos objetivos centrais do projecto é a formação de staff qualificado das Universidades Líbias, como forma de acelerar o processo de transição de conhecimentos e cimentar os cursos e conteúdos criados. Nesse sentido, durante os dias 7 e 13 de Outubro de 2019 teve lugar em Tunis (Tunísia) uma sessão de formação do projecto ENBRAIN

(ver Fig. 2). Esta sessão de treinamento concentrou-se na transferência de conhecimento e capacitação em conceitos e tecnologias renováveis e sustentáveis para os parceiros líbios. O evento foi organizado pelos parceiros europeus, nomeadamente PoliTO, UNIMED, UB e UÉ. A sessão de treino cobriu as seguintes temáticas: Desenho de projetos na União Europeia; Sustentabilidade nos países da África do Norte; Tecnologias fotovoltaicas e armazenamento elétrico; Tecnologias solares térmicas; Armazenamento térmico; Sistemas de energia solar concentrada; Edifícios e distritos de baixa energia; Regulamentos e mercados de energia; Economia ambiental e de recursos; Integração de energias renováveis em edifícios; Análise baseada em SIG para integração de redes renováveis e eletrificação rural; e Inovação no ensino. De destacar que a UÉ focou os seus conteúdos nas temáticas relacionadas com a Energia Solar, tirando partido das suas valências neste domínio através da sua Cátedra Energias Renováveis. Em particular, foram dados os seguintes cursos:

- **“Photovoltaics technologies and electrical storage”**, dedicado à tecnologia fotovoltaica e sistemas de armazenamento eléctrico em baterias. Para além dos conteúdos teóricos, foram apresentados vários resultados experimentais relacionados com os projectos de investigação europeus PVCROPS, MASLOWATEN, AGERAR (Conceição et al., 2020; Fialho et al., 2016; Foles et al., 2020) nos quais a Universidade de Évora participou activamente na implementação e ensaio das referidas tecnologias no seu pólo experimental na Herdade da Mitra.
- **“Thermal storage”**, dedicado aos sistemas de armazenamento térmico em calor sensível e latente com um enfoque especial nos sistemas de armazenamento para sistemas CSP (*Concentrated Solar Power*) recorrendo ainda a resultados directo do projecto europeu NEWSOL (liderado pela Universidade de Évora) (Fernández et al., 2018; Guerreiro and Collares-Pereira, 2016).
- **“Thermal Solar Technologies”**, dedicado às tecnologias de aproveitamento de energia solar para processos térmicos de baixa temperatura (<100 °C). Foram apresentadas as diferentes tecnologias existentes para várias gamas de temperaturas de operação (colectores planos, sistemas evacuados, sistemas com concentração), metodologia de cálculo de rendimento de conversão, normas de certificação e perspectivas futuras para o sector.
- **“Concentrated Solar Power Systems”**, dedicado aos sistemas de alta concentração solar para a produção centralizada de electricidade e/ou processos industriais a altas temperaturas (>400 °C). Foram apresentados os princípios fundamentais de concentração solar (limite termodinâmico), definição de rendimento de conversão solar – electricidade/calor, a possibilidade de recurso a ópticas não-formadoras de imagem para incrementar o factor de concentração (Chaves, 2016) e uma apresentação geral das tecnologias CSP existentes no mercado. Finalmente, foi realizado um pequeno curso sobre a ferramenta de traçado de raios Tonatiuh (Blanco et al., 2005) na análise da performance deste tipo de sistemas.



(a)



(b)

Fig. 2. Sessão de treino em Tunís. (a) Apresentação de conteúdos. (b) Staff qualificado de várias universidades líbias.

Como sequência da sessão de treino, decorreu também um *webinar* dedicado ao *software* de simulação de concentradores solares, Tonatiuh (“ENBRAIN Webpage,” 2017). Este *webinar* ficou a cargo da UÉ.

#### MESTRADO EM ENERGIAS SUSTENTÁVEIS E RENOVÁVEIS

Como mencionado anteriormente, este Mestrado terá a língua inglesa como idioma oficial e tem como foco as energias renováveis, o nexos energia-clima-desenvolvimento, *big data* e TIC para energia, transporte e logística inteligentes, gerenciamento de resíduos, economia da energia ou financiamento de projetos. Genericamente, a elaboração desse mestrado segue os seguintes passos:

- Identificação das áreas e tópicos principais a serem abordados;
- Identificação e listagem da actual oferta formativa nas cinco universidades líbias;
- Elaboração da estrutura do mestrado e sua oferta, coerente com as necessidades da sociedade e empresas;
- Identificação de conteúdos didácticos existentes e elaboração de novos conteúdos;
- Processo de certificação do curso, equivalente a 120 ECTS.

Esta tarefa conta com o apoio directo dos parceiros europeus, dado a sua experiência em formação nestas temáticas. Em particular, a UÉ providenciou a listagem completa dos seus cursos nesta área, nomeadamente: (1) Licenciatura em Engenharia das Energias Renováveis; (2) Mestrado em Engenharia da Energia Solar.

### CONCLUSÕES E PRESPECTIVAS FUTURAS

O ENBRAIN tem demonstrado a importância desta tipologia de projectos de formação ou *capacity building*, como complemento aos projectos standard de I&DT. Com efeito, pese embora algumas dificuldades de execução devido à actual situação político-militar na Líbia, a dinâmica das actividades entre as universidades europeias e líbias têm-se revelado bastante profícua, num espírito de aprendizagem mútua e cooperação institucional. Nesse sentido, será expectável durante a fase final do projecto a conclusão de todos os objectivos do projecto e em particular a geração de novos projectos e ideias, fruto dos contactos estabelecidos.

### AGRADECIMENTOS

O projeto ENBRAIN é cofinanciado pelo programa Erasmus+ Capacity Building in Higher Education da União Europeia (Grant Reference 2017 - 3484 / 001 - 001).

### REFERÊNCIAS

- Blanco, M.J., Amieva, J.M., Mancillas, A., 2005. The Tonatiuh Software Development Project: An Open Source Approach to the Simulation of Solar Concentrating Systems, in: Computers and Information in Engineering. ASMEDC, pp. 157–164. <https://doi.org/10.1115/IMECE2005-81859>
- Chaves, J., 2016. Introduction to nonimaging optics. CRC Press, New York, 2nd Edition.
- Conceição, R., Vázquez, I., Fialho, L., García, D., 2020. Soiling and rainfall effect on PV technology in rural Southern Europe. *Renew. Energy* 156, 743–747. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.04.119>
- ENBRAIN Facebook [WWW Document], 2017. URL <https://www.facebook.com/enbrainproject/>
- ENBRAIN LinkedIn [WWW Document], 2017. URL <https://www.linkedin.com/in/enbrain-project>
- ENBRAIN Twitter [WWW Document], 2017. URL [https://twitter.com/enbrain\\_project](https://twitter.com/enbrain_project)
- ENBRAIN Webpage [WWW Document], 2017. URL <https://www.enbrain-project.com>
- Fernández, A.G., Henriquez, M., Parrado, C., Guerreiro, L., Pereira, M.C., 2018. Opportunities of lithium nitrate as TES material in CSP plants: Thermal characterization and LCOE projection. p. 090010. <https://doi.org/10.1063/1.5067104>
- Fialho, L., Fartaria, T., Narvarte, L., Collares Pereira, M., 2016. Implementation and Validation of a Self-Consumption Maximization Energy Management Strategy in a Vanadium Redox Flow BIPV Demonstrator. *Energies* 9, 496. <https://doi.org/10.3390/en9070496>
- Foles, A., Fialho, L., Collares-Pereira, M., 2020. Techno-economic evaluation of the Portuguese PV and energy storage residential applications. *Sustain. Energy Technol. Assessments* 39, 100686. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100686>
- Guerreiro, L., Collares-Pereira, M., 2016. New materials for thermal energy storage in concentrated solar power plants. p. 050018. <https://doi.org/10.1063/1.4949116>





### 3.3 Políticas, Medidas nos Cenários e Planos de Energia e Clima



**ANÁLISIS COMPARATIVO DEL AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN ECUADOR Y ESPAÑA****Ordóñez A. J.\*, Sánchez E.\*\***

\* Facultad de la Energía, Universidad Nacional de Loja, Avda. Reinaldo Espinoza, Loja, 110110, (Loja) Ecuador, [angel.j.ordonez@unl.edu.ec](mailto:angel.j.ordonez@unl.edu.ec)

\*\*Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, Universidad de Salamanca, Avda. Fernando Ballesteros, 2, Béjar, 37700, (Salamanca) España, [esh@usal.es](mailto:esh@usal.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.3.5160>

**RESUMEN/RESUMO**

Con la disponibilidad de información referente a la legislación del autoconsumo vigente en Ecuador y España, se procede a realizar un análisis comparativo, enfocado a identificar directrices que contribuyan a mejorar su funcionamiento y posibiliten alcanzar un equilibrio entre: el estado, los proveedores, los distribuidores y los microgeneradores. Para alcanzar esta meta, en primer lugar, se presenta la situación de la generación y distribución eléctrica en los dos países. A continuación, se contrasta la legislación vigente para el funcionamiento de los sistemas de autoconsumo fotovoltaico. Los resultados del análisis presentan diferencias considerables, destacando la compensación de los excedentes, donde existe un mayor beneficio para el usuario final en la modalidad ecuatoriana, y una más estructurada legislación en la modalidad española. Finalmente, se desarrolla un análisis económico de los costes relacionados con el funcionamiento de los sistemas de autoconsumo en Ecuador y España.

**PALABRAS CLAVE:** Energía Solar, Autoconsumo Fotovoltaico, Eficiencia Energética, Generación y Distribución Eléctrica.

**ABSTRACT**

With the wide availability of information about self-consumption regulation in Ecuador and Spain, a comparative analysis will be developed, in order to identify guidelines to promote the performance of self-consumption and to reach and equilibrium between the state, utilities and prosumers. First, an outline of electrical generation and distribution will be presented. Then, normative for self-consumption will be compared. The results arising from analysis show important differences between the two countries, standing out the retribution of the surplus energy in Ecuador, and a more structured laws in Spain. Last of all, there will be presented an economic analysis of cost related with self-consumption.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Photovoltaic Self-consumption, Energy Efficiency, Electrical Energy Generation and Distribution.

## INTRODUCCIÓN

La generación fotovoltaica actualmente es la forma más barata de producir electricidad en países que gozan de un buen recurso solar. Entre estos países se encuentran Ecuador y España, donde las reformas legislativas han permitido que sea un mecanismo legal y viable que permite obtener importantes beneficios económicos y ambientales, tanto a nivel residencial, comercial e industrial. En estos escenarios, para el caso de España, la potencia fotovoltaica para autoconsumo ha tenido un crecimiento considerable en el 2019, con la instalación de 459 MW, duplicando la potencia que fue instalada en el año 2018. Se estima que aproximadamente el 90% de esta nueva potencia fotovoltaica se encuentra destinada para sistemas conectados a red y el otro 10% para sistemas aislados (UNEF, 2020).

Este mecanismo de generación fotovoltaica, permite solventar parcial o totalmente la demanda energética de los usuarios de una manera más activa; además de facultar una generación más solidaria con el medio ambiente, al evitar la emisión de gases de efecto invernadero en el proceso de producción eléctrica. El incremento de su implantación permite a los países involucrar a los micro generadores en su transición energética, también se considera la posibilidad de una competencia que permite una mayor flexibilidad en el sistema eléctrico. Estos beneficios que ya se han alcanzado en algunos países, y que en otros se están empezando a identificar, dependen directamente de una correcta legislación que permita su adecuado diseño e implementación. Es aquí, que aprovechando la disponibilidad de información tanto en el marco jurídico como técnico que se tiene de los países de Ecuador y España.

La evolución histórica del autoconsumo eléctrico está siendo muy rápida, con un gran protagonismo de la tecnología fotovoltaica, debido principalmente a su reducción de costes, para el 2019 presenta una reducción del 77% en comparación al año 2010 (UNEF, 2020). La mayoría de las nuevas instalaciones fotovoltaicas hoy en día se encuentran conectadas a los sistemas de red eléctrica, esto permite que su producción no necesite coincidir con el consumo local. Analizando el impacto que estas instalaciones puede llegar a tener en el comportamiento energético, particularmente el de los hogares, se puede considerar que se está empezando a tener una cultura de consumo, dónde mediante al análisis de los datos de consumo eléctrico los usuarios tiendan a reducir su consumo, o planificándolo para que su mayor demanda se produzca durante la generación fotovoltaica (Luthander 2015).

El RD 244/2019 actualmente vigente en España, incorpora un reglamento para establecer las condiciones de la conexión a la red de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, destacando por ejemplo: establecimiento de modalidades de autoconsumo, forma de compensación de excedentes, forma de acceso y conexión a la red, consolida la derogación del conocido “impuesto al sol” establecido en el RD 900/2015. En un contexto muy diferente, en Ecuador actualmente se encuentra vigente la Regulación ARCONEL 003/2018, donde por primera vez se establece una regulación para el funcionamiento de sistemas de autoconsumo fotovoltaico, además, actualmente se encuentra en desarrollo un nuevo Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE) que se desarrolla a partir de la publicación de Ley Orgánica de Eficiencia Energética, donde es posible que se establezcan indicadores proyectados a 2030 que contribuirán al seguimiento de la implementación de sistemas de autoconsumo. Para presentar un análisis adecuado de la temática, la presente investigación se ha estructurado para, en primer lugar presentar los escenarios actuales en cuanto a generación y distribución eléctrica que se tiene en cada país; a continuación, se repasa la evolución de la legislación que se ha generado para regularizar el proceso de instalación y funcionamiento de los sistemas de autoconsumo fotovoltaico; finalmente, se realiza un análisis de los factores económicos involucrados en los procesos.

## GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

La generación de energía eléctrica de un país se encuentra condicionada por muchos factores: económicos, sociales, geográficos, políticos, entre otros. Es así como, analizando la situación de los sistemas eléctricos de Ecuador y España destacan varias diferencias importantes que tienen una incidencia directa sobre el usuario final de cada país.

Para el caso de Ecuador, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) (Asamblea Nacional, 2015), conforma el sector eléctrico ecuatoriano en dos estructuras: institucional y empresarial de acuerdo con la información de la Tabla 1.

La energía entregada para el servicio público se encuentra conformada por diferentes tipos de energía, hasta diciembre de 2019 se estructuraba de la siguiente forma: hidráulica con 87,71%, biomasa con 0,69%, eólica con 0,32% biogás con 0,15%, fotovoltaica con 0,15%. En lo que corresponde al consumo de energía eléctrica, a finales del año anterior se conformaba por el consumo del sector “Residencial” que abarca el 30,79%, seguido por el consumo del sector “Industrial” con el 26,06%, el consumo del sector “Comercial” con 15,78%, alumbrado público con 5,56%, otros (no especificados) con 9,91% y finalmente con un 11,95% de pérdidas técnicas y no técnicas (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2020).

El panorama español es muy diferente, lleva ya más de dos décadas funcionando con un mercado liberalizado, que tuvo sus inicios en el año 1998. Años más tarde, en 2007, el sistema eléctrico español procedió a integrarse al sistema eléctrico portugués parte del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), lo que permitió formar parte del Mercado Interior de la Energía de la Unión Europea. El funcionamiento del sistema eléctrico se puede consolidar en cuatro componentes, en primer lugar, están las empresas generadoras, con fuentes de generación destacando la energía nuclear, de ciclo combinado, eólica e hidráulica; a continuación, se encuentra el componente de transporte que está a cargo de la Red Eléctrica de España (REE), después están las distribuidoras y finalmente las comercializadoras. El coste del kWh y la cantidad de energía eléctrica que se va a vender o a comprar se determina a partir de un punto de equilibrio entre la oferta y la demanda, para esto la REE en base a sus algoritmos de predicción puede establecer con un elevado porcentaje de exactitud la demanda para cada hora del día. A partir de la demanda prevista se realizan subastas con un sistema marginalista.

Tabla 1. Estructuras que conforman el sector eléctrico ecuatoriano

<b>Estructura Institucional</b>	
<b>Institución</b>	<b>Descripción/ Funciones</b>
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	Tiene entre sus funciones, elaborar planes de desarrollo y políticas sectoriales que permitan el aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos. Además, es el encargado de evaluar que la regulación y control se cumplan para estructurar un eficiente servicio público de energía eléctrica.
Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL	Es el organismo técnico administrativo encargado del ejercicio de la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final.
Operador Nacional de electricidad, CENACE	Actúa como operador técnico del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos, responsable del abastecimiento continuo de energía eléctrica al mínimo costo posible.
Institutos Especializados	El ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables al amparo del Código Orgánico de la Economía Social de los Conocimientos, Creatividad e Innovación, puede proponer al señor Presidente de la República, la creación de institutos especializados enfocados a la investigación científica y tecnológica, así como de innovación y desarrollo en energía renovable y eficiencia energética.
<b>Estructura Empresarial</b>	
<b>Institución</b>	<b>Descripción/ Funciones</b>
Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP	Es una entidad estatal que se encarga de la generación y transmisión de la energía eléctrica en el país. Agrupa a las empresas de generación termoeléctrica, hidroeléctrica y eólica de propiedad Estatal. Maneja 81% de capacidad instalada en generación y el 100 % de la transmisión.
Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP.	Empresa pública encargada de la Comercialización y la Distribución de la región Costa del país. Incorpora a diez empresas de comercialización y distribución. Atiende aproximadamente al 36% de los clientes a nivel nacional, y realiza la facturación del 32% de la energía.

Visualizando el comportamiento de la demanda energética que tiene cada país (véase figura 1 a)), se puede identificar que el consumo en España a partir del 2017 ha empezado un descenso, esto puede ir relacionado con diferentes factores, donde destacan: la disminución de consumo eléctrico por parte de las industrias, disminuyendo la tasa de retroceso interanual hasta el entorno del -4,8% (Red Eléctrica España, 2020); aumento de la eficiencia energética; y el incremento en la instalación sistemas de autoconsumo fotovoltaico, que para ese año alcanzó los 135 MW incrementándose en un 145% con relación al año anterior (55 MW en 2016), y alcanzando los 459 MW para el año 2019. Por otro lado, el consumo en Ecuador ha ido en aumento, pero las energías renovables se han estancado en un porcentaje donde a diciembre de 2019 la energía renovable representa un 78,19% del total de la producción de energía con 23 492,97 GWh, de esta producción se entregó para el servicio público 23 492,97 que representa el 89% del total de energía entregada (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2020).

Ecuador tiene una posición privilegiada desde el punto de vista geográfico y de recepción de la energía solar, dado que, la radiación incide de forma casi perpendicular en su superficie durante todo el año, lo cual no ocurre en otros lugares del planeta (Romero & Flores, 2019). Es por esto, que el Ecuador tiene relativamente una constante de insolación solar, aproximadamente presenta una irradiación solar anual de 1,786 kWh/m<sup>2</sup>, menor al obtenido en España que por ejemplo en la localidad de Madrid reporta un 2017,02 kWh/m<sup>2</sup> de irradiación anual (European Commission, 2020), los comportamientos de irradiación para el funcionamiento de sistemas fotovoltaicos por país presentan grandes diferencias a lo largo del año, como se puede visualizar en la Fig. 1 b).

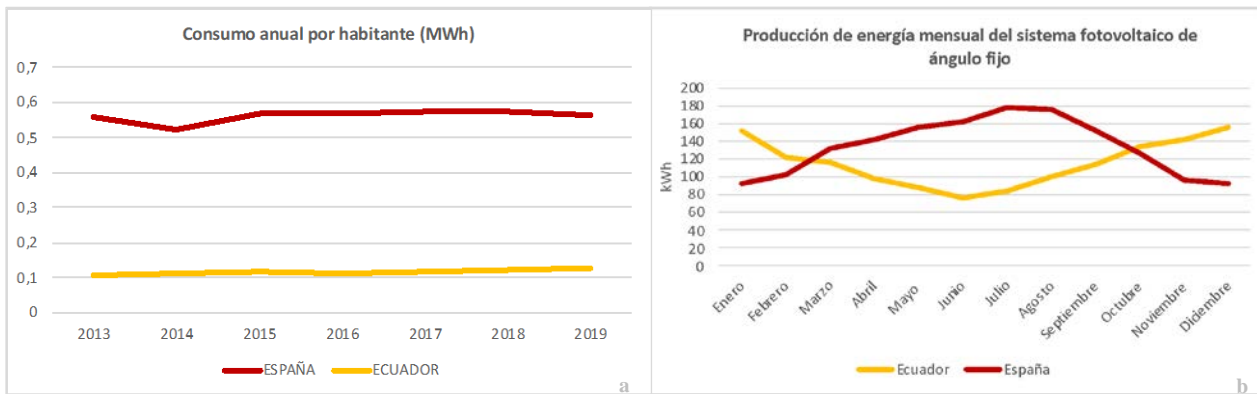


Fig. 1. a) Consumo anual aproximado por habitante. b) Producción de energía mensual del sistema fotovoltaico en España y Ecuador (European Commission, 2020).

### LEGISLACIÓN VIGENTE

El RD 244/2019 actualmente vigente en España, incorpora un reglamento para establecer las condiciones administrativas, técnicas y económicas de los sistemas de autoconsumo fotovoltaico; además, consolida la derogación del conocido “impuesto al sol” establecido en el RD 900/2015, y suprimido por el RD 15/2018. Por otro lado, en Ecuador, la legislación existente es muy joven, inició oficialmente en el año 2018 mediante la regulación ARCONEL/003/18, que establece las condiciones técnicas, comerciales y legales para que los usuarios puedan implementar instalaciones de generación fotovoltaica con un límite 500kW, esta regulación es consolidada mediante la entrada en vigor de la “Ley de Eficiencia Energética” publicada en marzo del 2019. Los resultados del análisis presentan diferencias considerables, sobre todo al momento de realizar la compensación de los excedentes, donde existe un mayor beneficio para el usuario final en la modalidad ecuatoriana, y una más estructurada legislación para el diseño e implementación de estos sistemas en la modalidad española.

En lo que corresponde a las competencias de los entes involucrados en el proceso técnico y legislativo de la generación, distribución y generación eléctrica, para el caso de Ecuador, su entorno legislativo se encuentra conformado por una estructura institucional que se presenta en la Tabla 1. Las instituciones más importantes del sector eléctrico son: (a) el Ministerio de Electricidad y Energías Renovable (MEER) se encarga de generar la política energética y es responsable del desarrollo de programas de energías renovables en el Ecuador; (b) la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) se encarga de regular aspectos técnico-económicos y operativos de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica; (c) la Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es la entidad encargada de la administración técnico y comercial del sector eléctrico mayorista del Ecuador, encargada del despacho de electricidad en el país.

En contraste, la regulación española para la instalación y funcionamiento de sistemas fotovoltaicos ha ido evolucionando a lo largo de los años con la publicación de diferentes normas que finalmente consolidaron el Real Decreto 244/2019 que se encuentra vigente en la actualidad. Esta legislación partió de la publicación del Real Decreto 1110/2007 que aprobó el “Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico”, a partir de este punto, varios decretos posteriores permitieron complementar la legislación vigente de acuerdo a la información que se presenta en la Tabla 2. Finalmente, el 5 de abril de 2019, se aprueba el nuevo Real Decreto 244/2019, que regula las condiciones del funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Este decreto, ha supuesto un gran impulso a las instalaciones fotovoltaicas en edificaciones.

Tabla 2. Desarrollo del Decreto Real vigente que regula el autoconsumo.

Decreto/Ley	Descripción
Real Decreto 1110/2007	Realiza la aprobación de un reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
Real Decreto 1699/2011	Establece la regulación de la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
Ley 24/2013	Establece las condiciones administrativas, económicas y técnicas de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica.
Real Decreto 1048/2013	Dispone la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
Real Decreto 900/2015	Determina a partir de la Ley 24/2013, la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
Real Decreto 15/2018	Presenta medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, destacando el reconocimiento del derecho a autoconsumir energía eléctrica sin cargos, es decir, se deja sin efecto al conocido “impuesto al sol”.
Real Decreto 244 2019	Prescribe las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

A continuación, se procede a realizar un análisis comparativo de la legislación vigente sobre la implementación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico en los países de España y Ecuador: Tabla 3.

Tabla 3. Análisis de legislación española y ecuatoriana referente al autoconsumo fotovoltaico.

ITEM	ESPAÑA	ECUADOR
Referencia	<b>Real Decreto 244/2019,</b>	<b>Regulación Nro. ARCONEL - 003/18,</b>
Fecha	05 de abril de 2019.	22 de octubre de 2018.
Entidad	Ministerio para la Transición Ecológica.	Agencia de Regulación y Control de Electricidad.
Definición	<b>Artículo 3,</b> “Se entenderá por autoconsumo, el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos”.	No se encuentra especificado en la regulación.
Modalidades de autoconsumo	<b>Artículo 4</b> 1. Autoconsumo sin excedentes. 2. Autoconsumo con excedentes 2.1. Acogidos a compensación. 2.2. No acogidos a compensación.	La regulación plantea una sola modalidad de autoconsumo, denominada: “Sistema de Microgeneración Fotovoltaica (uSFV)”.
Autoconsumo Colectivo	Sí. Grupo de consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proviene de instalaciones de producción próximas a las de consumo.	No habilita esta posibilidad, solo se permite el autoconsumo en la propia vivienda y/o edificación donde se encuentra instalado el sistema.
Renovación	Permanencia (en la modalidad de autoconsumo) de mínimo un año, prorrogable de forma automática.	Cumplidos los 20 años de funcionamiento, no se permitirá la renovación de este, y se debe proceder a la desconexión del uSFV.
Análisis para compensación	Autoconsumo con excedentes en las instalaciones con potencia inferior a 100 kW. Se habilita un mecanismo de compensación simplificada que consiste en un saldo en términos económicos de estos flujos energéticos. Además, la regulación no permite una facturación con saldo negativo, que pueda ser considerado en la emisión de la siguiente factura.	La empresa de distribución realizará el balance neto mensual de energía entregada y consumida por el consumidor con uSFV dentro de los 10 primeros días del siguiente mes. La energía entregada por el consumidor a la red de baja tensión se considerará como crédito de energía a favor del consumidor que se pasa al siguiente mes y así sucesivamente.
Período de reseteo de compensación	El periodo de reseteo será mensual, a partir de la emisión de la factura al mes correspondiente.	La regulación establece que el crédito de compensación por la energía entregada a la red eléctrica puede acumularse hasta por dos años, luego de este tiempo se resetea el

	No obstante, existe la posibilidad de vender el excedente a través de un representante en el mercado.	crédito a cero e inicia nuevamente el cálculo.
Requisitos de medida y gestión de la energía	- Para todos los tipos de sistemas de autoconsumo: se requiere de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera. - Para sistemas de autoconsumo compartido y sistemas de autoconsumo individual con excedentes no acogida a compensación se deberá contar adicionalmente con equipo de medida que registre la generación neta.	El distribuidor deberá seleccionar e instalar un “sistema de medición que tenga la capacidad de medir el flujo en ambos sentidos”.
Fallas en los dispositivos de monitoreo	No se establece en la regulación vigente.	Los apartados <b>15.2 y 16 del Capítulo III</b> , establecen que el consumidor debe notificar cualquier anomalía que observe en los equipos de medición en un plazo máximo de 24 horas. Posterior, la empresa de distribución dispone de hasta máximo 60 días para solucionar la falla en el equipo de medición.
Sistemas sin necesidad de permisos de acceso y conexión	El Real Decreto determina que los sistemas de producción inferiores a 15 kW, que se encuentren en suelo urbanizado, no requerirán el permiso de acceso y conexión para su funcionamiento. Adicionalmente, también estarán exentas las instalaciones que incorporen un dispositivo de antivertido.	Se establece que los consumidores de sistemas uSFV que son utilizados solo para autoconsumo no se encontrarán condicionados por las disposiciones de la regulación emitida.

Uno de los principales factores que influye en la penetración de los sistemas de autoconsumo, es el proceso de legalización de un sistema de autoconsumo fotovoltaico, es así como, para casos donde los procesos se vuelven complejos y extensos en tiempo, los posibles promotores pueden desistir de su implementación. Para el caso de Ecuador y España tenemos grandes diferencias en este aspecto, dado que mientras en Ecuador se tiene que gestionar con empresas públicas, en el caso de España se debe realizar trámites que involucran sectores privados y públicos (IDAE, 2019). Para analizar de mejor forma el proceso se ha elaborado un "time line" para cada país: Figs. 4 y 5.

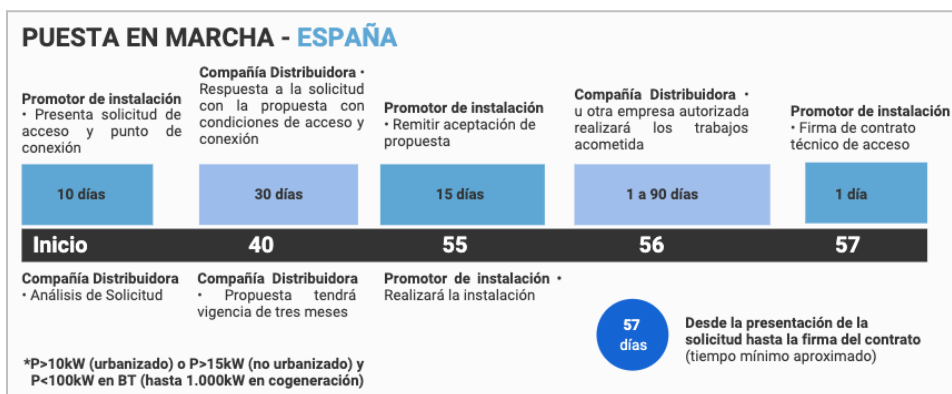


Fig. 3. Línea de tiempo de la duración del proceso de diseño y legalización de un sistema de autoconsumo en España.



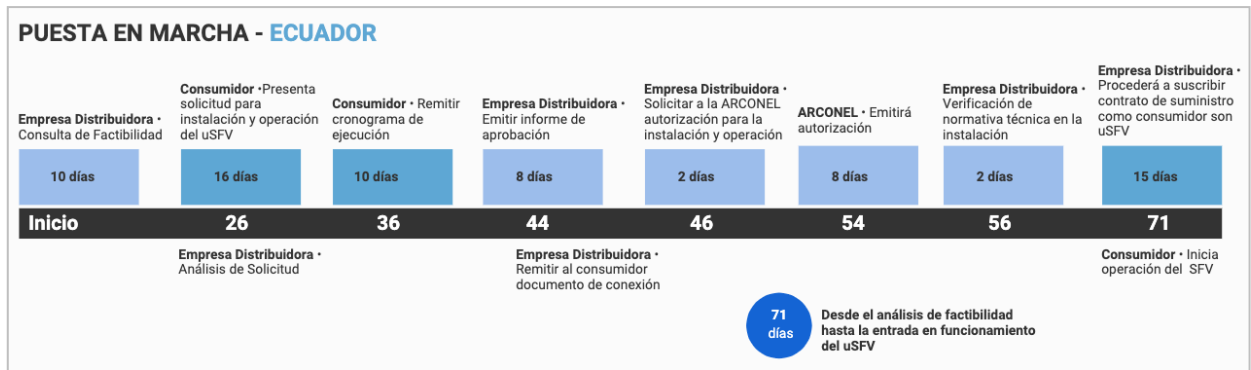


Fig. 4. Línea de tiempo de la duración del proceso de diseño y legalización de un sistema de autoconsumo en Ecuador.

### SITUACIÓN ECONÓMICA

Para entender la situación económica del sistema eléctrico en cada país y su evolución con respecto al autoconsumo, en primer lugar, procedemos a establecer los ítems considerados al momento de realizar la facturación eléctrica correspondiente.

En Ecuador, la facturación del servicio público se realiza mediante la suma de rubros que corresponden a: energía, potencia, pérdidas en transformadores, comercialización y penalización por bajo factor de potencia (ARCONEL, 2019).. Cada uno de estos ítems es variable de acuerdo con las características del consumidor. De manera general el coste que se debe cancelar (USD) se lo obtiene mediante la Ec. (1).

$$FSPEE = E + P + PIT + C + P_{BFP} \quad (1)$$

Donde:

$FSPEE =$  Factura por servicio público de energía eléctrica – USD

$E =$  Facturación de Energía – USD

$P =$  Facturación de Demanda – USD

$P =$  Facturación de Demanda – USD

$PIT =$  Pérdidas en transformadores – USD

$P_{BFP} =$  Penalización por bajo factor de potencia – USD

Para fijar estos valores, las empresas eléctricas establecen los montos de acuerdo a su entorno dónde se considera principalmente la población y su situación geográfica, es así que por ejemplo, la Empresa Eléctrica de Quito, capital del Ecuador y que abarca la ciudad con más densidad poblacional tiene los valores más bajos por energía eléctrica (USD/kWh), por otro lado, las empresas eléctricas de la Región Costa son las únicas que realizan presentan dos tablas de costes por la variación de su clima a lo largo del año (ARCONEL, 2019). Todos estos valores tienen una vigencia de un año comenzando desde el primer día de enero hasta el último día de diciembre, para el caso del sector residencial en el año 2020 los valores que se manejan en Ecuador son: Tabla: 4.

Tabla 4. Tarifas para el consumo eléctrico de baja y media tensión para el 2020 (Ecuador)

Empresa Eléctrica Quito S.A.			CNEL - Galápagos		
Rango de Consumo: Nivel de Voltaje	Energía: Bajo y Medio Voltaje (USD/kWh)	Comercialización (USD/Consumidor)	Rango de Consumo	Energía: Bajo y Medio Voltaje (USD/kWh)	Comercialización (USD/Consumidor)
1 – 100	0,078 - 0,081	1,414	1 – 100	0,091 - 0,093	1,414
101 – 200	0,083 - 0,097		101 – 200	0,095 - 0,097	
201 – 300	0,099 - 101		201 – 300	0,099 - 0,101	
300 – 500	0,103 - 0,105		300 – 500	0,103 - 0,105	
501 – 700	0,1285		501 – 700	*0,105/0,1285	
701 – 1500	0,1450 - 0,1709		701 – 1500	0,1450 - 0,1709	
1501 – 3500	0,2752 - 0,4360		1501 – 3500	0,2752 - 0,4360	
Superior	0,6812		Superior	0,6812	

\* diciembre a mayo el kWh tiene un valor de \$0,105; junio a noviembre el kWh tiene un valor de \$0,1285.

Año a año, el precio de la electricidad en España ha ido en aumento, esto ha presentado un gran problema para los consumidores, que con el pasar del tiempo van incrementando su necesidad energética para el desarrollo de sus

actividades cotidianas. Este panorama ha permitido que el mercado tenga un entorno más competitivo, es así como, actualmente existen cinco principales empresas comercializadoras de electricidad: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP y Compañías de luz Repsol. Estas empresas cumplen la función de generar, distribuir y comercializar la electricidad para todo el territorio español. En lo que corresponde a la distribución, es importante destacar que es establecida a partir de un concurso previo, realizado por el gobierno español, dónde actualmente lideran el mercado de distribución las empresas Iberdrola y Endesa. Esto se debe a que desde el 2014, se liberalizó el mercado de energía eléctrica, por lo que el precio del kWh paso a depender de la oferta y la demanda, a excepción que se desee contratar un valor fijo por su consumo. La facturación eléctrica se estructura por diversos parámetros que inciden en el valor final que se debe pagar, ya sea de manera mensual, bimensual o trimestral de acuerdo con la elección del consumidor. En primer lugar, se tienen la potencia eléctrica contratada; a continuación, se tiene el consumo que se basa en el precio del kWh que representará la cantidad de energía consumida por el cliente multiplicado por el valor correspondiente; adicionalmente se incluyen tres impuestos: (a) Tasa por el alquiler del contador eléctrico; (b) Impuesto sobre la Electricidad, fijado por el gobierno en el 5,11269632%, que se aplica al total de energía (potencia contratada y consumo); (c) IVA, aplicado por el gobierno y que representa un 21%.

Completando la información con respecto a la liberación del precio del kWh, actualmente existen diferentes costes de acuerdo con la elección del cliente final:

- Precio Voluntario al Pequeño Consumidor, es un precio regulado, vinculado al coste de la electricidad en el mercado mayorista, existiendo tres modalidades: 2.0 A sin discriminación horaria, 2.0 DHA con dos periodos de discriminación horaria, 2.0 DHS con dos periodos y orientada a la recarga de vehículo eléctrico (Red Eléctrica de España, 2020).
- Tarifa libre, el precio es fijado por las comercializadoras, el cliente tiene la libertad de escoger la oferta que se adapte a sus necesidades.
  - o Tarifa anual fija, el cliente negocia con la comercializadora, se pagará el mismo valor en cada una de las facturas.
  - o Tarifa por horas, el precio varía según la hora del día.
  - o Tarifa fija, el precio del kWh es fijo

Los resultados de instalaciones entre 10kW y 100kW en España dan como resultado para el LCOE valores comprendidos entre 7,9c€/y 4,5c€ para una producción anual en torno a 1400kWh/kW.

## ANÁLISIS

La información sobre el funcionamiento de la generación y distribución eléctrica en ambos países, presenta grandes diferencias, que inciden directamente en la viabilidad de instalaciones de autoconsumo; por ejemplo, mientras en Ecuador se manejan subsidios que varían en función del consumo mensual (300 kWh al mes equivale a 10,46 centavos de dólar por kWh), en España, por otro lado, la retribución varía en base a la licitación diaria establecida a partir de la proyección de consumo para el día siguiente (ESIOS).

Por otro lado, las normativas vigentes en ambos países presentan grandes similitudes, sobresaliendo la española, debido a su evolución a lo largo de los años (inicia en 2013 con la Ley 24/2013 (Gobierno de España, 2013)), mientras la ecuatoriana, es muy reciente (inicia en 2018 con la Regulación Nro. Arconel 003/18 (ARCONEL, 2018)). Entre los puntos claves en este análisis, se encuentra la forma de retribución para la energía entregada a la red eléctrica de baja/media tensión; en Ecuador se obtiene un saldo a favor por cada kWh entregado a la red, que será descontado del total de kWh consumidos de la misma red, sin ninguna condición adicional; en España, el panorama difiere, la retribución es monetaria, y varía en base a las zonas horarias en las que se realiza la entrega de energía a la red.

Finalmente, el análisis económico y funcional presentó varias similitudes y diferencias. Entre los aspectos más importantes tenemos: el coste de la energía fotovoltaica producida en Ecuador es de 0,065 USD/kWh tomando valores del sector privado para un sistema de 10kW; mientras, en España está en torno a 0,06€/kWh para un sistema del mismo tamaño, calculando el LCOE según K. Branker (Branker et al, 2011). Es importante considerar, que estos valores se contrastan con el valor del kWh que paga el usuario y permiten establecer el retorno y viabilidad económica de los sistemas fotovoltaicos. En este aspecto, las tarifas eléctricas en el Ecuador son establecidas y aprobadas por el directorio de la empresa pública ARCONEL, mediante la emisión del pliego tarifario el último mes de cada año, estas tarifas tiene una duración de un año calendario, iniciando del el primer día de enero hasta el último día de diciembre del siguiente año, adicionalmente se considera que el costo de la instalación y diseño es inferior al que existe en el mercado europeo. Por otro lado, el precio del kWh en España depende del mercado en el que el cliente tenga contratado el suministro eléctrico. Desde el año 2014, el precio del kWh del mercado regulado o precio de la luz por horas es establecido a través del mercado mayorista. El precio del kWh en el mercado libre, se encuentra definido por cada compañía, el cliente posee la capacidad de seleccionar con qué comercializadora contratar el suministro eléctrico.

## CONCLUSIONES

El análisis comparativo permitió identificar que existe una viabilidad técnico-económica para las instalaciones de autoconsumo en ambos países. Por un lado, en Ecuador, a pesar de tener costos elevados de compra de dispositivos para la instalación, presenta una viabilidad económica procedente del sistema de retribución por la energía entregada al sistema eléctrico, donde cada kWh entregado se resta del total del consumo de la planilla eléctrica del mes. En otro panorama, en España, se tiene costos muy inferiores de los dispositivos de instalación que se ven contrarrestados por el bajo precio del excedente, la viabilidad en este caso se da en el ahorro producido por el autoconsumo.

Las regulaciones vigentes permitieron identificar los parámetros fundamentales de su evolución, que les permitieron equilibrar un escenario donde, tanto los microgeneradores (hasta 100kWp), como los distribuidores de energía puedan obtener beneficios del funcionamiento de los sistemas de autoconsumo. Es así como, para las futuras actualizaciones en la normativa y legislación en Ecuador, se plantean sugerencias para mejorar su naciente regulación, donde, por ejemplo, aún no se considera sistemas de autoconsumo compartido, ni la variedad de modalidades de autoconsumo existente en España.

La viabilidad económica de los sistema de autoconsumo, se encuentra directamente relacionado con el coste del kWh, para el caso de España el precio de la luz en España se ha visto incrementado en un 50% durante los 10 últimos años, lo que ha permitido un escenario económico favorable para la implemmentación de sistema de autoconsumo. Por otro lado, el precio del kWh en Ecuador, plantea un escenario dónde, existe una viabilidad económica para usuarios que presentan un consumo alto de energía eléctrica.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su agradecimiento a la Fundación Memoria de D. Samuel Solórzano Barruso por la ayuda para la realización de este trabajo.

## REFERENCIAS

- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2020). Balance Nacional de Energía Eléctrica a diciembre 2019. Retrieved March 11, 2020, from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>
- ARCONEL. (2018). Regulación Nro. ARCONEL - OO3/18. 71. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/11/ARCONEL-003-18MICROGENERACION.pdf>
- ARCONEL. (2019). Pliego Tarifario Para Las Empresas Eléctricas de Distribución - Servicio Público de Energía Eléctrica.
- Asamblea Nacional de la República del Ecuador. (2015). Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. Registro Oficial, Quito.
- CNMC. (2020). Circular 3/2020. Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2020/01/24/pdfs/BOE-A-2020-1066.pdf>
- European Commission. (2020). JRC Photovoltaic Geographical Information System. Retrieved March 11, 2020, from [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP)
- Government of Spain. (2013). Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico. Boe, 310, 105198–105294. Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/27/pdfs/BOE-A-2013-13645.pdf>
- IDAE. (2019). Guía profesional de tramitación del autoconsumo. 2.1, 143. Retrieved from <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>
- K. Branker, M. J. M. Pathak, J. M. P. (2011). A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 15, 4470–4482. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>

Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., & Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*, 142, 80–94. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>

Ministerio de Industria, E. y T. (2015). Real Decreto 900/2015. Retrieved from <https://www.boe.es/buscar/pdf/2015/BOE-A-2015-10927-consolidado.pdf>

Ministerio para la Transición Ecológica. Real Decreto 244/2019. , Pub. L. No. Real Decreto 244/2019, 35674 (2019).

Red Eléctrica de España. (2020). Término de Facturación de Energía Activa del PVPC. Retrieved March 10, 2020, from <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>

Red Eléctrica España. (2020). Evolución sectorial de la demanda de electricidad en grandes consumidores - no73 enero 2020. Retrieved from [www.ree.es](http://www.ree.es)

Romero, J., & Flores, J. (2019). Estudio e implementación de un sistema de micro generación solar fotovoltaico para autoconsumo (caso de estudio considerando la regulación Nro. ARCONEL003/18). Universidad de Cuenca, Cuenca.

Tarifas Energía. (2020). Precio de la luz: Información y tarifas. Retrieved March 5, 2020, from <https://www.tarifasenergia.com/precio-de-la-luz/>

Unión Española Fotovoltaica. (2019). Informe anual 2019. El sector fotovoltaico impulsor de la transición energética. 126.

Unión Española Fotovoltaica. (2020, February 5). La nueva regulación permite el despliegue del autoconsumo en España – UNEF. Retrieved March 10, 2020, from <https://unef.es/2020/02/la-nueva-regulacion-permite-el-despliegue-del-autoconsumo-en-espana/>

**HOJA DE RUTA DE AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA DEL AYUNTAMIENTO DE MADRID****Martínez F.S.\*, Paule R.M.\*\*, Ferrando F.V.\*\*\***

Fundación Renovables, C/Pedro Heredia 8 2º Dcha, Madrid, 28028, (Comunidad de Madrid) España,  
[fundacion@fundacionrenovables.org](mailto:fundacion@fundacionrenovables.org)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.3.5161>

**RESUMEN**

El fin perseguido con el trabajo desarrollado es llegar a un escenario global de sostenibilidad energética para Madrid 2030, en el que el parque inmobiliario municipal llegue a ser 100% autosuficiente, abastecido por energías renovables y con cero emisiones. La presente Hoja de Ruta tiene un horizonte temporal hasta el año 2030 y presenta como objetivos generales: conseguir la autosuficiencia energética del parque inmobiliario municipal, lograr un suministro de energía 100% renovable y alcanzar emisiones cero en los edificios del Ayuntamiento de Madrid. La consecución de los objetivos de esta Hoja de Ruta requiere, obligatoriamente, considerar dos variables. Por un lado, la variable de la eficiencia energética, enmarcada dentro de un Escenario de Eficiencia 2030 (EE-2030). La segunda variable sería la autosuficiencia energética, enmarcada dentro de un Escenario de Autosuficiencia (EA-2030). Este escenario define la potencia necesaria y su ubicación para que todo el consumo energético de los edificios del parque inmobiliario municipal sea cubierto con instalaciones de generación de electricidad con fuentes renovables.

**PALABRAS CLAVE:** Hoja de Ruta, Eficiencia Energética, Autosuficiencia, Ayuntamiento, Madrid

**ABSTRACT**

The objective is to arrive at a global energy sustainability scenario for Madrid 2030, in which the municipal real estate park becomes 100% self-sufficient, supplied by renewable energy and with net zero emissions. This Roadmap has a time horizon to 2030 and its general objectives are: to achieve energy self-sufficiency in the municipal real estate stock, achieve a 100% renewable energy supply and zero emissions in buildings of Madrid City Council. The achievement of the objectives of this Roadmap requires, mandatorily, to consider two variables. On the one hand, the energy efficiency variable, within a 2030 Efficiency Scenario (EE-2030). The second variable would be energy self-sufficiency, within a Self-Sufficiency Scenario (EA-2030). This scenario defines the required power and location for the entire energy consumption of buildings of the municipal housing stock is covered with electricity generation facilities from renewable sources.

**KEY WORDS:** Roadmap, Energy Efficiency, Self-sufficiency, City Council, Madrid

## INTRODUCCIÓN

El Ayuntamiento de Madrid, en el marco de su política de sostenibilidad energética, considera clave avanzar hacia la autosuficiencia energética mediante la incorporación de sistemas de generación de energía eléctrica de origen renovable.

El presente artículo, reúne los puntos clave de la Hoja de Ruta hacia la Sostenibilidad Energética, resultado de la colaboración entre la Fundación Renovables y los servicios técnicos del Ayuntamiento, en el que se han identificado tanto las líneas de trabajo y actuaciones que hay que llevar a cabo, así como las necesidades organizativas y presupuestarias que hay que cubrir.

## OBJETIVOS

El fin perseguido con el trabajo desarrollado es llegar a un escenario global de sostenibilidad energética para Madrid 2030, en el que el parque inmobiliario municipal llegue a ser 100% autosuficiente, abastecido por energías renovables y con cero emisiones. Los objetivos para el año 2030 son los siguientes:

1. Conseguir la autosuficiencia energética del parque inmobiliario municipal.
2. Lograr un suministro de energía 100% renovable.
3. Alcanzar emisiones cero en los edificios del Ayuntamiento de Madrid.

La consecución de los objetivos de esta Hoja de Ruta requiere, obligatoriamente, considerar dos variables dentro del **escenario global de sostenibilidad energética para Madrid 2030**:

- La variable de la eficiencia energética, enmarcada dentro de un **Escenario de Eficiencia 2030 (EE-2030)**, ya que es condición indispensable disponer de un consumo energético eficiente para poder establecer un objetivo de sostenibilidad energética y de autosuficiencia. El principal objetivo es reducir el consumo de energía en un 50%.
- La variable de la autosuficiencia energética, enmarcada dentro de un **Escenario de Autosuficiencia (EA-2030)**. Este Escenario define la potencia necesaria y su ubicación para que todo el consumo energético de los edificios del parque inmobiliario municipal sea cubierto con instalaciones de generación de electricidad con fuentes renovables de energía instaladas en los propios edificios o instalaciones del Ayuntamiento.

## COMPORTAMIENTO ENERGÉTICO DEL PARQUE INMOBILIARIO MUNICIPAL

Se ha analizado el conjunto del parque inmobiliario municipal y sus consumos energéticos asociados. De esta evaluación se ha obtenido una caracterización energética de la situación actual que ha permitido detectar las principales ineficiencias existentes y caracterizar algunos de los comportamientos energéticos. El análisis de la situación actual ha sido la base para identificar actuaciones de mejora y ahorro en el comportamiento energético y establecer el objetivo.

Se han recopilado los datos de consumos de los tres suministros energéticos principales a lo largo de 2019 (electricidad, gas natural y gasóleo C), se ha recopilado y analizado la información disponible relativa a las superficies de edificios, auditorías energéticas realizadas y reparto de cargas existentes, estimando el comportamiento energético de aquellos edificios de los que no existía información suficiente disponible. A nivel global, los consumos energéticos, coste de los mismos y emisiones relacionadas en el año 2016 se reflejan en la **Tabla 1**:

Tabla 1. Consumos de energía total y por suministro, coste y emisiones. Año 2016.

	Año 2016		
	Consumos (kWh)	Coste (€)	Emisiones (kg CO <sub>2</sub> )
Electricidad	149.697.194	23.339.189	49.549.771
Gas Natural	177.096.899	9.324.535	44.628.419
Gasóleo C	19.530.877	1.027.414	2.148.396
Total	346.324.970	33.691.138	96.326.586

En primer lugar, y con el objeto de delimitar el alcance, se ha analizado la composición del parque inmobiliario municipal, su distribución por tipologías, y ubicación territorial en distritos, identificando 1.122 edificios entre los casi 1.600 edificios e instalaciones de los que dispone el Ayuntamiento.

Con objetivo de centrar el trabajo de análisis energético y posterior análisis del potencial fotovoltaico, se han seleccionado los 900 edificios con mayor consumo total de los 1.122, coincidiendo en parte con los edificios de los que se dispone de más información, tanto de consumos, suministros, como características; destacándose las instalaciones con consumos por debajo de los 5.000 kWh anuales, cuya aportación en valores absolutos es muy reducida.

En la **Tabla 2** se pone de manifiesto la representatividad de los 900 edificios identificados y seleccionados con respecto al consumo total contabilizado por el Ayuntamiento de Madrid durante 2016, al suponer el 95% de la demanda de energía

Tabla 2. Consumos de energía final totales y analizados de 2016. (kWh-año)

	Consumo total (kWh)	Consumo analizado (kWh)	%
Electricidad	149.697.194	140.506.825	94%
Gas Natural	177.096.899	170.431.150	96%
Gasóleo C	19.530.877	19.530.877	100%
Consumo total de energía final	346.324.970	330.468.852	95%

En la **Tabla 3** y **Tabla 4** se muestra, de forma resumida, el comportamiento y las características energéticas de las diferentes tipologías de edificios existentes. Estos resultados sirven para identificar las tipologías con mayor representación en cada una de las variables y parámetros analizados.

Tabla 3. Caracterización energética por tipología y suministros.

	Superficies (m <sup>2</sup> )	N.º Edificios	Electricidad (kWh)	Gas Natural (kWh)	Gasóleo C (kWh)	TOTAL (kWh)
Administrativo	14%	7%	25%	8%	0%	15%
Cultural	11%	12%	16%	9%	0%	11%
Deportivo	17%	16%	17%	25%	90%	25%
Educativo	39%	35%	13%	38%	6%	26%
Otros	4%	9%	7%	6%	<1%	6%
Seguridad	5%	6%	8%	4%	1%	5%
Servicios Sociales	10%	15%	13%	10%	2%	11%

Tabla 4. Caracterización energética por tipología y distribución de cargas.

	Iluminación (%)	Climatización (5)	ACS (%)	Equipos (%)
Administrativo	26%	48%	3%	22%
Cultural	19%	71%	4%	7%
Deportivo	11%	76%	10%	3%
Educativo	15%	78%	1%	5%
Otros	7%	81%	3%	8%
Seguridad	-	-	-	-
Servicios Sociales	15%	74%	3%	7%

El análisis de los datos permite identificar, por un lado, la importancia de las tipologías de Educativo y Deportivo en la contribución al consumo total municipal, ya que suponen el 51% de la demanda total y, por otra, el peso de la climatización en el consumo de cada edificio, siendo el consumo más importante en todas las tipologías, superando el 70%, excepto en Administrativo, que coincide con la tipología en la que más electrificada está la demanda de climatización.

Estos dos puntos definirán cual debe ser el objetivo de actuación prioritario en las políticas de sostenibilidad energética del Ayuntamiento, por lo que se deberán priorizar las medidas en climatización, al tener una mayor repercusión en el ahorro total y, en especial, en las tipologías menos electrificadas como Deportivo, Educativo y Servicios Sociales; y en especial sobre las cargas de climatización.

#### ESCENARIO EFICIENCIA 2030. EE-2030.

La consecución de los objetivos de la Hoja de Ruta 2030, exige la aplicación del Escenario de Eficiencia 2030 EE-2030, dirigido a la limitación de la demanda y a la reducción de los consumos energéticos. A partir del análisis de los consumos, estado y tipología del parque inmobiliario municipal se han ido identificando las principales medidas que mayor repercusión tienen sobre los consumos energéticos municipales. Para llevar a cabo con éxito el conjunto de actuaciones dirigidas a la reducción de los consumos energéticos es preciso una planificación energética global, en la que estén bien definidas las políticas y responsabilidades dentro de la compleja estructura municipal. Las herramientas básicas más idóneas para la planificación y ejecución de una planificación energética global municipal serán:

a) La implementación de un Sistema de Gestión Energética municipal (SGE) junto con, b) el desarrollo de las herramientas de gestión y análisis de los diferentes parámetros energéticos.

Estos sistemas y herramientas serán las piezas claves para llevar a cabo la planificación detallada, seguimiento y verificación del resto de actuaciones, además, de permitir una identificación en profundidad de los consumos, ineficiencias y mejoras a realizar.

Una vez se haya planificado la implantación de estas dos medidas principales, sistemas de gestión energética y herramientas de monitorización y análisis, se plantean las siguientes actuaciones sobre las diferentes cargas para definir el Escenario de Eficiencia Madrid 2030 EE2030:

- **Iluminación:** Automatización y sistemas de gestión de iluminación; Cambio a Led.
- **Climatización:** Implementación de políticas eficientes de climatización y configuración de espacios, despliegue de puestos y definición de áreas de trabajo; Mejora de la envolvente y cerramientos. (Rehabilitación energética); Electrificación de la demanda de climatización mediante la introducción de la tecnología de las Bombas de Calor reversibles; Mejoras de eficiencia en equipos obsoletos (bombas de calor y calefactores eléctricos).
- **ACS:** Electrificación de la demanda de ACS; Mejoras de eficiencia en equipos obsoletos (calentadores eléctricos); ACS Solar.
- **Otros y equipos:** Eliminación de consumos fantasma o “stand-by”; Mejora de la eficiencia de equipos.

Del análisis de las actuaciones propuestas y de la combinación de los ahorros se ha propuesto un Escenario Eficiencia 2030, que incluye como objetivo reducir la demanda de energía en un 50% en el parque de edificios actualmente disponible. En este sentido, bajo la hipótesis del EE2030 la demanda de los edificios del Ayuntamiento de Madrid pasaría de los 346 GWh, contabilizados en 2016 (electricidad, gas natural y gasóleo C), a un consumo de electricidad de 173 GWh en 2030.

El objetivo del Escenario de Eficiencia 2030 de un consumo anual estimado de 173 GWh se ha establecido en función de la situación actual, sin tener en cuenta las variaciones que puedan existir en el parque inmobiliario municipal. No obstante, el establecimiento por parte del Ayuntamiento del criterio de que los edificios de nueva construcción han de ser edificios de energía positiva no debería afectar al objetivo aquí establecido, ya que, en el peor de los casos, los edificios serían de consumo casi nulo y, por tanto, su aportación al conjunto debería ser mínima.

En la **Tabla 5** se presenta el escenario de ahorro sobre el consumo de energía final estimado. El resultado se ha obtenido analizando los potenciales de ahorro existentes en las diferentes cargas evaluadas, tanto por la electrificación de la demanda como por la utilización de las mejores tecnologías y buenas prácticas. Se muestra, asimismo, la distribución de las diferentes cargas en el escenario final, donde de nuevo la climatización vuelve a ser la carga más importante.

Tabla 5. Escenario de Eficiencia a 2030.

EE-2030	Iluminación	Climatización	ACS	Otros	Total
Reducción de consumo (%)	-45%	-55%	-60%	-10%	-50%
Participación de cada carga (%)	17%	64%	4%	15%	

En la **Tabla 6** se refleja la aplicación de las posibilidades de mejora en la eficiencia para las diferentes tipologías de edificios. Para aquellas de las que no se ha dispuesto de datos se ha establecido el escenario de ahorro global que se fijaba en el 50% lo que supondría reducir la demanda de energía de 331 GWh analizados a 166 GWh. Quedan pendientes de analizar los 16 GWh de edificios de pequeño tamaño o con falta de información para los que se han considerado las mismas prácticas de mejora que para el 95% analizado, obteniéndose el resultado final de reducción del 50% de los 346 GWh totales.

Tabla 6. Escenarios de Eficiencia por tipología a 2030.

	Consumo total actual (GWh)	Escenario ahorro 2030	Consumo total EE-2030 (GWh)
Administrativo	49	-43%	28
Cultural	38	-50%	19
Deportivo	84	-53%	39
Educativo	85	-51%	42
Otros	21	-51%	11
Seguridad	18	-50%	9
Servicios Sociales	36	-51%	18
Total Analizado	331	-50%	166
No Analizado	15	-50%	7
Total	346	-50%	173

Para la consecución del Escenario de Eficiencia Madrid 2030 es necesario, por tanto, limitar la demanda a la razonablemente necesaria. Para ello, por una parte, es imprescindible que existan unos hábitos de eficiencia energética y adecuar la instalación para que estas demanden lo mínimo necesario, eliminando ineficiencias y pérdidas. Por otra parte, la demanda de energía se ha de cubrir con equipos altamente eficientes lo cual se puede alcanzar a través de la electrificación de la demanda de climatización.



ESCENARIO DE AUTOSUFICIENCIA 2030. EA-2030.

Esta Hoja de Ruta propone, adicionalmente a las medidas de eficiencia energética, una apuesta clara por el aprovechamiento del potencial de la producción de energía eléctrica con energía solar fotovoltaica en las azoteas de los edificios municipales.

El desarrollo del Escenario de Autosuficiencia 2030 (EA-2030) se ha llevado a cabo una vez evaluado el esfuerzo del EE-2030 y obtenido el resultado de las necesidades de consumo en 2030 (173 GWh). La situación privilegiada de Madrid, en cuanto a niveles de irradiación solar (1.746 kWh/m<sup>2</sup>) (ver Anexo IV: Recurso solar en Madrid), favorece el aprovechamiento de su potencial fotovoltaico que se encuentra entre los más altos de las capitales europeas. Además, el desarrollo tecnológico de la fotovoltaica y la progresiva reducción de sus costes, la convierten en la tecnología óptima para su integración en edificios e instalaciones municipales.

Tabla 7. Valores de radiación global anual en Madrid. (Estimación a partir de datos de las estaciones terrestres).

Año tipo	P10	P90
1.746 kWh/m <sup>2</sup>	1.659 kWh/m <sup>2</sup>	1.800 kWh/m <sup>2</sup>

En el marco del proyecto se han evaluado los espacios disponibles en los edificios, principalmente azoteas y cubiertas. En total se ha conseguido identificar y contabilizar más de 1,2 millones de metros cuadrados de azoteas de los que, obviamente, no son todos aprovechables tanto por la configuración y acceso como por la existencia de sombras que limitan considerablemente la superficie disponible real.

En la **Tabla 8** se muestra todo el espacio aprovechable identificado en los 900 edificios municipales evaluados. Por una parte, se ha evaluado el espacio aprovechable en azoteas y cubiertas considerando no tener que realizar actuaciones complejas. A la superficie aprovechable de 600.000 m<sup>2</sup> se han añadido otros 100.000 m<sup>2</sup> por actuaciones en la rehabilitación de edificios y en el entorno de los 35.000 m<sup>2</sup> por la consideración de parte de las fachadas de los edificios analizados.

Tabla 8. Superficie aprovechable para sistemas de autoconsumo fotovoltaico en edificios municipales.

Espacios	Superficie aprovechable m <sup>2</sup>
Cubiertas y Azoteas	600.000
Rehabilitación	100.000
Fachadas	35.000
Total	735.000

Según las diferentes tipologías y diseños de las azoteas, cubiertas y fachadas se han evaluado distintos valores en cuanto a la potencia instalada por m<sup>2</sup> disponible según su orientación e inclinación.

Para la determinación del objetivo dentro del **EA-2030**, se han seleccionado diferentes valores para estimar el espacio necesario para la instalación de los sistemas fotovoltaicos. Además del espacio aprovechable estimado anteriormente, se ha evaluado el potencial fotovoltaico instalable en el conjunto de los edificios, tal como se muestra en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Estimación de potencia fotovoltaica instalable en edificios (autoconsumo).

	Cubiertas			Rehabilitación			Fachadas	Potencia total edificios (MWp)		
Superficie (m <sup>2</sup> )	600.000			100.000			35.000	730.000		
m <sup>2</sup> /kWp	15	10	6	15	10	6	6	15	10	6
Potencia FV (MWp)	40	60	100	7	10	17	5	52	75	122

En el planteamiento de este proyecto, con vistas a determinar la planificación de la instalación de sistemas fotovoltaicos, se ha optado por utilizar el valor de 10 m<sup>2</sup> /kWp atendiendo a la existencia de cubiertas inclinadas con necesidades de ocupación más bajas, la mejora de los sistemas y que los diseños han de optimizar el espacio para alcanzar la potencia necesaria para cubrir el máximo de los consumos asociados al edificio. En la **Tabla 10** se muestran las productividades tipo estimadas bajo unos criterios básicos de diseño.

Tabla 10. Productividades tipo según emplazamientos.

Emplazamientos	Productividades anuales (kWh/kWp)
Cubierta inclinada y azoteas óptimas	1.500-1.600
Azoteas planas	1.400
Fachadas	900-1.000

En la **Tabla 11** se recoge la evaluación de la producción fotovoltaica en función de la estimación de la potencia fotovoltaica instalable.

Tabla 11. Estimación de la producción fotovoltaica en edificios municipales.

Ocupación		Producción fotovoltaica en edificios municipales (MWh)		
		15 (m <sup>2</sup> /kWp)	10 (m <sup>2</sup> /kWp)	6 (m <sup>2</sup> /kWp)
	Potencia FV (MWp)	52	75	122
Productividad (kWh/kWp)	1.300	67.600	97.500	158.600
	1.400	72.800	105.000	170.800
	1.500	78.000	112.500	183.000

De este modo, ha sido posible determinar que la productividad media no se aleja de los 1.400 kWh/kWp si se mantienen unos criterios de elección del emplazamiento y de diseño adecuados, con un máximo de un 15% de pérdidas por orientación e inclinación, un límite de un 5% de pérdidas por sombreado y utilizando los mejores equipos que existen en el mercado (módulos fotovoltaicos con eficiencias por encima de 0,18 e inversores por encima de 0,98).

Bajo los diferentes criterios, anteriormente mencionados, se ha considerado como primer objetivo de potencia fotovoltaica a 2030 la instalación de 75 MWp en edificios municipales, lo que supondría generar 105.000 MWh/año y una cobertura del 61% de la demanda de electricidad prevista en 2030.

Alcanzar el objetivo de 100% de autosuficiencia en el EA-2030 sobre los 173 GWh de consumo previsto en el Escenario Eficiencia-2030, exige una potencia fotovoltaica instalada total de 124 MWp, lo que supone la necesidad de instalar además aproximadamente 49 MWp adicionales a los propuestos en los edificios analizados. Es necesario, por tanto, buscar emplazamientos adicionales para el cumplimiento del objetivo de 100% autosuficiencia.

Se han identificado otros espacios abiertos con potencial para la instalación de sistemas fotovoltaicos, que se encuentran, en algunos casos, dentro de la misma instalación o edificio, como patios, canchas, etc. y, en otras ocasiones, sobre instalaciones con consumos muy poco significativos o incluso inexistente, lo que supondría que habría que encuadrarlos en la categoría de generación conectada a las líneas de distribución.

- **Pérgolas y estructuras en espacios públicos**

Tipologías como Educativo y Deportivo, con grandes espacios abiertos debido a las pistas deportivas, son excelentes candidatas para el aprovechamiento de sus espacios abiertos mediante estructuras de sombra, pérgolas, etc. A modo de referencia, si se instalasen pérgolas de entre 10-20 m<sup>2</sup> en cada uno de los edificios de Educativo y Deportivo se conseguirían entre 4.500 y 9.000 m<sup>2</sup> adicionales, lo que solo significaría un 1% de superficie adicional a la hasta ahora estimada.

- **Aparcamientos disuasorios**

Dentro de los planes de movilidad sostenible que está llevando a cabo la ciudad de Madrid, se han planificado la construcción de 12 aparcamientos disuasorios en el extrarradio de la ciudad. En total suponen más de 100.000 m<sup>2</sup> de suelo, sobre los cuales podrían construirse cubiertas fotovoltaicas que, sin contabilizar los viales, supondrían 70.000 m<sup>2</sup>. Estos aparcamientos deberían llevar consigo la creación de infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos como un servicio más del propio Ayuntamiento que debería adoptar un posicionamiento como gestor de carga.

- **Instalaciones sobre suelo municipal**

Hay otros espacios municipales sin consumos o consumos no significativos asociados, aprovechables para la instalación de sistemas fotovoltaicos que, mediante la inyección a la red de distribución o a redes propias, puedan cubrir algunos consumos energéticos municipales y permitir adoptar un papel activo en materia energética al Ayuntamiento de Madrid. El Ayuntamiento cuenta con terrenos municipales dónde poder realizar grandes instalaciones fotovoltaicas sobre suelo. Gracias a esta medida se pueden cubrir otras necesidades energéticas como el alumbrado público exterior, la creciente implantación de los vehículos eléctricos o la demanda que no se pueda satisfacer mediante las instalaciones de autoconsumo. Las plantas de generación distribuida, además de garantizar la autosuficiencia del propio Ayuntamiento, pueden servir para avanzar en la consideración de la energía como un servicio público de acceso universal y al Ayuntamiento en un agente activo que ayude a mitigar la pobreza energética de los ciudadanos de Madrid.

En la **Tabla 12** se ha realizado un primer análisis del potencial y de las necesidades de superficie y potencia de otros espacios diferentes al de los propios edificios e instalaciones municipales, que podría servir para alcanzar el objetivo deseado del 100% de autosuficiencia.

Tabla 12. Potencial fotovoltaico en otros espacios.

	Superficie identificada (m <sup>2</sup> )	Potencia fotovoltaica (MWp)	Producción fotovoltaica (GWh)
Aparcamientos disuasorios	70.000	11	17
	Potencia fotovoltaica (MWp)	Producción fotovoltaica (GWh)	Superficie necesaria (m <sup>2</sup> )
Suelo municipal	45	68	540.000
Zonas Verdes	45	68	270.000
Otros espacios públicos	49	68	294.000

El objetivo del 100% de autosuficiencia por tanto que cubra los 173 GWh del escenario EE-2030, solo será posible si se consigue la instalación de aproximadamente 124 MWp, de los que 75 MWp se incorporarían en azoteas de edificios del Consistorio y para los 49 MWp restantes deberá encontrarse una combinación adecuada del aprovechamiento de los diferentes espacios municipales que se han identificado, al margen de los propios edificios municipales, mediante el aprovechamiento de todo o parte del espacio identificado en los aparcamientos disuasorios planeados y el de otros espacios municipales como pueden ser plantas de generación en terrenos del Ayuntamiento, instalaciones pérgolas y estructuras de doble uso en zonas verdes y otros espacios públicos.

La potencia total instalable en edificios cubriría las necesidades en diferente medida dependiendo de su uso. En la **Tabla 13** se muestra la potencia por tipología de edificio y la cobertura dentro del **EE-2030**.

Tabla 13. Escenario de Autosuficiencia por tipologías y total del EA-2030 y cobertura dentro del EE-2030.

	Potencia Fotovoltaica (MW)	Producción Fotovoltaica (MWh)	Cobertura EE 2030
Administrativo	5,4	7.570	26%
Cultural	6,6	9.269	46%
Deportivo	16,2	22.779	57%
Educativo	33,2	46.636	108%
Otros	3,0	4.042	34%
Seguridad	3,4	4.689	47%
Servicios Sociales	7,2	10.015	53%
Total Autoconsumo	75	105.000	61%
Necesidades de Generación fotovoltaica distribuida	49	68.000	39%
Total Autosuficiencia	124	173.000	100%

El Escenario de Autosuficiencia EA-2030 aúna el esfuerzo sobre los propios edificios hasta alcanzar una cobertura del 61%, junto con el apoyo de plantas de generación distribuidas en otros espacios municipales (suelo, zonas verdes, aparcamientos, etc.) que aportarían el 39% restante.

Tabla 14. Cobertura fotovoltaica escenarios 2016-2030.

	Escenario 2016	Escenario 2030
Consumo Total (GWh)	346	173
Cobertura fotovoltaica autoconsumo	30%	61%
Cobertura generación distribuida	70%	39%

## CONCLUSIONES: EL FUTURO ENERGÉTICO DE MADRID

A lo largo del proyecto y dentro del Escenario Global de Sostenibilidad Energética para Madrid 2030 se han definido dos escenarios de actuación en esta Hoja de Ruta:

- ✓ Escenario Eficiencia EE-2030.
- ✓ Escenario Autosuficiencia EA-2030.

Llevar a cabo la implantación del escenario global de Sostenibilidad Energética exige superar las barreras identificadas actualmente, entre las que cabe destacar:

- a) Aunque ya existe un sistema centralizado de información que permita conocer los consumos de los edificios municipales y algunas variables y parámetros energéticos. Aun no es posible determinar los indicadores energéticos necesarios para evaluar el comportamiento de los diferentes edificios e instalaciones, ni las medidas de mejora en eficiencia. En este sentido el compromiso del Plan A sobre la creación de una plataforma abierta de consumos en edificios municipales y la inclusión del 80% de los consumos para 2020 es un paso en esta dirección.
- b) Inexistencia de un plan coordinado de actuación sobre la autosuficiencia energética del Ayuntamiento. Se necesitan objetivos concretos a corto, medio y largo plazo, asumidos por todos. Esta Hoja de Ruta es un buen primer paso en este sentido.
- c) Difusa identificación de las responsabilidades existentes cuando ha de gestionarse la variable energética. Se necesita por tanto identificar las responsabilidades, unificarlas para mejorar coordinación funcional y más recursos humanos y técnicos, que podrían, por ejemplo, proporcionarse desde la aprobada Comisión Municipal de Eficiencia Energética y Energías Renovables del Plan A (Plan de Calidad del Aire y Cambio Climático) o desde una entidad específica.

De acuerdo con lo anterior, sería preciso adoptar medidas en dos ámbitos básicos:

- a) El modelo organizativo municipal. Al margen del desarrollo de las iniciativas puntuales y globales, es preciso que dicho modelo sea más flexible y ejecutivo. Actualmente el Ayuntamiento de Madrid tiene una estructura de toma de decisiones y de responsabilidades muy atomizada, tanto por la necesaria participación de las distintas Áreas de Gobierno, como por la intervención de los Distritos que, en ocasiones, pueden dificultar la operativa de forma que una iniciativa puede ser desarrollada por diferentes vías. Con independencia del origen de las iniciativas, el Ayuntamiento de Madrid debe centralizar el control y coordinación del desarrollo del EE-2030 y del EA-2030, tanto de su puesta en marcha como de la gestión de producciones y su seguimiento (O&M).
- b) Las herramientas de gestión de la información. En este sentido, se considera imprescindible:
  - 1) La implantación de un sistema de gestión energética a nivel municipal (SGE): Mediante un SGE es posible conocer e identificar las necesidades, actuar sobre ellas y medir los resultados. Es el primer paso fundamental para eliminar demandas innecesarias y proponer mejoras en la eficiencia.

2) La puesta a disposición de herramientas TIC para gestionar consumos y generación: Estas herramientas son recursos imprescindibles para la correcta puesta en marcha y el éxito de gran parte de las actuaciones propuestas: a) Sistema de gestión documental e información. b) Monitorización y análisis de consumos. c) Monitorización, análisis y precisión de la producción de los sistemas de generación.

La puesta en marcha del EA-2030 supone un cambio cualitativo y cuantitativo en lo que respecta al papel del Ayuntamiento desde una posición, como la actual, de consumidor a una de productor/consumidor y, al mismo tiempo, una reflexión sobre cuál debe ser la evolución lógica que el Ayuntamiento debe adoptar no solo como usuario sino como soporte administrativo de las necesidades energéticas de la ciudadanía.

Aunque el Plan A y los compromisos adquiridos a través de la iniciativa ciudadana Madrid 100% Sostenible, han avanzado en las propuestas encaminadas a revertir estas deficiencias, el Ayuntamiento debe dar un paso adelante en la definición de la organización que le permita cumplir su nuevo rol de consumidor y productor de energía y gestionar en el futuro la energía como agente único. Este rol incluiría el papel como autoconsumidor de la energía generada en el mismo punto de consumo, como productor de energías renovables de plantas conectadas a red y de los excedentes de autoconsumo, y como consumidor de energía a través de las redes de distribución. En esta situación, el Ayuntamiento puede optar por estrategias simplificadas, comprando y vendiendo a empresas comercializadoras o estableciendo su propia estructura para actuar en el mercado como un agente más, e incluso, utilizar esa estructura para garantizar la energía como un servicio básico y para que los habitantes de la ciudad puedan actuar sin trabas como consumidores y productores. Se plantean de este modo interrogantes como el de crear una comercializadora propia y si esta debe trabajar solo para los consumos del Ayuntamiento o también para prestar servicios a los habitantes de Madrid.

Otros temas que deberán ser definidos son la consideración o no de la electricidad como servicio público que cubra las necesidades de colectivos vulnerables, la actuación sobre la digitalización de las redes y el refuerzo de las mismas para que estas puedan acoger las relaciones de intercambio entre iguales P2P o la remunicipalización de activos y cometidos que ahora están en manos del sector privado. Madrid tiene un compromiso con la ciudadanía para hacer de la ciudad un ejemplo de comportamiento sostenible y responsable con el medio ambiente. En esta Hoja de Ruta se pone de manifiesto que es posible alcanzar un escenario de autosuficiencia energética y con emisiones cero, si bien, para alcanzarlo es preciso el máximo compromiso de la Dirección y la participación y coordinación de todos los agentes.

## REFERENCIAS

Estudio completo: <https://fundacionrenovables.org/wp-content/uploads/2018/09/20171219-HOJA-DE-RUTA-AYTO.-MADRID-Documento-Final.pdf>

## ¿CÓMO MEDIR LAS ACTUACIONES URBANAS PARA LA DESCARBONIZACIÓN DE LAS CIUDADES? APLICABILIDAD DEL ÍNDICE DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA URBANA EN LOS BARRIOS.

**María José Márquez Ballesteros\*, Llanos Mora López\*\*, Mariano Sidrach-de-Cardona\*\*\***

\* Dpto. de Arte y Arquitectura. Universidad de Málaga. 29071 Málaga (España) [mjmárquez@uma.es](mailto:mjmárquez@uma.es)

\*\* Dpto. de Lenguajes y Ciencias de la Computación. Universidad de Málaga. 29071 Málaga (España)  
[llanos@uma.es](mailto:llanos@uma.es)

\*\*\*Dpto. de Física Aplicada II. Universidad de Málaga. 29071 Málaga (España)  
[msidrach@uma.es](mailto:msidrach@uma.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.3.5162>

### RESUMEN/RESUMO

En este trabajo se recoge la experiencia desarrollada con el índice de sostenibilidad energética urbana para las ciudades de Barcelona y Málaga (Márquez-Ballesteros et al, 2019), planteando nuevas vías de trabajo en su aplicabilidad. Se parte de la premisa de que la unidad mínima de actuación, en cuanto a la sostenibilidad energética deberían ser los barrios. La escala urbana de un distrito hace posible las actuaciones globales, desde edificios hasta actuaciones en el espacio público, pasando por aquellas que tienen que ver con la producción local fotovoltaica o la movilidad sostenible, con el máximo acercamiento a los vecinos y vecinas que deberían estar en el centro de toda actuación de mejora. Por lo tanto, las actuaciones en la ciudad barrio a barrio pueden ser una herramienta muy útil en el avance de la sostenibilidad energética. El poder utilizar una herramienta como el índice de sostenibilidad energética urbana para evaluar las actuaciones realizadas en un barrio es un elemento clave para detectar desequilibrios en la ciudad y a su vez acercar la realidad energética a los ciudadanos.

**PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE:** sostenibilidad energética urbana, medición de acciones en barrios, calidad de vida desde la descarbonización.

### ABSTRACT

This work collects all the experience developed with the urban energy sustainability index for the cities of Barcelona and Malaga (Márquez-Ballesteros et al, 2019), proposing new ways of working in its applicability. We start with the premise that the minimum unit of action, in terms of energy sustainability, should be the neighbourhoods. The urban scale of a district makes global measures possible, from buildings to interventions in public space, through those that have to do with local photovoltaic production or sustainable mobility, with the maximum approach to the citizens who should be at the centre of any improvement action. Therefore, interventions in the city neighbourhood by neighbourhood can be a useful tool in the advancement of energy sustainability. The urban energy sustainability index can be used as a tool to evaluate the actions carried out in a neighbourhood and to detect imbalances in the city and finally, bring the energy reality closer to citizens.

**KEYWORDS:** Urban energy sustainability, measuring actions in neighbourhoods, improving quality of life with low carbon energy.

## INTRODUCCIÓN

Los compromisos globales para la mitigación de los efectos del cambio climático son necesarios para que los estados se posicionen respecto a los objetivos presentes y futuros. Sin embargo, muchos de estos compromisos no fijan acciones ni estrategias concretas, sino hojas de rutas generales en las que no se establecen metodologías objetivas para la medición del cumplimiento de los hitos futuros.

Atendiendo a la consolidación de las zonas urbanizadas como grandes polos de concentración de población, consumo de recursos y en particular, foco de emisiones, en las políticas de mitigación del cambio climático las ciudades se convierten en escenarios claves en los que plantear estrategias que contribuyan a los retos mundiales de sostenibilidad. Las actuaciones en las ciudades pueden ser clave en los objetivos de sostenibilidad global, además de contribuir en gran parte a equilibrar el desarrollo local y la eficiencia en el uso de los recursos naturales.

Además, las estrategias para la sostenibilidad energética en las ciudades pueden definir acciones concretas acercando a los ciudadanos sus efectos positivos. Al operar de esta manera, se pueden incorporar las políticas estatales a la cotidianidad de la vida urbana, haciendo que los vecinos sean agentes activos en la consecución de objetivos globales. Desde esta perspectiva de acercamiento máximo a las acciones concretas en las ciudades, las que son aplicables a la realidad de los barrios son las que tienen mayor incorporación a los hábitos de los ciudadanos.

Partiendo de la metodología establecida en el Índice de Sostenibilidad Energética Urbana (Márquez-Ballesteros et al, 2019) se estudia la aplicabilidad de éste a la realidad concreta de un barrio y se establecen los posibles ajustes a una escala menor que la de una ciudad completa, así como la necesaria actualización de objetivos internacionales.

## ANTECEDENTES

Desde la labor de promover el desarrollo sostenible de Naciones Unidas se reconoce explícitamente el protagonismo del vector energético. En particular el año 2012 se declaró como el Año Internacional de la Energía Sostenible para todos (ONU, 2012). La ONU se refiere al concepto de energía sostenible, como aquella energía que se produce y se usa de forma que se apoye a largo plazo el desarrollo humano en el ámbito social, económico y ecológico. Por lo tanto, la energía tiene un papel clave en la consecución de objetivos de desarrollo sostenible (ONU, 2015), y le corresponde un papel destacado dentro del sistema urbano. El uso que se dé a los recursos energéticos condiciona directamente el desarrollo de una ciudad y su futuro.

Por este motivo el apoyo a la sostenibilidad energética en el entorno urbano hará que la ciudad sea más justa socialmente, más limpia y saludable, e incluso más sostenible en cuanto al desarrollo económico. Desde esta perspectiva se hace necesario establecer medidas claras para la mejora de la sostenibilidad energética urbana, pero al mismo tiempo, tener herramientas que sean capaces de medir los logros alcanzados.

Si se quiere medir la sostenibilidad energética de las ciudades, es necesario conocer cómo son los flujos de energía, cuál es su uso final, así como sus consecuencias en el medioambiente urbano. Además, debe de poner en relieve la trascendencia de la energía en la consecución de objetivos internacionales para la sostenibilidad global del planeta, atendiendo a los retos temporales establecidos.

### COMPLEJIDAD de los ÍNDICES habituales.

Cuando se estudia las metodologías aplicadas a la mejora de la eficiencia energética en ciudades y a la sostenibilidad en general, nos encontramos todo tipo de índices y de indicadores.

Sin embargo, en la mayoría de los casos se trata de formulaciones complejas y difícilmente entendibles de una manera intuitiva. Evidentemente muchos son los factores que influyen en la eficiencia energética y en sostenibilidad de una región, están interrelacionados unos con otros, pero es necesario determinar aquellos que de una manera precisa nos llevan a la mejora del sistema.

El análisis de una serie de índices existentes en cuanto a energía y a la sostenibilidad (Márquez-Ballesteros et al, 2019) determina que no existe ninguno que se centre únicamente en la sostenibilidad energética urbana. Existen aproximaciones parciales, algunos aplicados a países y no a ciudades, y otros en los que la parte energética se trata de forma superficial y no central.

Por otro lado, muchos de los índices de sostenibilidad ponen en relación demasiado conceptos medidos por indicadores muy dispares, produciéndose en muchos casos confusión en los resultados, duplicidad de medidas y falta de criterios en las operaciones entre ellos para llegar a una evaluación final (Márquez-Ballesteros et al, 2019).

El objetivo principal del uso de indicadores y su agregación para la obtención de un índice no debe ser una medida estática y de simple posicionamiento, debería ser una herramienta para evaluar los procesos, que ayude a implementar objetivos de carácter internacional en cuanto a la calidad y la gestión energética de la ciudad.

En conclusión, los indicadores deben ser a la vez capaces de evaluar el uso final de la energía, sus fuentes y sus consecuencias, y por otro lado ser capaces de evaluar las medidas que responden a los retos de sostenibilidad internacionales, de tal manera que cada indicador esté seleccionado con una clara función de evaluar un aspecto importante de la sostenibilidad energética urbana, sin existir duplicidades de medidas innecesarias, que sólo aportaría imprecisiones.

¿Qué es el ÍNDICE de SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA URBANA?

Ante la necesidad de establecer horizontes de actuación y medición de los avances generados, y de la repercusión de las medidas adoptadas, es necesario establecer una metodología clara y sencilla. En este sentido se diseña el Índice de Sostenibilidad Energética Urbano - Urban Energy Sustainability Index (UESI)- (Márquez-Ballesteros et al, 2019). Como ya se ha desarrollado en el epígrafe anterior, es necesario encontrar una metodología concisa, que opere con los indicadores estrictamente necesarios para desarrollar un sistema de evaluación claro.

Los sistemas urbanos requieren para mantener su funcionamiento una entrada de materiales y energía que obtienen de la explotación de otros sistemas en la naturaleza. Los flujos de recursos, materiales, bienes y energía, circulan desde cualquier parte del mundo hasta los sistemas urbanos, cada uno con su propio flujo de distribución y gestión interior. Una vez utilizados y transformados dentro del modelo urbano los residuos y procesados generan unos flujos exógenos que pueden impactar tanto en el ámbito local como en lugares más alejados. En concreto, las ciudades son grandes consumidoras de energía generada en su gran mayoría lejos de las mismas, por lo que se desplazan los problemas medioambientales asociados a su producción y transporte al territorio exterior.

Este sistema de flujos denominado metabolismo urbano, tiene una componente muy destacada en cuanto a la energía y su repercusión medioambiental, por ello considerar la dimensión energética es clave para analizar la sostenibilidad del sistema ciudad.

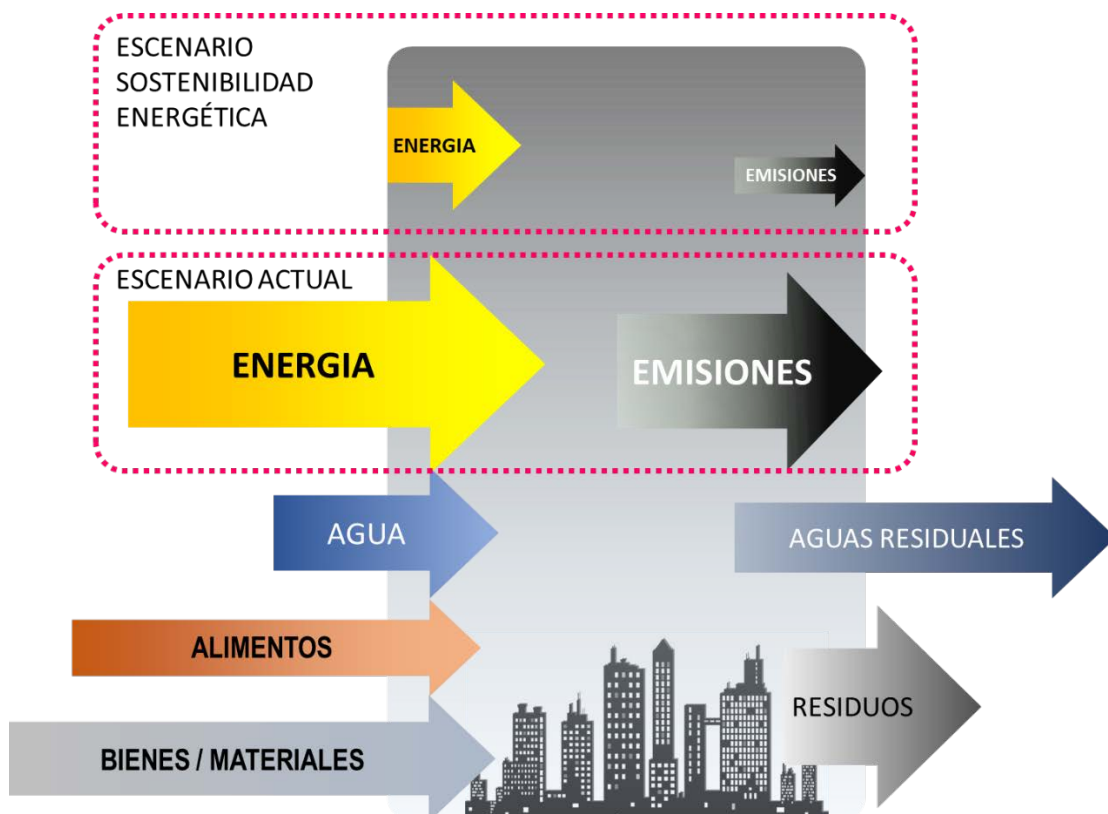


Fig. 1. Esquema de metabolismo urbano y los distintos escenarios – actual y sostenible- del vector energético.

Por otro lado, es necesario incorporar los compromisos y objetivos internacionales de reducción de emisiones, eficiencia energética e incorporación de energías de origen renovable en el metabolismo urbano. Por lo tanto, la metodología para la elaboración de un sistema de medición, debe partir de la elección de indicadores, lo que se recoge en la figura 2.

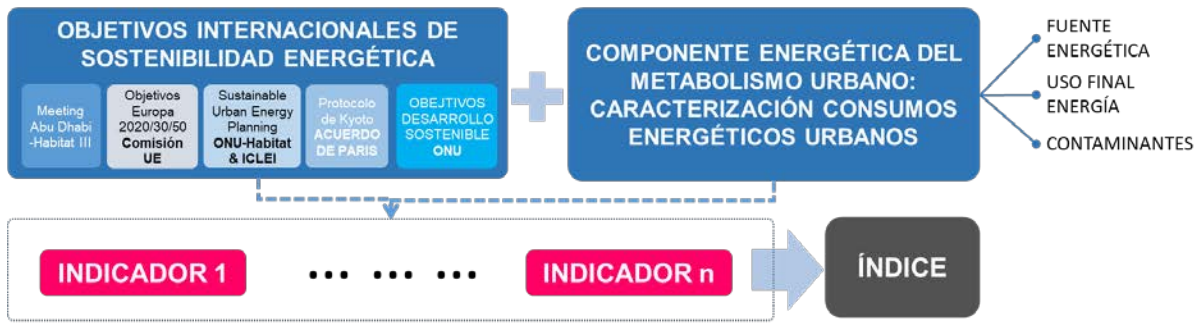


Fig. 2. Metodología para la obtención de indicadores que componen el índice de sostenibilidad energética urbana (Márquez-Ballesteros et al, 2019).

Esta metodología para la obtención de los indicadores que componen el índice, hace que se puedan dividir en categorías diferenciadas, Aquellos que tienen que ver con el metabolismo urbano en su dimensión energética, aportan los datos del balance del uso final de la energía en la ciudad y la contaminación asociada a ella. Por lo tanto, son indicadores que nos miden los consumos desagregados en el sistema ciudad, identificando las fuentes energéticas para así tener constancia de las emisiones equivalentes asociadas. Por otro lado, la elección de objetivos internacionales que cumplir, como por ejemplo la mejora de la eficiencia energética y el aumento de energías renovables en consumo, determinan ciertos indicadores que miden acciones de mejora que se producen en la ciudad para su consecución. Por último, el índice se completa con ciertos indicadores que aun siendo externos al funcionamiento de la ciudad y que escapan de las políticas locales, sí que pueden mejorar la sostenibilidad mediante acciones concretas, incluso las de iniciativa ciudadana, como puede ser la contratación de comercializadores 100% renovables o el reciclaje.

Finalmente, la estructura del índice en cuanto a la elección de los indicadores, se estructura en aquellos que responden a los usos finales de la energía y los contaminantes, los que tienen que ver con instrumentos que mejoran la eficiencia del sistema y aquellos indicadores que están fuera del contorno ciudad.

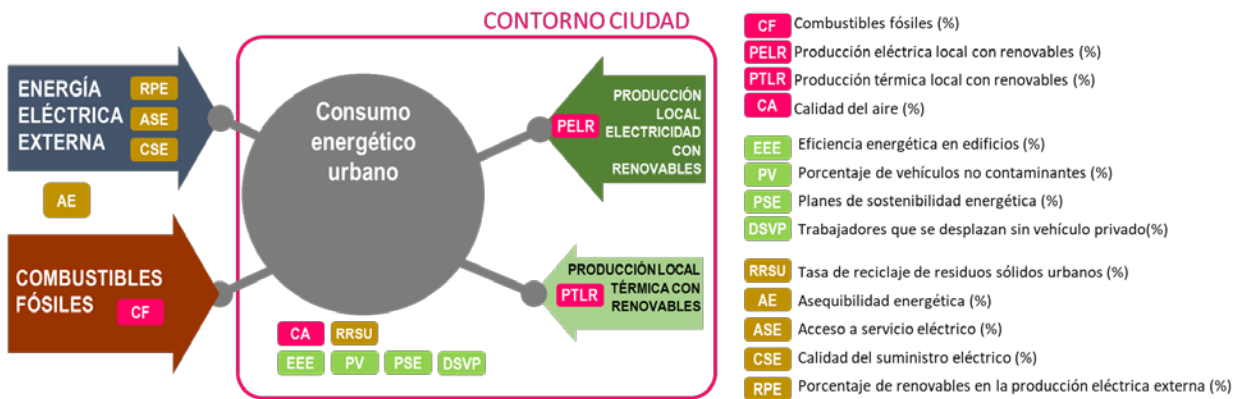


Fig. 3. Estructura de indicadores en el índice de sostenibilidad energética urbana.

### APORTACIONES del ÍNDICE de SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA URBANA

El índice de sostenibilidad energético urbano se implementa en dos ciudades pilotos, Málaga y Barcelona, para así comprobar la evolución que experimenta cada una de ellas desde el año 2008 al 2013. Además de los datos de las ciudades piloto se evalúa una ciudad virtual según los objetivos de sostenibilidad disponibles internacionalmente. De esta manera, se puede comprobar la respuesta que da el índice a la previsible evolución de las ciudades y se dota al índice de unos valores de referencia ((Márquez-Ballesteros et al, 2019).

El valor ideal del índice debe ser 100, lo que supone el cumplimiento de todos los objetivos de sostenibilidad energética. Sin embargo, a corto y medio plazo es imposible que alguna ciudad pueda llegar al 100 de valor del índice final. Incluso con el cumplimiento de los objetivos marcados para 2050 no se obtiene la calificación del 100 % del índice, ya que los objetivos mencionados son valores mínimos a cumplir en determinados años, no máximos.

A nivel internacional, los objetivos planteados por la Comisión Europea son los más detallados, por lo que son los utilizados como valores de referencia para una ciudad ideal en los escenarios temporales 2020, 2030 y 2050.



Los resultados contemplados para las dos ciudades piloto seleccionadas han sido relativamente bajos y dan un fiel reflejo de la escasa sostenibilidad energética de ambas, dejando suficiente recorrido para la mejora.

Se comprueba que el índice se comporta de forma deseable si se aplican los valores marcados como objetivos para la CE u otros organismos internacionales para los años 2020, 2030 y 2050. El valor del índice iría del casi 50 para el año 2020 hasta valores próximos al 90 para ciudades que cumplan con los objetivos marcados para 2050.

Observando los resultados y las conclusiones que aporta el índice de sostenibilidad energética para ciudades cabe la pregunta de si es posible reducir el contorno de aplicación al ámbito de un barrio, para así poder evaluar por sectores la sostenibilidad energética de la ciudad.

El índice es una herramienta de evaluación porque ha sido formulado de una manera práctica y accesible, por lo que es sencillo tomar conciencia del papel activo de todos los agentes en la sostenibilidad energética de una ciudad. Por lo tanto, puede convertirse en una herramienta no solo de evaluación sino también de aprendizaje global, para poder demostrar que ciertas acciones simples asociadas a unos indicadores muy precisos pueden mejorar la habitabilidad en la ciudad, y por consiguiente en los barrios.

### ESTUDIO de la ADAPTABILIDAD DEL ÍNDICE A LAS ACTUACIONES EN LOS BARRIOS.

En el ámbito de la energía, el urbanismo ecológico plantea que los barrios deben transformarse de meros consumidores de energía, a generadores de energías renovables, combinando acciones de ahorro y eficiencia (Rueda, 2013). La generación en consumo es una de las claves para mejorar el metabolismo de la ciudad, en cuanto a la energía generada y consumida. Por otro lado, el sistema de transporte de una ciudad es uno de los mayores sectores consumidores de energía, por lo tanto, la mejora en la eficiencia del mismo garantiza la mejora de los flujos energéticos. En este caso, además, la alta dependencia de combustibles fósiles en este sector es uno de los principales motivos de producción de contaminantes en la ciudad, afectando gravemente a la calidad del aire y a la salud de las personas. Sin embargo, el modelo actual de estructura física de la mayoría de las ciudades es un modelo extenso en el que la dependencia del vehículo privado es muy alta. La electrificación de la flota de vehículos no es la solución única, ya que introduce grandes desigualdades económicas e introduce nuevos problemas de generación de residuos. La electrificación debe ir acompañada con medidas que incentiven el uso de la bicicleta o similares, y de los desplazamientos caminando.

Todas estas acciones de mejora de la sostenibilidad energética en las ciudades, pueden suponer un cambio en la habitabilidad urbana cuando se concentran en actuaciones de revitalización de barrios.

Para evaluar las medidas utilizando la metodología planteada en el índice de sostenibilidad energética urbana, necesitan ser adaptadas a la realidad de contorno de un barrio, no sólo en la idoneidad de los indicadores, sino también en la propia obtención de los datos.

#### ¿Qué se quiere MEDIR? IDONEIDAD de INDICADORES.

En este epígrafe se parte de cada uno de los indicadores definidos en el índice y se analiza su posible traslado a la realidad de un barrio. En el cálculo final del índice se sigue la misma estructura que la de aplicación a ciudades, en cuanto a pesos relativos y normalización. En este apartado sólo se revisan los distintos indicadores que forman parte del índice y la potencial adaptabilidad al entorno y condicionantes de un barrio.

Tabla 1. Adaptabilidad de los indicadores del índice de sostenibilidad energética urbano a los barrios.

INDICADOR DEFINIDO EN EL ÍNDICE APLICADO A CIUDADES	ADAPTACIONES O CONSIDERACIONES PARA SU APLICABILIDAD EN BARRIOS
COMBUSTIBLES FÓSILES – CF. Mide el porcentaje de la energía final de la ciudad que proviene de combustibles fósiles.	Este indicador es trasladable al estudio de un barrio, conociendo los datos de consumo energético de viviendas, terciario, administración y transporte privado.
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA LOCAL CON RENOVABLES – PELR. Porcentaje de producción local de electricidad con renovables respecto al consumo final total de energía eléctrica.	Este indicador es trasladable al estudio de un barrio, cuantificando las instalaciones fotovoltaicas instaladas en el área.
PRODUCCIÓN TÉRMICA LOCAL CON RENOVABLES – PTLR. Porcentaje de producción local de energía térmica con renovables respecto al consumo final total de energía no eléctrica.	Este indicador es trasladable al estudio de un barrio, conociendo las instalaciones térmicas instaladas.
CALIDAD DEL AIRE - CA. Mide la calidad del aire respecto a los valores máximos permitidos por la Organización Mundial de la Salud (2005) y la Unión Europea (2008),	La calidad del aire es muy improbable que pueda medirse en el área en la actualidad. En las ciudades suele haber pocas estaciones de medida

<p>respecto a los principales contaminantes, como son el monóxido de carbono (CO), el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>, NO y NO<sub>2</sub>) y las partículas primarias. Se recogen los límites que se establecen para media anuales ya que las medias diarias pueden estar relacionadas con un episodio concreto o situaciones puntuales no representativas. Se escoge el valor límite más restrictivo de entre los dos documentos consultados.</p>	<p>de la calidad del aire, por lo que habría que remitirse a los datos de la más cercana. Debería ser obligatorio tener una estación de medición por barrio.</p>
<p><b>EDIFICIOS CON ALTA CALIFICACIÓN ENERGÉTICA – EEE.</b> Porcentaje de edificios/inmuebles que tienen la máxima calificación energética respecto al total evaluado.</p>	<p>Este indicador es directamente trasladable a la realidad de un barrio.</p>
<p><b>PORCENTAJE DE VEHÍCULOS NO CONTAMINANTES – PV.</b> Este indicador mide el porcentaje de vehículos no contaminantes respecto al volumen total de vehículos. Se considera vehículos no contaminantes aquellos que no emiten ningún tipo de contaminante como los eléctricos; no se tienen en cuenta los híbridos.</p>	<p>Este indicador es fácilmente trasladable a la realidad de un barrio.</p>
<p><b>PLANES DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA URBANA – PSE.</b> Número de planes que incorporan aspectos para la sostenibilidad energética urbana y que cuentan con soporte económico (presupuesto propio, ayudas, subvenciones o exención de tasas) en las áreas de renovables, rehabilitación de edificios, calidad del aire, movilidad sostenible, pobreza energética y concienciación.</p>	<p>Este indicador no es trasladable a la realidad de un barrio, habría que asumir el dato municipal. Normalmente este tipo de planificación se hace a nivel urbano, por lo que sería un dato común a todos los barrios.</p>
<p><b>TRABAJADORES QUE SE DESPLAZAN SIN VEHÍCULO PRIVADO – DSVP.</b> Mide el porcentaje de personas que van al trabajo en medios distintos del vehículo privado.</p>	<p>Este indicador es trasladable a la realidad de un barrio, incluso se podrían obtener datos más reales respecto a los de distribución modal general que suelen aparecer en los Planes de Movilidad.</p>
<p><b>TASA DE RECICLAJE DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS – RRSU.</b> Porcentaje de los residuos sólidos urbanos que son reciclados respecto al total.</p>	<p>Este dato no es fácilmente trasladable a un barrio. Dependerá de la empresa de recogida y tratamiento de residuos, y a la desagregación de los datos. Es probable que se asuma el global de la ciudad.</p>
<p><b>ASEQUIBILIDAD ENERGÉTICA – AE.</b> Porcentaje de la renta media utilizado para pagar los gastos energéticos de la vivienda. Se ha tomado como límite máximo el 10% de la renta familiar neta disponible, como recoge la Asociación de Ciencias Ambientales en sus informes sobre pobreza energética (ACA, 2012).</p>	<p>Este indicador puede ser trasladable a la realidad de un barrio, mediante obtención de datos por barrios en cuanto a las rentas familiar neta.</p>
<p><b>ACCESO A SUMINISTRO ELÉCTRICO – ASE.</b> Porcentaje de la población con acceso al suministro eléctrico.</p>	<p>Este indicador se anuló en la versión final del índice pues se consideró que el acceso en todo el territorio urbano en España era de 100%. Sin embargo sería interesante estudiar si reincorporarlo si en algunos barrios más vulnerables aparecen viviendas sin suministro oficial.</p>
<p><b>CALIDAD SUMINISTRO ELÉCTRICO - CSE.</b> Se mide la calidad del suministro en función de los cortes (número y duración), estableciendo como límites los establecidos legalmente por el RD 1955/2000 para zona urbana, que son de 2h para el TIEPI y 4 interrupciones para el NIEPI.</p>	<p>Este dato no es fácilmente trasladable a un barrio. Dependerá de la empresa distribuidora y de la desagregación de los datos. Normalmente se dan los datos provinciales diferenciando los entornos rurales de los urbanos, por lo que habría que asumir el global de ciudad.</p>
<p><b>RENOVABLES EN LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EXTERNA – RPE.</b> Porcentaje de la energía eléctrica externa que es producida por renovables.</p>	<p>Este indicador puede ser fácilmente trasladable a la realidad de un barrio, estudiando las comercializadoras que suministran a los vecinos y viendo sus porcentajes de renovables.</p>

ACCESO A DATOS. Principales BARRERAS y OPORTUNIDADES.

La aplicación del índice de sostenibilidad energética urbana a los límites de un barrio, introduce grandes retos en cuanto a la obtención de los datos necesarios para cada uno de los indicadores. Como se ha podido comprobar en el epígrafe anterior algunos datos son imposibles de obtener de manera desagregada porque no existen. Es el caso de los medidores de la calidad del aire. La aplicación del índice en los barrios sería una gran oportunidad para instalar estaciones en cada uno de los sectores y distritos. Mientras que no exista estos elementos de medición es necesario asimilar los de la estación más cercana, aunque ésta se sitúe a varios kilómetros de distancia.

Por el contrario, el acceso a determinados datos desagregados gracias a la colaboración de vecinos, administración y empresas del barrio puede suponer una fuente de información que no se obtiene de otra manera. En el proyecto Barrios Zero como germen de ciudades sin emisiones (Márquez-Ballesteros et al, 2017), se obtuvieron los datos de consumos energéticos de los hogares y los comercios. Gracias a la presentación de una encuesta y de distintas reuniones con el tejido asociativo del barrio Sixto y Cortijo Vallejo en Málaga, se recogen datos reales sobre los consumos de las familias y del sector terciario. Para la obtención de estos datos es necesario activar los proyectos en los barrios, con el apoyo de la administración, intentando trasladar la sostenibilidad energética a la ciudadanía. Igualmente, es relativamente fácil obtener datos de encuestas sobre gastos energéticos, hábitos de desplazamiento al trabajo, renta neta, instalaciones de energía renovables y vehículos eléctricos.

Otro dato muy interesante de obtener es el origen de la energía eléctrica externa al barrio. Este indicador puede ser fácilmente trasladable a la realidad de un barrio, estudiando las comercializadoras que suministran a los vecinos y viendo sus porcentajes de renovables.

Respecto a los datos de calificación energética de los edificios e inmuebles, se podría acceder a los informes de evaluación del edificio (IEE) que determina la Ley 8/2013 (Jefatura del Estado, 2013) se puede saber la calificación energética de los mismos, que tiene que tener las comunidades de propietario con antigüedades superiores a 50 años. De aquellos inmuebles que no se han visto obligados a emitir los IEE no podemos obtener la calificación energética. Los registros de las evaluaciones energéticas suelen ser competencia de las comunidades autónomas y están desagregados por barrios.

Por último, existen otros datos que deben ser los correspondientes a la totalidad del municipio ya que no están desagregados por barrios ni distritos.

En esta tabla resumen se recogen los indicadores y la desagregación y obtención de datos. Aquellos que se pueden desagregar por barrios u obtener de fuentes directas son los que aportaran mayor información sobre el comportamiento energético del barrio. Se han señalado en verde en la tabla.

Tabla 2. Origen de datos para los indicadores aplicados a los barrios.

INDICADOR DEFINIDO EN EL ÍNDICE	POSIBLE ORIGEN DE LOS DATOS
COMBUSTIBLES FÓSILES – CF.	ENCUESTA
PROD. ELÉCTRICA LOCAL CON RENOVABLES–PELR.	TRABAJO DE CAMPO/ENCUESTA
PRODUCCIÓN TÉRMICA LOCAL CON RENOVABLES – PTLR.	TRABAJO DE CAMPO/ENCUESTA
CALIDAD DEL AIRE - CA. M	GLOBAL CIUDAD/ OTRO LUGAR
EDIFICIOS CON ALTA CALIFICACIÓN ENERGÉTICA – EEE.	TRABAJO DE CAMPO/ENCUESTA
PORCENTAJE DE VEHÍCULOS NO CONTAMINANTES – PV.	ENCUESTA
PLANES DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA URBANA – PSE.	GLOBAL CIUDAD
TRABAJADORES QUE SE DESPLAZAN SIN VEHÍCULO PRIVADO – DSVP.	ENCUESTA
TASA DE RECICLAJE DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS – RRSU.	GLOBAL CIUDAD
ASEQUIBILIDAD ENERGÉTICA – AE.	ENCUESTA
ACCESO A SUMINISTRO ELÉCTRICO – ASE.	TRABAJO DE CAMPO/ENCUESTA
CALIDAD SUMINISTRO ELÉCTRICO - CSE.	GLOBAL CIUDAD
RENOVABLES EN LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EXTERNA – RPE.	ENCUESTA

Como podemos observar un 70 % de los datos son particulares para barrios y se podrían obtener mediante proyectos de actuaciones en los distritos, campañas divulgativas y talleres promovidos por la administración y por proyectos de investigación académicos. Sólo el 30% de los datos son los mismo que se obtiene de la ciudad, aunque dentro de ellos existen diferencias. Sólo los planes de sostenibilidad son difícilmente elementos que se distingan barrio a barrio, sería necesario hacer modificaciones si se quiere distinguir entre las distintas áreas de la ciudad enfocando el indicador quizá a aquellos barrios que han recibido algún tipo de ayuda, financiación para efectuar mejoras energéticas.

Los otros indicadores que trasladarían el dato de ciudad no sería necesario adaptarlos si se tuvieran medios para obtener datos desagregados; en el caso de la calidad del aire, como ya se ha mencionado sería aconsejable tener estaciones de medición en todos los barrios de una ciudad. El dato de la tasa de reciclaje sería aconsejable que la empresa encargada de la recogida y tratamiento de basuras pudiera gestionar y suministrar. Esto implicaría un gran

esfuerzo, pero saber las tasas de reciclaje por barrios es un dato muy útil. Igualmente, en cuanto a la calidad del suministro eléctrico se dependería de la empresa distribuidora que facilitara los datos desagregados.

#### CONCLUSIONES. VISIBILIDAD DE RESULTADOS.

La adaptabilidad del índice de sostenibilidad energética aplicado a los barrios es factible sin grandes modificaciones respecto al aplicable a la ciudad. Como ya se ha observado el acceso a los datos es el mayor problema, ya que en muchos casos es muy dificultoso acceder a datos abiertos municipales, y mucho más es encontrarlos tan desagregados. Sin embargo, se ha observado que el acercamiento a un barrio puede suministrar datos de consumo y hábitos reales, ya sea a través de proyectos o de jornadas/talleres. La aplicación del índice antes y después de cualquier plan de revitalización y rehabilitación de un barrio sería una forma muy útil de evaluar las mejoras.

Por último, sería muy necesario el mapeado de la ciudad en cuanto a los resultados obtenidos aplicando el índice barrio a barrio, ya que se podrían observar las diferencias y desigualdades entre las distintas áreas, en función de los distintos indicadores, e incluso observar cómo un barrio tras algunas acciones de mejora cambia de puntuación.

#### REFERENCIAS

Asociación de Ciencias Ambientales – ACA (2012). Informe sobre pobreza energética en España. ACA, Madrid.

Márquez-Ballesteros et al (2017). Barrios zero como germen de ciudades sin emisiones. Fundación Renovables – FER. <https://fundacionrenovables.org/wp-content/uploads/2019/12/Proyecto-Barrios-Zero-como-germen-de-ciudades-sin-emisiones.pdf>

Jefatura del Estado. (2013). Ley de Rehabilitación, Regeneración y Renovación urbanas (Ley 3R). Madrid.

Marquez-Ballesteros, M., Mora-López, L., Lloret-Gallego, P., Sumper, A., & Sidrach-de-Cardona, M. (2019). Measuring urban energy sustainability and its application to two Spanish cities: Malaga and Barcelona. *Sustainable Cities and Society*, 45, 335–347. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.10.044>

Naciones Unidas – ONU (2012). Energía sostenible para todos.

[www.un.org/es/events/sustainableenergyforall/help.shtml](http://www.un.org/es/events/sustainableenergyforall/help.shtml)

Naciones Unidas – ONU (2015). Objetivos de desarrollo sostenible.

[www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible](http://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible)

Organización Mundial de la Salud - OMS (2005) Directrices sobre la Calidad del Aire.

Parlamento Europeo y del Consejo (2008) Directiva 2008/50/CE de 21 de junio de 2008, relativa a la calidad del aire ambiente y a una atmósfera más limpia en Europa.

Rueda, S. (2013). El urbanismo ecológico. *Revista digital - Territorio, Urbanismo, Sostenibilidad, Paisaje, Diseño urbano*. Departamento de Urbanística y Ordenación del Territorio. UPM.

[http://urban-e.aq.upm.es/pdf/El\\_Urbanismo\\_Ecologico.pdf](http://urban-e.aq.upm.es/pdf/El_Urbanismo_Ecologico.pdf)

**HOJA DE RUTA PARA LA ESTRATEGIA ENERGÉTICA DE VALENCIA 2020-2030****Martínez F.S.\*, Paule R.M.\*\*, Ferrando F.V.\*\*\***

Fundación Renovables, C/Pedro Heredia 8 2º Dcha, Madrid, 28028, (Comunidad de Madrid) España,  
[fundacion@fundacionrenovables.org](mailto:fundacion@fundacionrenovables.org)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.3.5163>

**RESUMEN**

La Hoja de Ruta para la estrategia energética de Valencia 2020-2030 reúne el análisis de los consumos energéticos de la ciudad de Valencia, y su evolución, identificando la distribución de estos, por fuentes energéticas y sectores, de tal forma que nos permita focalizar las actuaciones en aquellos puntos donde mayores necesidades existen. Se ha compartido el grado de consecución de objetivos marcados con anterioridad con el fin de ver la situación actual respecto a ellos y que de esta forma sirvan de referencia para establecer las líneas de actuación y ver en cuáles se deben realizar especial esfuerzo. Así, una vez realizado el diagnóstico de la situación energética de la ciudad, se ha procedido a definir las diferentes líneas de actuación y planes de implementación que se deben tomar, para cumplir nuevos objetivos e ir un paso más allá de estos en la transición energética de la ciudad y la lucha contra el Cambio Climático. Dichas propuestas a seguir en la Hoja de Ruta 2030, inciden en la reducción de emisiones y ahorro energético, la rehabilitación urbana, la autosuficiencia y la electrificación de la demanda.

**PALABRAS CLAVE:** Hoja de Ruta, Valencia, Electrificación, Autoconsumo, Rehabilitación, Emisiones

**ABSTRACT**

The energy strategy roadmap of Valencia 2020-2030 gathers the analysis of the energy consumption of the city, and its evolution, identifying the distribution by energy sources and sectors, in such a way that allows us to focus actions on those points where the greatest needs exist. The degree of achievement of previously set objectives has been shared in order to see the current situation regarding them and to serve as a reference to establish the lines of action and see in which a special effort should be made. Once the diagnosis of the energy situation has been carried out, the different lines of action and implementation plans that must be taken have been defined to meet new objectives and go one step further in the energy transition of the city and the fight against climate change.

**KEY WORDS:** Roadmap, Valencia, Electrification, Self-consumption, Rehabilitation, Emissions

## INTRODUCCIÓN

En la Hoja de Ruta para la estrategia energética de Valencia 2020-2030 se marca la senda necesaria para conseguir una transición energética sostenible y real. Se destaca la necesidad de actuar en la ciudad de forma global, como escenario principal de este cambio de modelo energético, con propuestas en la configuración urbanística, como la recuperación del barrio como espacio de convivencia, o la transformación de la movilidad y, por supuesto, la consecución de la autosuficiencia energética, trabajando en la rehabilitación y el autoconsumo.

La propuesta política energética de la Fundación Renovables tiene como preludeo la reivindicación de los valores y principios que enmarcan nuestra actuación y que parten de que la energía es un derecho de la ciudadanía, un bien básico, un atributo público que debe prevalecer sobre los intereses económicos que se mueven a su alrededor. La meta es la de conseguir, en 2050, una ciudad sostenible, autosuficiente, libre de emisiones y descarbonizada, para lo cual debemos empezar a trabajar por la próxima década, con un primer horizonte en 2030, marcando un punto de inflexión en la forma en la que nos relacionamos con la energía. Los tres pilares básicos en los que centrar las actuaciones a acometer son, la reducción de emisiones, la electrificación de la demanda y la penetración de renovables.

Toda hoja de ruta para alcanzar la sostenibilidad debe comenzar con un análisis energético de la ciudad pues permite conocer la situación de partida, algo esencial a la hora de realizar una planificación estratégica, marcar los objetivo, plazos y revisiones de cada uno de los ámbitos de desarrollo sostenible urbano.

## DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO

Para la realización del diagnóstico energético se ha recopilado toda la información que el Ayuntamiento de Valencia ha facilitado, además de recabar datos de anuarios y planes como el *Plan de Movilidad Urbana Sostenible* o el *Plan General de Organización Urbana*, entre otros. También se ha realizado una revisión del diagnóstico energético de la ciudad de Valencia elaborado en el marco del *Plan de Acción para el Clima y la Energía Sostenible (PACES)*, con el fin de conocer la situación actual de la ciudad, identificando aquellos indicadores que nos permitan evaluar correctamente la evolución de las actuaciones actuales y definir los objetivos necesarios y alcanzables en el marco de esta Hoja de Ruta. Se han analizado la evolución de los consumos energéticos, su distribución por tipos de fuentes y los diferentes ámbitos en los que se producen, con el objetivo de focalizar las actuaciones en aquellos puntos en los que hay mayores necesidades. **El alcance de este diagnóstico ha abarcado desde el año 2007 hasta el año 2016**, evaluando el progreso respecto a los objetivos planteados para el año 2020. Estos objetivos son resultado de la adhesión de la ciudad al Pacto de los Alcaldes y Alcaldesas, adquiriendo el compromiso principal de una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> de un 20%, además de otros dos secundarios como son la reducción de un 20% del consumo y la consecución de que el 20% de la demanda de energía final de la ciudad sea satisfecha por energías renovables. Los resultados del análisis se recogen en la **Tabla 1** y muestran, que en el año 2016 se ha conseguido una **reducción de emisiones del 28%, superando el objetivo para 2020, y de un 18% en el consumo, muy cercano al de 2020**. Sin embargo, el alcance de **la producción de energías renovables a nivel local es prácticamente inexistente (0,1%)**, por lo que es clave centrar los esfuerzos en este objetivo en la próxima década.

Tabla 1. Grado de consecución de los objetivos para 2020 y 2030, evaluados en 2016.

Evaluación de objetivos	Año de referencia 2007	Año de control 2016	% de reducción y producción conseguido en 2016	Objetivos a 2020	Objetivos de reducción y producción 2020	Objetivos a 2030	Objetivos de reducción y producción 2030
Emisiones (tCO <sub>2</sub> )	2.742.886	1.962.908	28%	-20%	-548.577	-40%	-1.097.154
Consumo (MWh)	9.697.867	7.910.536	18%	-20%	-1.939.573	-27%	-2.618.424
Producción de renovables (MWh)	4.026	8.537	0,1%	20%	1.551.659	27%	1.911.450

Debido a que durante estos años prácticamente no se han llevado a cabo medidas para la reducción de emisiones y consumos, debemos responsabilizar a la severa crisis económica como el factor más determinante para la reducción del consumo energético. Sin embargo, es importante aprovechar esta tendencia para establecer objetivos más ambiciosos a 2030, así como todos los mecanismos necesarios que eviten el aumento del consumo y de las emisiones ante la recuperación económica.

Fuentes de Energía en Valencia

Luchar contra el cambio climático y evitar las graves disfunciones del sistema energético en nuestro país, pasa por actuar prioritariamente sobre la demanda para lograr una contundente reducción de emisiones. En el escenario energético actual la energía que consumimos procede tanto de fuentes de combustibles fósiles como de fuentes renovables, que principalmente generan electricidad. Nuestro consumo energético actual no es, por tanto, solo eléctrico. El escenario energético futuro es aquel en el que la electrificación de la demanda de energía es la única vía para lograr un futuro sostenible bajo criterios de eficiencia, de equidad y de respeto al medioambiente. Electrificar la demanda de energía es la única solución para mejorar la calidad del aire de nuestras ciudades, pues no genera emisiones de gases contaminantes donde se consume, facilita la penetración de energías renovables y supone apostar por la autonomía del consumidor y por su papel activo dentro del sistema energético como gestor de su propia energía. Por todo ello, la energía eléctrica debe ser la fuente prioritaria en el mix energético tanto en cualquier país como ciudad.

La siguiente **Tabla 2** muestra cómo ha sido la evolución de los consumos en las diferentes fuentes energéticas existentes en la ciudad de Valencia. Se puede observar que se trata de un mix energético en el que predominan los combustibles fósiles, con un peso del 68% sobre el total.

Tabla 2. Distribución por fuentes energéticas de los consumos en 2007 y 2016.

Fuente energética	2007		2016		2016/2007	
	Consumo (MWh)	Distribución (%)	Consumo (MWh)	Distribución (%)	Variación consumo (MWh)	Variación distribución (%)
Energía eléctrica	2.966.373	31%	2.503.310	32%	-463.063	-16%
Gas natural	1.233.058	13%	903.569	11%	-329.489	-27%
Gasóleo C	0	0%	1.020	0%	1.020	100%
Gasolina	1.199.444	12%	957.185	12%	-242.260	-20%
Gasóleo	4.281.389	44%	3.545.453	45%	-735.936	-17%
Biodiésel	17.603	0%	0	0%	-17.603	-100%
GLP	0	0%	0	0%	0	100%
TOTAL	9.697.867	100%	7.910.536	100%	-1.787.331	-18%

La reducción global de los consumos no ha significado una mejora en la distribución de las diferentes fuentes de energía hacia aquellas menos contaminantes, manteniéndose casi invariable. Consecuentemente, el nivel de electrificación de la demanda ha permanecido prácticamente inalterable durante todo el periodo analizado.

El gasóleo de automoción es la fuente energética más utilizada, tanto en 2007 como en 2016, con un 44% y un 45%, respectivamente. Se asocia directamente con el transporte privado ya que sólo un 4% pertenece al transporte público urbano. Junto con la gasolina representaron en 2016 un 60% del consumo energético de la ciudad. Esto pone de manifiesto la relación directa entre la mala calidad del aire y el uso de energías fósiles en la movilidad urbana. Según datos de la Agencia Europea de Medio Ambiente (AEMA), la mala calidad del aire en nuestras ciudades es responsable del fallecimiento prematuro de más de 38.000 personas al año en nuestro país. También hay que reseñar la aparición temporal, pero poco significativa, del biodiésel en el transporte público urbano. Aunque podría identificarse erróneamente como una actuación positiva, el biodiésel, aparte de representar solo un pequeño porcentaje sobre el combustible total utilizado, tiene emisiones locales por lo que no sirve para combatir la mala calidad del aire en las ciudades. Además, si este biodiésel proviene de un lugar alejado del punto de consumo, conlleva nuevas emisiones por lo que la compensación a lo largo del ciclo de vida se ve afectada negativamente. La energía eléctrica, segunda fuente más consumida, experimenta una bajada de consumo del 16% con respecto a 2007, pero mantiene el mismo peso en la distribución por fuentes energéticas, 32%. Dicho valor es superior a la media española, que se sitúa en torno al 23%. Esto responde a las condiciones climáticas locales, en las que prima la demanda de aire acondicionado, eléctrico, respecto a la calefacción, esencialmente cubierta a partir de combustibles fósiles.

La tercera fuente energética, con una participación del 11% en la distribución del consumo global, es el gas natural. Este combustible ha sufrido una disminución del 27% desde 2007, aunque, como se verá más adelante, esta disminución se ha producido a pesar del aumento del uso de este combustible en el ámbito municipal (transporte público), pero contrarrestado por la fuerte disminución de su consumo en el sector residencial, lo que ha provocado su caída a nivel global.

La **Tabla 3** muestra las emisiones asociadas al consumo en 2007 y 2016. En ella podemos observar cómo las emisiones de todas las fuentes energéticas han sufrido un descenso, consecuencia de la bajada en el consumo. Aunque la mayor disminución del consumo ha provenido del gasóleo, la reducción de emisiones la encabeza la energía eléctrica con un 46%, seguida por este con un 17%, hecho que ha provocado que cambien los pesos en la distribución, de manera que la energía eléctrica pasa de ser responsable del 33% de las emisiones en 2007 a un 24% en 2016, manteniéndose el mismo peso del consumo, como hemos visto en la tabla anterior. Esto es debido al factor de emisión de la energía eléctrica que ha descendido gracias a la disminución de la quema de combustibles fósiles para producir electricidad.

Tabla 3. Distribución por fuentes energéticas de los consumos en 2007 y 2016.

Fuente energética	2007		2016		2016/2007	
	Emisiones (tCO <sub>2</sub> )	Distribución (%)	Emisiones (tCO <sub>2</sub> )	Distribución (%)	Variación de emisiones (tCO <sub>2</sub> )	Variación de emisiones (%)
Energía eléctrica	892.137	33%	480.698	24%	-411.439	-46%
Gas natural	247.845	9%	210.532	11%	-37.313	-15%
Gasóleo C	0	0%	268	0%	268	100%
Gasolina	290.266	11%	231.639	12%	-58.627	-20%
Gasóleo	1.134.568	41%	939.545	48%	-195.023	-17%
Biodiésel	4.198	0%	0	0%	-4.198	-100%
Residuos (t)	126.211	5%	100.227	5%	-25.985	-21%
TOTAL	2.742.886	100%	1.962.908	100%	-779.978	-28%

#### Sectores de Consumo en Valencia

El cambio de modelo energético se debe llevar a cabo mediante una actuación transversal que, a su vez, defina planes específicos para cada uno de los sectores de la ciudad. Con frecuencia se observa que en las ciudades se realizan actuaciones inconexas entre distintos ámbitos lo que repercute en la poca eficiencia de estas intervenciones. Trabajando de manera integral se pueden crear estrategias coherentes en las que se incorporen objetivos y planes comunes que sean evaluables. Un análisis adecuado de los distintos sectores permitirá establecer ejes de trabajo transversales que se desarrollarán en los planes específicos, pero que deberán responder a una idea y concepción global de la ciudad.

En la **Tabla 4** se muestran los consumos de los distintos sectores de Valencia y su distribución respecto al total. Se puede comprobar que, como ya se adelantó en la evaluación de las fuentes energéticas, el sector con mayor consumo energético es el transporte, superando la mitad sobre el total, tanto en 2007 como en 2016.

Tabla 4. Evolución de la distribución de los consumos energéticos por sectores en 2007 y 2016.

Sectores	2007		2016		2016/2007	
	Consumo (MWh)	Distribución (%)	Consumo (MWh)	Distribución (%)	Variación consumo (MWh)	Variación consumo (%)
Ayuntamiento	330.883	3%	342.288	4%	11.406	3%
Residencial	1.770.237	18%	1.512.474	19%	-257.763	-15%
Servicios	1.641.431	17%	1.299.963	16%	-341.469	-21%
Industria	577.585	6%	302.509	4%	-275.076	-48%
Transporte (privado y comercial)	5.377.731	56%	4.375.367	55%	-1.002.363	-19%
Transporte urbano ferroviario	0	0%	77.935	1%	-	-
TOTAL	9.697.867	100%	7.910.536	100%	-1.787.331	-18%
Residuos (t)	413.808	-	328.613	-	-85.195	-21%

Todos los sectores han experimentado una bajada del consumo menos el Ayuntamiento que sufrido un ligero incremento. En el sector industrial, con un drástico descenso del 48%, es necesario realizar un seguimiento exhaustivo para identificar correctamente los condicionantes que han afectado a su evolución, como la crisis económica o el cambio de modelo productivo hacia industrias energéticamente menos intensivas, con el fin de evitar que, con la recuperación económica vuelvan a incrementarse los consumos. Esta recuperación económica debe realizarse bajo medidas de eficiencia energética y bajas emisiones, con una mirada al futuro y no al pasado.



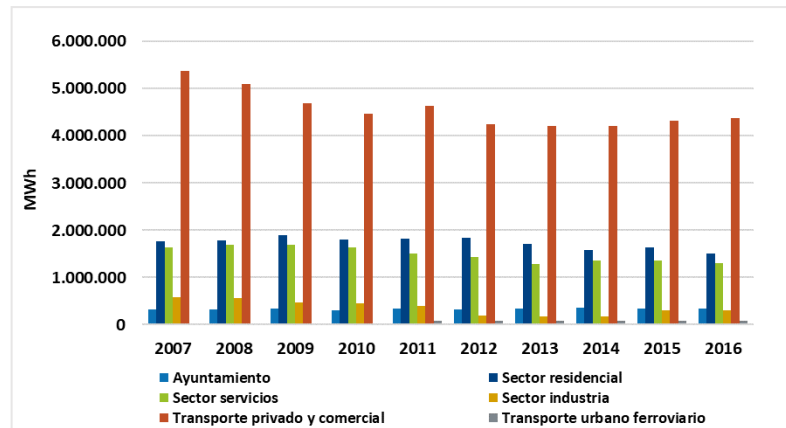


Fig. 1. Evolución del consumo por sectores entre 2007 y 2016.

En la **Tabla 5** se recoge la evolución de las emisiones por estos mismos sectores. En todos ellos se ha producido una disminución, principalmente en el industrial con una bajada del 54%, coincidiendo con el fuerte descenso del consumo, consecuencia del cierre de empresas debido a la crisis de 2008. Lo siguen el sector servicios y el residencial. El sector con mayor peso es, al igual que en los consumos, el transporte privado. Se trata, por tanto, de un sector prioritario sobre el que trabajar en medidas que disminuyan el consumo y las emisiones.

Tabla 5. Distribución por sectores de las emisiones de CO2 en 2007 y 2016.

Distribución energética global	2007		2016		Variación 2016/2007	
	Emisiones (tCO2)	Distribución (%)	Emisiones (tCO2)	Distribución (%)	Variación de emisiones (MWh)	Variación de emisiones
Ayuntamiento	91.367	3%	76.728	4%	-14.639	-16%
Residencial	491.082	18%	310.495	16%	-180.587	-37%
Servicios	490.564	18%	252.549	13%	-238.016	-49%
Industria	146.148	5%	66.668	3%	-79.480	-54%
Transporte (privado y comercial)	1.397.513	51%	1.137.459	58%	-260.054	-19%
Transporte urbano ferroviario	En servicios	-	18.782	1%	18.782	-
Residuos	126.211	5%	100.227	5%	-25.985	-21%
TOTAL	2.742.886	100%	1.962.908	100%	-779.978	-28%

## POLÍTICA ENERGÉTICA Y PROPUESTA DE LÍNEAS DE ACTUACIÓN FUTURA

Una Hoja de Ruta de estrategia energética municipal ha de establecer la política energética que el municipio debe seguir, así como identificar las principales líneas de actuación para lograr su objetivo, que en el caso de Valencia es conseguir una ciudad sostenible, autosuficiente y libre de emisiones, en la que el espacio urbano deje de pertenecer a los vehículos para pasar a ser de sus habitantes. Así, para alcanzar los objetivos de la ciudad, la base principal de actuación debe ser la electrificación de la demanda pues, además de ser una medida de eficiencia, es la única forma de garantizar la máxima penetración de energías renovables, las no emisiones de GEI y la autosuficiencia energética. Se trata de una medida transversal a todos los sectores de la ciudad. Las propuestas que se detallan a continuación están pensadas para realizarse durante la próxima década, con el fin de que en 2030 se haya conseguido un giro radical en la forma de relacionarnos con la energía, algo imprescindible en la lucha contra el cambio climático y la paliación de sus nefastas consecuencias. Esto pasa por actuar tanto en el lado de la demanda como en el de la oferta. Sobre la demanda para lograr una significativa reducción del consumo mediante la electrificación, las medidas de eficiencia y las buenas prácticas. En cuanto a la oferta, la tecnología renovable está lista para asumir el papel que le corresponde en un modelo sostenible. El espectacular descenso de costes disipa cualquier duda sobre la competitividad de un modelo basado en ellas. Considerando la situación actual de Valencia y planteando un escenario acorde con esta, se plantean los siguientes objetivos a 2030:

- 45% de electrificación de la demanda de energía final en la ciudad respecto a 2007.
- 40% de reducción de la demanda de energía final en la ciudad respecto a 2007.
- 10% de cobertura de la demanda final de energía con energías renovables y 20% respecto al consumo eléctrico en 2030 generada in situ.
- 60% de reducción de emisiones de CO2 en la ciudad respecto a 2007.

Estos objetivos se plantean como resultado del estudio de la aplicación de las medidas necesarias en cada uno de los sectores de la ciudad implicados, considerando la electrificación en cada uno de ellos, la producción de energías renovables, el aumento de la eficiencia energética y, consecuentemente, la reducción de las emisiones. El alcance de estos objetivos serán el resultado de la correcta aplicación de las diferentes medidas propuestas en todos los sectores.

#### Bases Generales de Actuación

Gracias al diagnóstico realizado se ha obtenido la situación de partida con la que cuenta el municipio de Valencia. La medida transversal más importante es la electrificación de la demanda por eficiencia, emisiones cero en el punto de consumo y en origen, si la generación de electricidad se hace mediante fuentes renovables, y porque es el único vector energético que garantiza la máxima penetración de energías limpias.

El objetivo que se propone para 2030 es conseguir que el 45% del consumo de energía de la ciudad sea eléctrico, frente al 32% que tiene actualmente, por tanto, lograr un incremento de 13 puntos porcentuales. La siguiente tabla recoge el objetivo de electrificación por sectores, de acuerdo con ese incremento global, teniendo en cuenta el grado de electrificación que tiene cada uno en 2016.

Tabla 6. Propuesta de objetivos de electrificación de la demanda por sectores en 2030.

Sectores	Grado de electrificación en 2007	Grado de electrificación en 2016	Objetivo propuesto de electrificación en 2030
Ayuntamiento	52%	49%	80%
Residencial	63%	65%	80%
Servicios	93%	91%	100%
Industria	28%	30%	40%
Transporte privado y comercial	0%	0%	20%
Transporte ferroviario	100%	100%	100%
Total	31%	32%	45%

El mayor esfuerzo recae sobre el Ayuntamiento, pues es quién debe liderar este cambio. Para conseguirlo debe centrarse en reducir la demanda de gasóleo, que representa el 37% de su consumo, con la electrificación de su flota de vehículos, especialmente los autobuses. La electrificación del sector residencial pasa por la sustitución del gas natural utilizado para calefacción, al igual que ocurre en servicios, pero en mucho menor porcentaje. Y por supuesto, el transporte privado y comercial deberá realizar una fuerte apuesta por los vehículos eléctricos.

La electrificación de la demanda implica un aumento de la eficiencia energética que, junto con otras medidas de ahorro y eficiencia, provocarán una importante reducción de los consumos energéticos. Se ha propuesto una reducción del 40% respecto a 2007 (del 25% si lo hacemos respecto a 2016) que, establecida por sectores, tendría los siguientes objetivos:

Tabla 7. Propuesta de objetivos de reducción de consumos por sectores en 2030.

Sectores	Consumo 2007 (GWh)	Objetivo de reducción respecto a 2007	Consumo 2016 (GWh)	Objetivo de reducción respecto a 2016	Consumo en 2030 (GWh)	Consumo eléctrico en 2030 (GWh)
Ayuntamiento	331	38%	342	40%	205	164
Residencial	1.770	36%	1.512	25%	1.134	907
Servicios	1.641	52%	1.300	40%	780	780
Industria	578	63%	303	30%	212	85
Transporte privado y comercial	5.378	35%	4.375	20%	3.500	700
Transporte ferroviario	-	-	78	10%	70	70
Total	9.698	40%	7.911	25%	5.933	2706

En cuanto a la consecución del objetivo del 10% de producción con energías renovables sobre la demanda de energía en 2030, se propone hacerlo mediante instalaciones de autoconsumo fotovoltaico. Se ha realizado un cálculo conservador teniendo en cuenta la superficie de las azoteas de los edificios y naves industriales de Valencia, considerando una radiación solar media 1.860 kWh/m<sup>2</sup>año. Actualmente, el número de instalaciones es mínimo, por lo que se dispone de un gran espacio de trabajo.

Así, considerando que se cumple el grado de electrificación, se deberán conseguir los siguientes objetivos de cobertura de la demanda de energía final con energía renovable para cada uno de los sectores:

Tabla 8. Propuesta de objetivos de producción de energías renovables por sectores en 2030.

Sectores	Potencia instalada 2030 (MW)	Producción media en 2030 (GWh)	Cobertura respecto al consumo eléctrico en 2030	Cobertura respecto a la demanda final en 2030
Ayuntamiento	50	70	43%	35%
Residencial	150	210	23%	19%
Servicios	150	210	27%	27%
Industria	100	70	83%	33%
Total	450	560	20%	10%

Hay que destacar que el objetivo marcado de producción con energías renovables es inferior al que Valencia adquirió como compromiso al firmar el Pacto de los Alcaldes y Alcaldesas para el Clima y la Energía (27% de producción). Dicho objetivo parece poco realista con la situación de partida que tiene la ciudad, a no ser que se produzca una fuerte y ambiciosa apuesta por el autoconsumo y la eficiencia.

Finalmente, como consecuencia de todos los objetivos planteados, la reducción de emisiones a conseguir será del 60% respecto a 2007, con unos objetivos para cada uno de los sectores de:

Tabla 9. Propuesta de objetivos de reducción de emisiones por sectores en 2030.

Sectores	Emisiones 2007 (tCO <sub>2</sub> )	Emisiones 2016 (tCO <sub>2</sub> )	Emisiones 2030 (tCO <sub>2</sub> )	Reducción en 2030 respecto a 2007	Reducción en 2030 respecto a 2016
Ayuntamiento	91.367	76.728	26.266	71%	66%
Residencial	491.082	310.495	145.152	70%	53%
Servicios	490.564	252.549	78.000	84%	69%
Industria	146.148	66.668	39.026	73%	41%
Transporte privado y comercial	1.397.513	1.137.459	742.000	47%	35%
Transporte ferroviario	-	18.782	7.020	-	63%
Residuos	126.211	100.227	100.227	21%	0%
Total	2.742.886	1.962.908	1.097.154	60%	42%

Generación de Energía Renovable. Actualmente las ciudades son grandes sumideros energéticos, en ellas se consume el 75% de la energía y se produce el 80% de las emisiones. A su vez, en la mayoría de las ciudades solamente se genera entre un 2% y un 3% de la energía que se consume, en los mejores casos. En Valencia esta producción no representa ni el 1%, lo que implica una dependencia energética del exterior del 99%.

La generación de energías renovables en la ciudad de Valencia es, sin duda, el peor parámetro que tiene este municipio en su camino a la sostenibilidad. Por tanto, es dónde más esfuerzos se deben realizar, no solo para cumplir los compromisos adquiridos o mejorar la calidad del aire, sino para construir un sistema más participativo y justo al darle la oportunidad a su ciudadanía de participar en el sistema energético a la vez que ayuda a que este sea más limpio y eficiente.

Las principales líneas de actuación en la apuesta por las energías renovables son:

- a) Generación en el punto de consumo (autoconsumo).
- b) Generación distribuida.

Ayuntamiento. Las ciudades deben asumir su papel como principales agentes del cambio de modelo energético ya que son el mejor medio para canalizar esta transición. No sólo porque en ellas se concentra la mayor parte de la población, lo que también genera mayores problemas, sino porque en los ayuntamientos se producen las relaciones más cercanas entre las administraciones y la ciudadanía. Ellos son el centro neurálgico del cambio, pues tienen la capacidad y la obligación de garantizar unas ciudades habitables para el futuro. Aquí se analizarán los perfiles que se proponen para el Ayuntamiento de Valencia, pues no solo puede actuar en el papel convencional de consumidor de energía, sino que puede y debe adentrarse en otros más innovadores y necesarios para llevar a cabo el cambio. Para ello, es necesario que desarrolle su propia Hoja de Ruta hacia la Autosuficiencia Energética. Una Hoja de Ruta propia servirá de guía para que todo el personal del Ayuntamiento tenga acceso a toda la información y conozca el por qué,

cuál es la meta a la que se quiere llegar y cuáles son las líneas y medidas a realizar, evitando acciones que pudieran ir en contra de lo establecido, por bien intencionadas que estuvieran.

El Ayuntamiento de Valencia, junto con sus organismos y empresas asociadas, tiene un consumo de 342.288 MWh y unas emisiones asociadas de 76.728 tCO<sub>2</sub>, cifras nada desdeñables. En el periodo 2007-2016 ha sido el único sector dentro de la ciudad que ha aumentado su consumo energético, en concreto un 3%. Se proponen cinco ejes sobre los que el Ayuntamiento deberá sustentar ese cambio para la próxima década:

- a) El Ayuntamiento como consumidor de energía
- b) El Ayuntamiento como motor del cambio.
- c) El Ayuntamiento como prestador de servicios.
- d) El Ayuntamiento como inversor y propietario de activos.
- e) El Ayuntamiento como promulgador de normas.

**Urbanismo y rehabilitación.** En España se publicó la primera normativa de construcción con estándares para evitar pérdidas energéticas en 1979. Antes de este año todos los edificios construidos se realizaron sin aislamiento térmico, lo que les provoca grandes pérdidas de calor en invierno a la vez que se calientan más en verano. A medida que han pasado las décadas las exigencias en cuanto al aislamiento se han ido incrementando gracias a la concienciación del sector y a los avances en la tecnología de materiales. De hecho, hoy en día podemos hablar de edificios de consumo de energía casi nulo. Estos edificios poseen un alto nivel de eficiencia por sus altos estándares de aislamiento y por la incorporación de instalaciones de autoconsumo que les suministran la energía necesaria para cubrir las necesidades energéticas de sus usuarios y usuarias con una demanda de energía mínima sin perder confort. En el año 2013 se puso en marcha la certificación energética de edificios que los clasificaba según su demanda energética, con un baremo que va desde la letra A, menor demanda, a la G, mayor demanda. Así, todos los edificios construidos antes de 1980 tendrían una letra G, lo que en Valencia representa, en el año 2016, el 69% de sus edificios. Pasar de una letra G a una B supone reducir 6 veces la factura energética, lo que se consigue mediante la rehabilitación energética de estos. Con un buen plan de rehabilitación energética se conseguiría convertir los edificios sitios en el municipio de Valencia en edificios altamente eficientes y de emisiones cero, con un único suministro, la energía eléctrica. Se propone que dicho plan contemple la rehabilitación anual del 5% de la superficie construida, hasta llegar a un 50% en 2030.

Tabla 10. Propuesta de objetivos de en rehabilitación energética de edificios en 2030.

	2016	2025	2030
Rehabilitación de edificios	-	25% de la superficie total	50% de la superficie total
Calificación energética de edificios	-	100% de edificios calificados e inventariados	Calificación media en la ciudad letra C
LED en alumbrado público	2%	60%	100%

Para el cumplimiento de estos objetivos propuestos las líneas de actuación a seguir deberán ser:

- a) Regeneración urbana.
- b) Electrificación de la demanda de edificios como base transversal de actuación.
- c) Rehabilitación energética de edificios.
- d) Edificios de nueva construcción.

**Movilidad.** La movilidad es uno de los temas más complicados y necesario de solventar en cualquier ciudad. El actual modelo de movilidad es insostenible, sin equidad y muy ineficiente, pero, sobre todo, produce efectos muy negativos sobre el medio ambiente y la salud de las personas. Como se refleja en el diagnóstico, el transporte es el sector que más consumo y emisiones genera en Valencia. En la ciudad no se han producido grandes cambios en la movilidad durante estos últimos años. Los consumos han descendido, pero la distribución del uso del transporte público y privado respecto al total sigue siendo la misma, pues se han reducido los desplazamientos en todos los tipos de transporte, es decir, la ciudadanía no ha cambiado su forma de moverse. El descenso en los consumos podemos achacarlos, por tanto, a la crisis económica.

En los próximos años debe trabajarse de forma prioritaria en el fomento de la movilidad activa, en detrimento de la motorizada, y respecto a esta siempre debe primar el transporte público frente al vehículo privado. A continuación, se muestran los objetivos propuestos para el reparto modal que debería conseguir la ciudad en 2030, utilizando como punto de partida los existentes en el año 2013, pues son los últimos datos de los que se dispone, y de electrificación.

Tabla 11. Propuesta de objetivos de reparto modal de la movilidad en 2030.

Modalidad	2013	2025	2030
Reparto modal - movimientos internos			
Movilidad activa (peatón y bicicleta)	53%	58%	62%
Transporte público	23%	26%	28%
Vehículo privado	24 %	15%	10%
Reparto modal - movimientos externos			
Movilidad activa (peatón y bicicleta)	5%	7%	10%
Transporte público	22%	38%	55%
Vehículo privado	73%	55%	35%

Tabla 12. Propuesta de objetivos de electrificación de la movilidad en 2030.

Tipología de vehículos	2016	2025	2030
Transporte público	0	25% eléctricos	50% eléctricos y 100% nuevos pedidos
Vehículo municipal	0	50% eléctricos	100% eléctricos
Vehículo privado	0	10% eléctricos	20% eléctricos
Puntos de recarga públicos	5	150	350

La movilidad es uno de los pilares básicos de la transición energética. Una vez presentados los objetivos a 2030, se proponen las siguientes líneas sobre las que construir esta propuesta de movilidad:

- a) Minimización de desplazamientos motorizados y fomento de la peatonalización.
- b) Bicicleta y bicicleta eléctrica.
- c) Transporte público.
- d) Vehículo privado.
- e) Normas de circulación.

El objetivo es lograr en 2050 cero emisiones de GEI y un sistema libre de cualquier otra característica medioambientalmente insostenible. Para asegurar ese objetivo final debemos empezar por acometer la tarea con decisión desde el primer momento y, por ello, consideramos que la meta de 2030 es la que debe marcar un punto de inflexión en la forma en la que nos relacionamos con la energía. Nuestra propuesta es coherente con nuestra visión de la energía, es viable económica y tecnológicamente, es global, es estructural y no oportunista. La aplicación real de las medidas propuestas, siguiendo las principales líneas de actuación recogidas en esta Hoja de Ruta para la estrategia energética 2030 de Valencia, permitirá alcanzar los objetivos que se proponen desde la Fundación Renovables, consiguiendo así una ciudad sostenible y libre de emisiones.



## Índice de Autores

Abreu M.....	735	Berges I.....	1131
Adrada G.T.....	339	Bernardo J.....	727, 735
Aelenei D.....	1069	Bernardo J.R.....	701
Aelenei L... 987, 1069, 1091, 1115, 1123, 1167, 1185		Bezerra P.H.S.....	1251
Águas H.....	193, 811	Blanco J.....	39
Agüero A.....	789	Boane J.....	193
Alarcón D.C.....	39	Boliete B.....	1341
Alberto H.V.....	357	Bonifaz-Alfonzo R.....	905
Alcaso A.N.....	517	Bonilla, J.....	39
Alexandre M.F.....	193	Bonk A.....	805
Algarvio H.....	67, 97	Bot K.....	1185
Almeida M.....	1157	Bove I.....	1131
Almeida P.....	781, 811	Brasil Jr. A.C.P.....	405
Almeida R.H.....	1195, 1203, 1267	Bravo Gonzalo I.....	211
Almeida T.....	677	Bravo I.....	421
Alonso V.....	235	Brites M.J.....	1123
Alonso-Montesinos J.....	843	Brito M.C.....	49, 383
Alvares Julio.....	879, 887	Brito P.....	727
Álvaro Eduardo Lentz Herrera.....	527	Buendía-Martínez F.....	323
Álvaro Lentz.....	861	Bujedo L.A.....	185, 761, 1061
Alves I.N.....	365	Bulfin B.....	467
Amador G.J.....	255, 339	Cabeza L.F.....	755
Amanda S.P.....	745	Cagigas M.H.....	255
Amaro e Silva R.....	107	Calisto S.C.....	833
Amezquita Uxmal.....	879, 887	Calleja R.....	601
André R.....	87	Camelo S.....	437, 987
Andrés M.....	185, 761	Canavarró D.....	177, 243, 1349
Angeles R.A.....	375	Canhoto P.....	895
Antolín E.....	23	Capelo A.....	823
António Martins.....	553, 1227	Cappelluti F.....	23
Aramburo-Pasapera J.A.....	1277	Cárdenas J.W.....	1017
Arancibia-Bulnes C.A.....	1283	Cárdenas-Ramírez C.....	755
Ares-Muzio O.....	585	Cardona G.....	611
Artero Carrillo F.A.....	429	Cardoso A.J.M.....	517
Assis M.....	971	Cardoso J.....	383, 399
Audigié P.....	789	Cardoso J.C.....	413
Azevedo P.....	243	Cardoso J.P.....	853, 1251
Balenzategui J.L.....	935, 943	Carra E.....	843
Ballestrín J.....	159, 843	Carvalho F.....	693, 701, 1211
Baptista de Siqueira M.B.....	389, 535	Carvalho M.J.....	219, 365, 853, 1091
Barbero A.....	263	Casals Canals Ll.....	997
Barbero J.....	843	Casanova M.....	159
Barbosa A.....	1259	Castellanos A.....	185, 1061
Barbosa J.R.S.....	301	Castillo-Cagigal M.....	1195
Barbosa R.....	1157	Cavaco A.....	895
Barco R.....	235	Cecília de Amorim Pereira.....	481
Barea G.....	1141	Celis A.M.C.....	1017
Barradas G.....	727	Centeno P.....	193, 811
Barreiros M.A.....	769	Cerone N.....	693
Barros H.....	1123	Chigueru Tiba.....	121
Bauer T.....	805	Coelho N.....	727
Bazzo E.....	563	Collares-Pereira M.....	177, 773, 895
Becerril-González-Montecinos J.....	585	Conde F.....	935
Bellanco I.....	997	Constantino V.S.....	621
Belouaret J.....	1203	Contuzzi L.....	693

Corchero C.....	997	Fantini D.G.....	389, 535
Corredera A.....	761	Fernandes J.C.....	211, 227
Correia J.....	219, 987	Fernandes P.A.....	301, 315, 357
Correia J.B.....	781, 811	Fernandes V.R.....	823, 1293
Cortés-Carmona M.....	1043	Fernández A.G.....	755
Costa D.....	701	Fernández M.....	1245
Costa I.....	383, 399, 413	Fernández Reche J.....	843
Costa Neto R.....	987	Fernández-García A.....	323
Costa P.....	87, 651	Fernández-Ramos J.....	1195
Couto A.....	57, 67, 97, 631, 641	Fernández-Reche J.....	159
Cristóbal A.B.....	23	Ferrada P.....	1043
Crujeira A.T.....	833	Ferrando F.V.....	1033, 1369, 1385
Cuellar S.....	1245	Ferreira P.....	57
Cuéllar S.B.....	1087	Ferreira V.M.....	761
Cuenca J.....	935, 943	Ferrer J.A.....	185, 1061
Cunha J.M.V.....	301, 315, 357	Ferrer T.J.A.....	961
Curado M.A.....	301, 315, 357	Fialho L.....	1333
D'Espiney A.C.....	709	Figo S.....	677
Dallegrave C.P.....	511	Figueira I.....	773, 781, 805, 811
Daniel Alberto Reyes Guerrero.....	527	Figueiredo A.....	761
David Loureiro.....	553	Figueiredo R.....	49
De Almeida G.....	211	Filho A.M.....	405
de Blas M.A.....	263, 869	Flores Larsen S.....	1131
De Lucas J.....	935, 943	Flórez J.M.....	919
de Sá A.B.....	349	Fonseca J.E.F.....	33
De Vega M.....	451	Forero Ch. N.L.....	919
Del Río A.....	235	Fortunato E.....	193
Delgado G.....	177	Franco J.....	201
Delgado M.A.....	919	Franco P.....	211
Dellicompagni P.....	201	Frasquet M.....	1245, 1277
Deters O.....	1313	Gabaldón A.....	185
Diamantino T.C.....	219, 365, 773, 789, 805, 1091	Gamero E.C-Z.....	1087
Díaz A.J.A.....	961	Gano A.J.....	219, 1293
Díaz J.A.....	1061	García I.*.....	869
Díaz-Angulo J.A.....	185	García N.....	451
Domingues L.....	735	García R.....	1245
Donzel-Gargand O.....	301	García R.M.....	1087
Duarte A.P.....	1341	García-Hernández A.....	911
Duarte D.....	1333	García-Linares P.....	23
Duarte L.C.....	693, 701, 1211	García-Valladares O.....	585
Duque J.....	631	Gaspar G.....	383, 399, 413
Durán-García M.D.....	137	Gaspar J.....	301
Edgar Rayo.....	861	Gasparin F.P.....	307
Eduardo Raimundo Dias Nunes.....	481	Gelardi D.....	1141
Elisabet Gonzalez Prieto.....	553	Giancola E.....	961
Enrique R.....	843	Gil J.M.....	357
Esperto L.....	781, 811	Gil L.....	677, 811
Espinoza S.....	1025	Giliberti G.....	23
Estanqueiro A.....	57, 67, 97, 641, 651, 971, 987	Gírio F.....	87, 437, 693, 701, 719, 727, 735
Esteves A.....	1141	Gomes A.....	773
Esteves M.A.....	823, 1123	Gomes C.C.C.....	927
Esteves Miramont A.....	1053	Gómez D.....	611
Estévez-Pérez H.R.....	905	Gómez M.A.....	755
Estrada Claudio.....	591	Gómez-Espinoza V.....	585
Estrada-Gasca C.A.....	601	Gonçalves A.....	1341
Eusébio A.....	685	Gonçalves A.P.....	781, 811
Eusébio T.R.....	1219	Gonçalves H.....	1091, 1115, 1167, 1185
Fabero F.....	943	Gonçalves R.....	219
Fabero J.F.....	935	Gonçalves R.S.....	475
Facão J.....	987, 1069, 1091	Gonzalez Cano M.....	459
Falcón B.....	573	Gonzalez J.....	1341
Famiglietti A.....	1237	González J.C.....	951



González Rebollo M.A.....	459	Llanos Mora López .....	545, 1007, 1377
González-Aguilar J.....	211, 421, 573	Lobato K.....	383, 399, 413
González-Cabrera A.E.....	905, 911	Lopes da Silva T.....	671
González-Camarillo H.....	601	Lopes E.B.....	781, 811
González-Leiton A.....	935	Lopes F.....	67, 97
González-Mora E.....	131, 137	Lopes T.F.....	693
Gonzalo Lobo.....	553, 1227	Lopes T.S.....	301, 315
Guerra A.....	413	López M.G.....	1259
Guerra Rosa L.....	211, 227	Lorenzo C.....	1267
Guerreiro L.....	773	Loureiro D.....	987, 1341
Guimarães F.....	811	Loureiro F.G.....	685
Guths S.....	1107	Lourenço J.M.....	1069
Haque S.....	193	Luis Coco-Enríquez.....	167
Haupt S.E.....	107	Lukasik R.M.....	701
Hector Castillo.....	861	Maag G.....	1251
Héctor Jiménez.....	861	Machado S.....	1313
Heras M.R.....	185, 1061	Manuel B. Acevedo Perez.....	553
Hernández B.....	869	Marcelino R.....	1313
Hernández J.L.....	185	Marcelo T.....	805
Hernández P.....	935	Margarida Giestas.....	489
Herraiz J.I.....	1195	María José Márquez Ballesteros.....	1007, 1377
Herrera L.....	981	Mariano Sidrach-de-Cardona.....	545, 1007, 1377
Herrera-Zamora D.....	585	Marinoski D.L.....	1107
Hinojosa J.....	573	Marques F.....	853
Horta P.....	177, 243, 895, 1219, 1305, 1333, 1349	Marques F.C.....	281
Hugo Rodrigues.....	553	Marques I.P.....	685, 709
Hurtado Yesika.....	879, 887	Marques P.....	87
Ibarra M.....	1237	Marques S.....	701
Igor Cavalcante Torres.....	121	Martí A.....	23
Illanes R.....	263, 869	Martín-Chivelet N.....	497
Inchauspe F.....	1141	Martínez F.S.....	1033, 1369, 1385
Ivo Dias.....	553	Martínez J.I.....	661
Jaramillo F.....	755	Martínez M.....	23
Javier Muñoz-Antón.....	113, 167	Martínez O.....	235, 459
Jesús Adán Fierro López.....	527	Martínez-Hernández A.....	421
Jiménez H.O.....	951	Martínez-Moll.....	145
Jiménez J.....	235, 459	Martínez-Moreno F.....	271
Jiménez J.A.....	375	Martins J.H.S.....	291
João P. Cardoso.....	1227	Martins R.....	193, 811
João V.F.C.B.....	745	Marzo A.....	843
João Vincent Franco Castello Branco.....	121	Marzo Aitor.....	591
Jorge Servert.....	113	Mascarenhas J.....	781, 811
José Alfredo del Oso Acevedo.....	527	Mata R.....	87
José Estebaranz.....	113	Mateus T.....	193
Joyce A.....	437, 443, 811, 987, 1091, 1115, 1123	Mejuto E.....	935, 943
Juan C. Molina.....	861	MELO J.C.....	1099
Juan Orta Mendez.....	553	Melo J.J.....	281
Justino P.....	641	MELO S.C.....	1099
Karl Moosdorf.....	443	Menda U.D.....	193
Krenzinger A.....	33, 307	Mendes J.F.....	1251
Lecuona-Neumann A.....	1237	Mendes M.J.....	193, 811
Ledesma J.R.....	271, 1203	Mendonça S.....	1323
Leitão J.....	357	Mendoza R.P.....	951
Leitão J.P.....	331	Merodio P.....	271
Lentz A.H.....	951	Mexa N.....	219
Licurgo Javier.....	591	Meyer B.T.....	291
Lília Caroline de Morais.....	481	Miguel López-Guillem.....	167
Lima M.L.....	1175	Miguel Miranda.....	553
LIMA M.L.....	1099	Miguel Morales Rodríguez.....	527
Lima T.V.....	1175	Milani R.....	291
Limão J.....	1349	Miranda M.....	467
Lizama-Tzec F.....	585	Moià-Pol, Andreu.....	145, 1079

Molero M. ....	935, 943	Pires C. ....	1333
Moniz P. ....	671	Pires F. ....	701
Monterreal R. ....	159, 843	Polo J. ....	843
Moreno A. ....	451	Polo Martínez J. ....	497
Moreno-Alvarez L. ....	591	Pozzatti L.F. ....	291
Moreno-Chávez G. ....	911	Prieb C.W.M. ....	33, 307
Morentin F. ....	761	Pronto A.G. ....	281
Moretón A. ....	235, 459	Pujol-Nadal R. ....	611
Morillón Gálvez D. ....	131	Rabanal-Arabach J. ....	1043
Mouquinho A. ....	193, 769	Rahjoo M. ....	1237
Moura P. ....	719	Ramalheiro M. ....	1341
Mulero S. ....	185	Ramalho A. ....	987
Muñoz-Antón J. ....	817	Ramírez J.J. ....	263
Nájera-Trejo M. ....	1277	Ramiro I. ....	23
Narvarte L. ....	1195, 1203, 1267	Ramos C.A.F. ....	517
Natália A.A de M. ....	745	Rampinelli G.A. ....	1313
Navarro R.P. ....	1259	Rangel C.M. ....	797, 823, 1293
Neves F. ....	781, 811	Rayo E.V. ....	951
Nieto M. ....	375	Rebello F. ....	761
Nogueira C. ....	773, 805	Rebollo M.A. ....	235
Noreira N. ....	727	Regales J. ....	77
Nunes P. ....	49	Reis A. ....	671, 735
Oliveira A.C. ....	475	Reis E. ....	1341
Oliveira A.J.N. ....	301, 315	Retama-Hernández A. ....	905
Oliveira C. ....	1251	Reyes J.J. ....	375
Oliveira D. ....	781, 811	Ribeiro B. ....	701
Oliveira F.A.C. ....	769	Ribeiro L.M.F. ....	511
Oliveira F.S. ....	33	Ribeiro R.M. ....	301
Oliveira K. ....	301, 315	Rincón-Mejía E.A. ....	131
Oliveira L.A.J. ....	563	Ríos U.E. ....	621
Oliveira M.A. de. ....	511	Rivas E. ....	817
Ordóñez A. J. ....	1359	Riveros-Rosas D. ....	905, 911
Ordóñez A.J. ....	1149	Roa F.L. ....	919
Ortigueira J. ....	719	Roa J. ....	1237
Oskam G. ....	585	Robert Valencia-Chapi ....	113, 167
Osório J. ....	971	Rocha C. ....	301
Osório T. ....	1219, 1305	Rocha C.L. ....	1175
Pacheco M. ....	719, 735	Rocha I. ....	727
Padrón-Hernández W. ....	585	Rodrigues C. ....	987, 1091, 1123
Paim M.P. ....	1107	Rodrigues R. ....	1091
Paiva T. ....	773, 789	Rodríguez J. ....	227, 1131
Palacios B. ....	1025	Rodríguez S. ....	789
Palmero-Marrero, A.I. ....	475	Rodríguez-Gattorno G. ....	585
Páscoa S. ....	219, 853	Rodríguez-Rasilla I. ....	905
Pascoal-Neto C. ....	727	Rodríguez-Romero S. ....	1043
Passos J.C. ....	349, 563	Rogelio Mendoza ....	861
Paule R.M. ....	1033, 1369, 1385	Rogelio Mendoza Pérez. ....	527
Pedrosa F. ....	773, 789, 805	Romage G. ....	451
Peña L. ....	981	Romantchik K.E. ....	661
Pera D. ....	383, 399, 413	Romero M. ....	421, 573
Pere F. ....	145	Romero-Paredes H. ....	1283
Pereira J.C.G. ....	211, 227	Roseiro L.B. ....	701
Pérez García M. ....	429	Rossa C.H. ....	271
Pérez-Enciso R.A. ....	601	Rovense F. ....	573
Pérez-Espinosa R. ....	585	Roversi K. ....	1313
Pérez-Rábago C.A. ....	601	Ruiz-Roso M.V.L. ....	1087
Pérez-Rábago Carlos ....	591	Rullan ....	145
Pigozzo V.C.F. ....	349	Saavedra L.C. ....	621
Pina J.M. ....	1069	Sáenz C. ....	869
Pineda J. ....	375	Salema D. ....	1091
Pineda P.J. ....	503	Salgueiro R. ....	781, 811
Pinto F. ....	87, 1211	Salinas-González J.D. ....	911

Salom J.....	77, 997	Teixeira J.A.....	735
Salom O. ....	77	Teixeira J.P. ....	315, 331, 357
Salomé P.M.P.....	301, 315, 331, 357	Teixeira J.T. ....	301
Samaniego J. ....	185, 761, 1061	Terrazas A.D. ....	661
Sampaio B. ....	1211	Terruzzi C. ....	1245
Sánchez C.E. ....	621	Thiago F. de O. ....	745
Sánchez E.....	1149, 1359	Thiago Ferro de Oliveira .....	121
Sánchez E.M.N.....	961	Tiba C. ....	927
Sánchez L.D. ....	621	Torres I.C.....	927
Sánchez V.G.O.....	503	Torres J.L.....	263, 869
Sanchez-Sobrado O. ....	193	Trancoso M.A.....	833
Sandra Viegas.....	553	Trinidad M.J.....	1245
Sanfins L. ....	701	Trinidad M <sup>a</sup> J.L. ....	1087
Santamaria-Padilla A. ....	1283	Ulloa Carlos .....	879, 887
Santos A. ....	177	Valdés-Barrón M.G. ....	905
Santos H.A.M.....	661	Valença B.A.....	315
Santos J. ....	1341	Valente D. ....	1123
Santos Silva C. ....	987	Valenzuela L. ....	323
Sanz Saiz C. ....	497	Vallêra A.M. ....	413
Scaramelli D.S.....	511	Van-Dúnem V. ....	701
Serra J.M.....	383, 399, 413	Varela María .....	879, 887
Silva J.....	413	Vega-Poot A.....	585
Silva J.A.....	383, 399, 1323	Velasquez R.M.G.....	291
Silva J.P.....	935, 943	Venegas M. ....	451
Silva M.....	1245, 1277	Vicente R. ....	761
Silva R.....	735	Víctor .....	145
Silva T.P.....	781, 811	Victor Mantilla.....	553, 1227
Silvia Pérez Galan .....	553	Victor Seram .....	489
Simões A.F.A. ....	357	Vigil M.A.G.....	1313
Simões T. ....	641, 651	Vilão R.C. ....	357
Siqueira M.B.B.....	405	Vilhena D.....	383, 399, 413
Solís A.E.M.....	339	Villafán Vidales H.I. ....	1283
Sousa A.R.....	833	Vinhais C. ....	301
Sousa M.A.C.....	1115, 1167	Violas A. ....	301
Soutullo C.S. ....	961	Vitale G.....	1131
Soutullo S.....	185, 1061	Warikoda L.T.....	511
Sutter F.....	323	Wette J. ....	323
Svatek S.A.....	23	Zacariás A. ....	375, 451
Taddeo P. ....	997	Zarza, E.....	39
Távora G. ....	1323	Zarzalejo L.F.....	911
Teixeira A.P.S.....	797	Zeaiter Z.H.....	255
Teixeira F.C.....	797	Zehender M.H. ....	23
Teixeira J.....	987	Zimbardi F. ....	693

