



ENERGÍAS RENOVABLES

204
Septiembre 2021

www.energias-renovables.com @ERenovables

Especial Bioenergía Retos y oportunidades de la biomasa

**Hacia el consumidor
cero emisiones**



**¿Dónde se erigirán
los primeros
aerogeneradores
marinos de España?**



**Pistas para entender
la escalada del
precio de la luz**



ENERGÍA CON CONCIENCIA

PARTE DE LA EXPERIENCIA BORNAY CONSISTE
EN CREAR UN MUNDO MÁS SOSTENIBLE.
EN ESTE SENTIDO NUESTROS PRODUCTOS
AYUDAN A CONSERVAR MARAVILLAS COMO
LA QUE AQUÍ TE MOSTRAMOS.

Bornay aprovecha los recursos
que te ofrece la naturaleza para
dar energía a tu hogar de
manera sostenible.

El sol y el viento se convierten
en tus mejores aliados,
aportándote independencia
energética y cuidando el planeta
que heredarán los tuyos.

Súmate a la Experiencia Bornay.

DESDE 1970
APORTANDO SOLUCIONES
AL MUNDO DE LAS
ENERGÍAS RENOVABLES

Bornay 

Aerogeneradores y fotovoltaica [+34] 965 560 025 | bornay@bornay.com | www.bornay.com



Número 204 Septiembre 2021

Foto de portada: planta de biomasa de 7,8 MW en Villacañas, Toledo. Grupo Neoelectra. <https://neoelectra.es>

Se anuncian en este número

BORNAY.....	2	NEOELECTRA.....	45
EXPOBIOMASA.....	43	SOLARWATT.....	9
GENERA.....	33	SUNRISE.....	13
GESTERNOVA.....	64	INTERSOLAR.....	19
KEY ENERGY.....	23	VICTRON.....	63
LONGI SOLAR.....	27		

204

■ PANORAMA

La actualidad en breves	6
Opinión: Ernesto Macías (8) / Pep Puig (10) / Jorge González Cortés (12)	
Otra mirada sobre el precio de la luz	20
Hacia el consumidor cero emisiones: convertir cada edificio, vivienda y vehículo en una central eléctrica	24
Entrevista a Nacho Bautista, CEO y fundador de Fundeen	28

■ EÓLICA

Los vientos azules	30
--------------------	----

■ SOLAR FOTOVOLTAICA

Células solares: cada vez más eficientes	34
--	----

■ AUTOCONSUMO

Las comunidades energéticas comienzan a hacerse hueco en España	38
--	----

■ BIOENERGÍA

Expobiomasa 2021: la biomasa y los gases renovables conquistan Valladolid	40
Neoelectra y la economía circular: retos y oportunidades de la biomasa	46
Biocombustibles sólidos para calor industrial: más allá del pellet	50

■ FERIAS

Key Energy: Rímini, el foro panmediterráneo de las energías renovables	52
---	----

■ ALMACENAMIENTO

Entrevista a Yann Dumont , presidente de Asealen (Asociación de Empresas de Almacenamiento de Energía)	56
---	----

■ AMÉRICA

Brasil entra al selecto club de los países con 10 GW fotovoltaicos instalados	60
--	----



Hablamos el lenguaje de las renovables ¿Y tú?

Anúnciate en

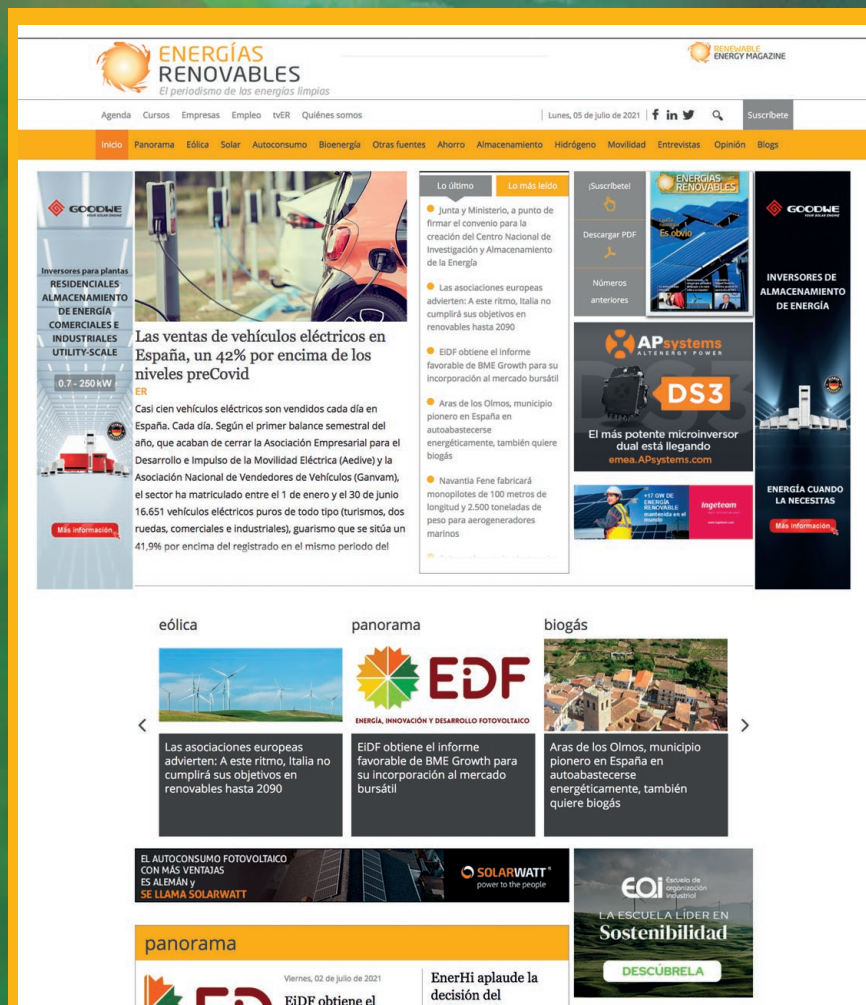


200.000
visitantes únicos
al mes *Datos:OJD*

El periodismo de
las energías limpias



www.energies-renovables.com



DIRECTORES

Luis Merino

lmerino@energias-renovables.com

Pepa Mosquera

pmosquera@energias-renovables.com

REDACTOR JEFE

Antonio Barrero F.

abarrero@energias-renovables.com

DISEÑO Y MAQUETACIÓN

Fernando de Miguel

trazas@telefonica.net

COLABORADORES

J.A. Alfonso, Paloma Asensio, Tomás Díaz, M^a Ángeles Fernández, Luis Ini, Anthony Luke, Jairo Marcos, Michael McGovern, Diego Quintana, Javier Rico, Mino Rodríguez, Yaiza Tacoronte, Hannah Zsolosz.

CONSEJO ASESOR

Vicente Abarca

Presidente de la Asociación Solar de la Industria Térmica (ASIT)

Mar Asunción

Responsable de Cambio Climático de WWF/España

Pablo Ayesa

Director general del Centro Nacional de Energías Renovables (Cener)

Mercedes Ballesteros

Directora de Energías Renovables del Ciemat (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas)

Rafael Benjumea

Presidenta de la Unión Española Fotovoltaica (UNEf)

Luis Crespo

Presidente de Protermosolar

Javier Díaz

Presidente de la Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (Avebiom)

Jesús Fernández

Presidente de la Asociación para la Difusión del Aprovechamiento de la Biomasa en España (Adabe)

Javier García Brea

Experto en Políticas Energéticas y presidente de N2E

José Luis García Ortega

Responsable del Área de Investigación e Incidencia y del Área de Cambio Climático y Energía de Greenpeace España

Santiago Gómez Ramos

Presidente de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA)

Begoña María-Tomé Gil

Coordinadora del Área de Cambio Climático y Energía de ISTAS-CCOO

Antoni Martínez

Senior Advisor de InnoEnergy

Miguel Ángel Martínez-Aroca

Presidente de la Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (Anpiep)

Emilio Miguel Mitre

Director red Ambientectura

Joaquín Nieto

Director de la Oficina de la OIT (Organización Internacional del Trabajo) en España

Pep Puig

Presidente de Eurosolar España

REDACCIÓN

Paseo de Rías Altas, 30-1 Dcha.

28702 San Sebastián de los Reyes (Madrid)

Tel: +34 91 663 76 04

SUSCRIPCIONES

suscripciones@energias-renovables.com

PUBLICIDAD

+34 91 663 76 04

publicidad@energias-renovables.com

advertising@energias-renovables.com

Imprime: Aries

Depósito legal: M. 41.745 - 2001 ISSN: 1578-6951



EDITA: HAYA COMUNICACIÓN



NOSOTROS USAMOS



kilovatios verdes limpios

Triodos Bank

Trabajamos con Triodos Bank, el banco de las energías renovables.

No hay varitas mágicas, pero sí autoconsumo y generación distribuida

Cuando escribía estas líneas, el precio de la luz superaba la astronómica cifra de 140 euros el megavatio hora, y el del gas natural arrastraba una subida de más del 10% con respecto al precio de 2020, situándose por encima de los 50 €/MWh. Trasladadas a la factura de los ciudadanos, estas cifras auguran un duro invierno para millones de hogares.

Teresa Ribera compareció el 31 de agosto en el Congreso para explicar qué medidas está tomando el Gobierno para poner freno a semejante atentado contra el bolsillo. Allí, la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica subrayó, una vez más, el “firme compromiso” del Ejecutivo de Pedro Sánchez para conseguir que la factura de la luz quede lo más alejada posible de la volatilidad y del incremento de los precios del mercado mayorista. Ribera también puso freno a la propuesta de su socio de Gobierno, Unidas Podemos, de poner un precio máximo a la nuclear y la hidroeléctrica; dos tecnologías que, dicho a lo llano, se están forrando con lo que generan, porque su coste de producción es muy bajo y se trata de centrales ya amortizadas. “Este Gobierno –dijo la ministra– jamás va a impulsar la adopción de medidas que sepamos de antemano que son frontalmente contrarias al derecho comunitario, porque es lo peor que se puede hacer”. “Acaban convirtiéndose en pérdida de confianza en el país, acaban convirtiéndose en multas”, subrayó.

¿Sería posible, sin embargo, achicar el volumen de los megavatios de origen nuclear e hidro que participan en el mercado mayorista sin enfadar a Bruselas? Parece que con esto sí se puede deshilar algo la enrevesada madeja eléctrica. Ya se hace, de hecho, en países como Francia, donde en el año 2011 se sacó la cuarta parte de la producción nuclear del mercado mayorista y es el Ejecutivo el que establece periódicamente su precio. En nuestro vecino del norte funcionan actualmente 56 reactores nucleares, porque que está en manos de Electricité de France, EDF, empresa de capital mayoritariamente público. Ahora se quiere ir más lejos y que todo lo relacionado con la energía de los átomos, la hidro y la de origen fósil, sea gestionado por una EDF 100% estatal.

En cuanto a la generación hidroeléctrica, que en España está cobrando los megavatios que vende en el pool al precio de lo que cuesta generarlos con gas natural, el abuso va aún más lejos porque “los señores del agua” no han dudado en desembalsar algunos de sus pantanos para asegurarse suculentos beneficios, dejando prácticamente secos los embalses y con un cabreo monumental a la población de las zonas afectadas. Ahora bien –ya lo dice el refrán–, la codicia rompe el saco: el gobierno está estudiando aplicarles el artículo 55 de la Ley de Aguas, que permite al organismo de cuenca limitar el uso del dominio público hidráulico, con carácter temporal, para garantizar la explotación racional del agua y así evitar que sigan turbinando a su antojo este recurso de primera necesidad. Otra medida que se podría tomar es recuperar las concesiones de centrales hidroeléctricas que caduquen, integrándolas en una empresa pública de energía que fije precios justos a la luz. Así lo piden asociaciones de consumidores, ecologistas y Unidas Podemos.

Ninguna de estas actuaciones va a lograr de inmediato que la luz nos cueste la cuarta parte mañana. Ayudarán, sin duda, pero no son varitas mágicas. Sin embargo, los ciudadanos tenemos a nuestro alcance otras posibilidades que sí permiten obrar la magia de desengancharnos (total o parcialmente) del oligopolio eléctrico. Hablamos del autoconsumo, de la energía distribuida, de las comunidades energéticas, opciones con las que dejamos de depender de las grandes compañías energéticas y pasamos a ser nosotros los dueño y gestores de la energía que consumimos. Como dice nuestro veterano columnista Javier García Brea, “abaratarse la energía solo será posible con un modelo energético que desplace el poder de mercado de las grandes eléctricas a millones de autoconsumidores y comunidades energéticas”.

Antonio de Lara, otros de nuestros expertos, aporta una reflexión más: “Hubiese sido deseable que con la decisión de descarbonización se hubiese adoptado un modelo inicial de mercado capaz de amortiguar turbulencias como las actuales”, escribe en su última columna en ER. No se ha hecho y estas son las consecuencias.

Hasta el mes que viene.

Pepa Mosquera
Pepa Mosquera



■ Nueva subasta en octubre: 3.000 MW eólicos y fotovoltaicos a adjudicar

El primer gobierno de coalición de la democracia española (PSOE-Unidas Podemos) ha convocado subastas por valor de más de 6.000 megavatios de potencia renovable en sus 20 meses de existencia. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) celebró el pasado 26 de enero la primera subasta, de 3.000 megavatios, en plena tercera ola Covid. Posteriormente, en agosto, anunciaba una nueva licitación para octubre, de otros 3.000 MW (eólica y fotovoltaica). El Miteco ha señalado que durante el resto del presente año prevé la celebración de otros procedimientos de concurrencia competitiva “para un mínimo de 200 MW de energía solar termoelectrica, 140 MW de biomasa y 20 MW para otras tecnologías”.

Según la información facilitada por el Ministerio, los plazos de ejecución de esta nueva potencia se van a acelerar “para que su generación rebaje cuanto antes los precios de la electricidad y avanzar en la consecución de los objetivos climáticos”. El concurso de octubre se estructura en distintos cupos o reservas de potencia, entre las que destacan 600 MW que tendrán que estar operativos en un plazo de ocho meses y 300 MW para pequeñas instalaciones fotovoltaicas con relevante participación local.

La última subasta de asignación del Régimen Económico de Energías Renovables (REER), celebrada el pasado 26 de enero, adjudicó 3.034 MW eólicos y fotovoltaicos a unos 25 euros por megavatio hora, un precio muy inferior a los que

registra el mercado mayorista de la electricidad actualmente (por encima de los 100 € el MWh). La subasta de octubre es la segunda con el sistema establecido por el Real Decreto 960/2020 y fija plazos más ajustados que la primera para que las instalaciones ganadoras estén operativas, al igual que distintas reservas de potencia para obtener un mix equilibrado, buscando siempre el ahorro para los consumidores, según destacan desde el Miteco.

“DISPONIBILIDAD ACCELERADA”

Así, como se ha señalado, se plantea una reserva de potencia de disponibilidad acelerada, con 600 MW para plantas eólicas o fotovoltaicas ya en avanzado estado de tramitación, que tendrán que estar construidas en un plazo de ocho meses desde la adjudicación de la retribución regulada, de modo que tengan impacto antes del verano de 2022. Junto con esta reserva de disponibilidad acelerada, la subasta prevé una reserva de 1.500 MW para eólica terrestre; otra reserva, de 700 MW, para solar fotovoltaica; y una más, de carácter neutro, de 200 megavatios. Se subastarán, asimismo, 300 MW para sistemas solares distribuidos. Van dirigidos a instalaciones solares fotovoltaicas menores o iguales a 5 MW, “con fuerte carácter local, y en la adjudicación se tendrán en cuenta elementos como la población próxima al emplazamiento o la participación ciudadana en las instalaciones”.

El apoyo específico a los pequeños sistemas de generación distribuida —explican desde el Ministerio— responde a que “aportan una mayor eficiencia, porque precisan menos infraestructuras de red, y reducen las pérdidas de energía en ellas”. El departamento que dirige Teresa Ribera destaca que “también se ha considerado la necesidad de democratizar el sistema eléctrico, buscando la participación activa de los ciudadanos, así como de otros agentes, como pymes y entidades locales, en el despliegue de las tecnologías renovables”.

Este segundo concurso concuerda con la incorporación de nueva potencia renovable entre 2020 y 2025 prevista por la Orden TED/1161/2020.

■ Más información:

→ www.miteco.gob.es



■ 1,6 GW de capacidad eólica marina mundial en lo que va de año

En los primeros seis meses de 2021 entraron en operación algo más de 1,6 GW de capacidad eólica marina en el mundo, según el Informe sobre el primer semestre del año que acaba de publicar el Foro Mundial de la Eólica Marina (WFO). China es ya el segundo gran mercado mundial en esta tecnología, tras adelantar a Alemania. El primer puesto lo mantiene Reino Unido.

Durante el primer semestre de 2021 entraron en funcionamiento seis parques eólicos marinos en el mundo, en China, Dinamarca, Países Bajos y Taiwán. El tamaño medio de estos nuevos parques es de 261 MW, frente a los 254 MW del primer semestre de 2020, según el informe de WFO, que también destaca que con esta nueva capacidad, las instalaciones mundiales de energía eólica marina alcanzaron los 34 GW a finales de junio de 2021. En total, ya hay 169 parques eólicos marinos operativos en el mundo, de los cuales 110 están situados en Europa, 57 en Asia y 2 en EE.UU.

El Reino Unido sigue siendo el mayor mercado, con 10,4 GW de capacidad total instalada, pero China adelantó en el primer semestre del año a Alemania y ya ocupa el segundo puesto en esta tecnología,

con 7,9 GW de capacidad operativa frente a los 7,7 GW con que cuenta Alemania, que no ha añadido este año nuevos megavatios eólicos. China, por el contrario, instaló 834 MW, y tiene otros 5,4 GW en construcción.

Otro país a destacar es Taiwán, que completó con éxito en junio su segundo parque eólico marino a escala comercial, Changhua Phase 1 (109 MW), y está construyendo otros 640 MW. En Holanda, en construcción hay 383 MW. Según el informe de WFO, en total en todo el mundo se están construyendo más de 10 GW eólicos offshore, en parques con cuyo tamaño medio ronda los 420 MW.

WFO indica que los números registrados en el primer semestre del año reflejan una desaceleración en el crecimiento global de la eólica marina, probablemente a consecuencia de la pandemia, pero estima que en el segundo semestre la construcción de eólica offshore se acelerará.

PREVISIONES A CINCO AÑOS

Otro informe, este de Research and Market, afirma que el mercado mundial de la energía eólica marina registrará un crecimiento del 12,3% entre 2021 y 2026. Con ello, el mercado aumentará sus ingresos de

31.800 millones de dólares a 56.800 durante el período previsto.

R&M estima que las actividades en los mercados de Asia-Pacífico y América del Norte serán los grandes impulsores del mercado mundial y que el segmento de las turbinas será el que más crezca. En Europa, el mayor mercado en 2020, con una cuota del 57% y sede de las principales empresas de energía eólica marina del mundo, la actividad estará centrada, principalmente, en la mejora de las infraestructuras existentes en lugar de en la construcción de nuevos proyectos durante el período previsto.

Sin embargo, también se espera que los países de la UE avancen en la construcción de redes desde la generación hasta los usuarios finales, para permitir un comercio eficiente de electricidad. De acuerdo con el analista, la promulgación de políticas como el Green Deal y el paquete Fit for 55 probablemente atraerá inversiones dentro del mercado de la energía eólica marina en los próximos años.

■ Más información:

→ <https://wfo-global.org/>

→ www.researchandmarkets.com



■ Solar fotovoltaica para ayudar a recuperar el Mar Menor

La Federación Regional de Empresarios del Metal de Murcia (Fremm) y su Asociación Empresarial de Energías Renovables y Eficiencia Energética (Aremur) se han ofrecido a colaborar con las administraciones y entidades públicas y privadas para compartir conocimiento y adoptar soluciones sostenibles que contribuyan desde el Campo de Cartagena a salvar el Mar Menor.

Ambas organizaciones explican en un comunicado que ponen a disposición de los gobiernos regional y estatal su “experiencia adquirida durante dos décadas en el mercado global” sobre el uso de energía solar fotovoltaica y proponen que se proceda al bombeo sostenible del agua subterránea desde los pozos localizados en la comarca para bajar su nivel freático, de forma temporal, y frenar, así, la entrada directa de nitratos a la laguna por el subsuelo, ya que el área del entorno de la albufera se encuentra

sobre el nivel de la misma. Una vez extraído el caudal —continúa la Federación—, se distribuiría mediante un sistema de tuberías conectadas hacia destinos establecidos por las administraciones públicas, para su proceder.

Otra medida que plantean es el fomento del uso de la energía solar fotovoltaica para mejorar la eficiencia energética en el Campo de Cartagena, a través de la potenciación de su uso en servicios públicos y privados, como sería en el funcionamiento de las depuradoras e instalaciones de todo tipo.

Fremm y Aremur firmaron hace unos días el Compromiso de Sostenibilidad Social y Medioambiental de las plantas fotovoltaicas a construir en el municipio de Cartagena, documento—declaración de intenciones impulsado por el Ayuntamiento de Cartagena, en colaboración con otras entidades, para regular este tipo de instalación en el municipio.

Hasta cinco toneladas de peces y crustáceos aparecieron muertos en la orilla del Mar Menor a finales de agosto. Según científicos y ecologistas, la causa de este desastre es el desarrollo exponencial de la agricultura de regadío en la zona y el constante vertido de nitratos, proveniente de los abonos químicos, que las grandes explotaciones agrícolas vienen haciendo en las últimas décadas. Según Greenpeace, el alcance del daño es tal que en 2016 se estimaba que se habían perdido el 85% de las praderas marinas. En 2012 —añaden desde la organización ecologista— la cifra de caballitos de mar rozaba los 190.000 ejemplares; hoy la comunidad científica cifra en unas pocas docenas el número de estos animales”.

■ Más información:

→ <http://aremur.fremm.es>



Ernesto Macías
Expresidente de la Alliance
for Rural Electrification
y miembro del Comité
Directivo de REN 21
→ ernesto.macias@solar-
watt.com

Recuperar la industria: estamos a tiempo pero hay que actuar ya

Este verano ha sido, mejor dicho, está siendo, bastante terrible en lo que se refiere a sucesos más que posiblemente derivados del brutal cambio climático que empezamos a sufrir de forma notable desde los años 80 del siglo pasado.

Pero no voy a hablar de eso, ni de las espectaculares subidas del precio de la electricidad. Para escribir de esos temas hay gente mucho más preparada que yo. Bueno, y también de lo que os quiero comentar, pero me atrevo.

Este pasado mes de julio he pasado a ser, formalmente, un anciano, aunque yo no lo vea así. Pero el paso del tiempo es inexorable y hay que aceptarlo. Quizás sea por eso que me estoy volviendo un poco cascarrabias con este tema que os voy a contar. Este año se cumplen 20 desde que me incorporé a Isofoton y he vivido la enorme evolución de la energía solar fotovoltaica desde puestos de privilegio que me han permitido participar activamente, para bien y para mal, en momentos importantes de cambios, tanto en España como en Europa y en el resto del mundo, especialmente en China. Y he sido testigo de cómo Europa pasó de liderar la tecnología y la industria a, prácticamente, perderla. Mientras el mundo se lanza a la instalación masiva de plantas fotovoltaicas grandes, pequeñas y medianas, nosotros nos consolamos diciendo que tenemos ingenieros, instaladores y toda una estructura de mercado que se dedica a importar paneles de China.

¿Nadie ve el enorme riesgo que esto supone?

Desde hace seis años trabajo en una empresa alemana que en estos días tiene parte de la producción de uno de sus productos parada por un componente que viene, o debería venir, de Singapur. Lo mismo está pasando en el sector del automóvil. El impacto es demoledor. Y dada la singular y siempre delicada relación entre China y los países occidentales, ¿qué pasaría si, por lo que fuera, no se pudieran importar paneles fotovoltaicos de forma masiva? No digo que el problema sea el que suba brutalmente el transporte, cosa que está pasando desde hace meses. Estoy diciendo que, simplemente, no se pudieran importar por las razones que fuera.

Ni España ni Europa, ni EEUU creo que se han percatado de esta tremenda situación de debilidad y, de la misma forma que se ha ayudado y se ayuda a otras áreas estratégicas, considero que, al menos, es algo que habría que debatir en algún foro. Porque los recursos financieros existen, y creo que se están utilizando erróneamente.

Por ejemplo, la nueva subvención que se va a dar al autoconsumo. Novecientos millones de euros en dos años que van a favorecer a las empresas y familias que decidan invertir en autoconsumo, aunque la mayoría de ellas lo hubieran hecho de cualquier modo.

No es que yo quiera morder una mano que se podría entender que va a dar de comer al sector. Pero es que no era necesario. Lo que sí que es imprescindible y urgente es invertir masivamente en I+D+i y, sobre todo, ayudar a recuperar la industria española. Tenemos empresas, profesionales e instituciones perfectamente preparados. Pero hay que movilizarse ya.

**Mientras el mundo se
lanza a la instalación
masiva de plantas
fotovoltaicas grandes,
pequeñas y medianas,
nosotros nos consolamos
diciendo que tenemos
ingenieros, instaladores
y toda una estructura de
mercado que se dedica a
importar paneles de China**

El todoterreno eléctrico de Acciona triunfa en el Extreme E en Groenlandia

El equipo Acciona | Sainz XE Team ha terminado tercero el Arctic X Prix de Groenlandia, celebrado a finales de agosto, tras disputar su primera final de Extreme E, el campeonato sostenible de todoterrenos eléctricos que busca visibilizar las amenazas del cambio climático en cinco ecosistemas en peligro de todo el mundo.

El equipo español subió al podio por primera vez y certifica de este modo su mejor X Prix de los tres disputados, lo que le reporta 25 nuevos puntos para el campeonato. El resultado le permite escalar hasta la quinta posición con un total de 61 puntos. Los dos primeros puestos han sido para Andretti United y JBXE. En la competición participaron nueve equipos, con todoterrenos 100% eléctricos abastecidos por sistemas de hidrógeno verde. Se desarrolló en la región de Kangerlussuaq (Groenlandia), al filo del Glaciar de Russell, una zona que hace décadas estaba cubierta por el permafrost.

Con esta nueva incursión en la alta competición del motor, Acciona busca reforzar el compromiso social en torno a la lucha contra el cambio climático y la necesidad de acelerar la transición hacia una economía baja en carbono a través del deporte de masas. La Extreme E y los equipos participantes han promovido, además, el programa Nakuusa de Unicef, que apoya los derechos de los niños en Groenlandia mediante la creación de consejos infantiles que ayudan a amplificar sus voces.

El Acciona | Sainz XE Team seguirá su camino en el Island X Prix, en Cerdeña (23-24 de octubre), la penúltima carrera que compone esta primera edición de Extreme E. En este caso, la competición llegará a la isla italiana para sensibilizar sobre el impacto generado por los cada vez más frecuentes incendios en los ecosistemas mediterráneos. La organización aún no ha revelado el último destino, en el que se decidirá el campeonato, tras verse obligada a modificar el calendario en su fase de América Latina por la incidencia del Covid-19.

■ Más información:

→ <https://acciona-sainz-xe-team.acciona.com/es/>



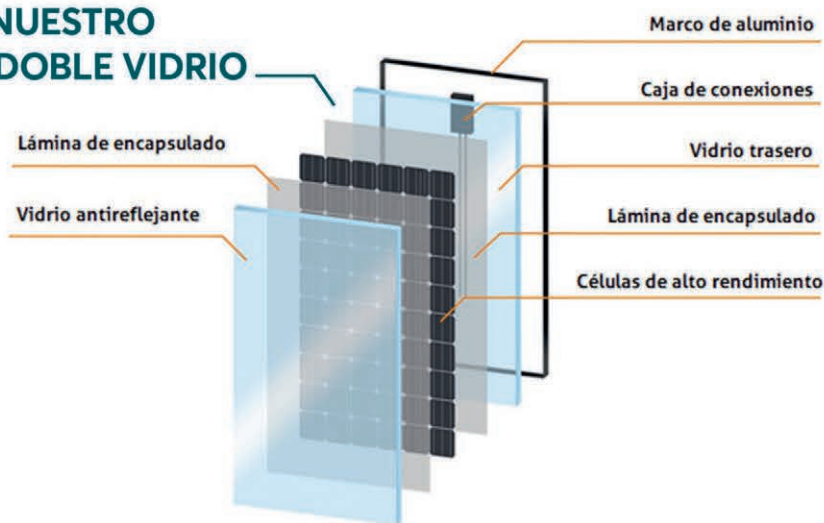
El autoconsumo fotovoltaico con más ventajas es alemán y se llama Solarwatt

- 30 AÑOS DE GARANTÍA TOTAL EN TUS PANELES. SIN LETRA PEQUEÑA.
- PRODUCE MÁS ENERGÍA PORQUE SE DEGRADA LA MITAD QUE LOS PANELES CONVENCIONALES.
- INVERSIÓN CON RIESGO CERO.
- INSTALACIÓN A LA MEDIDA. NI MÁS NI MENOS QUE LO IDEAL PARA TU CASA.



TU INSTALACIÓN TE PROPORCIONARÁ UN 50% MÁS DE
AUTOCONSUMO GRACIAS A LA GESTIÓN INTELIGENTE
DEL SISTEMA ENERGYMANAGER

El secreto: NUESTRO PANEL DE DOBLE VIDRIO



SOMOS EL ÚNICO
FABRICANTE QUE
TE ASEGURA LA
INSTALACIÓN A
TODO RIESGO
GRATUITAMENTE LOS
5 PRIMEROS AÑOS.
TRANQUILIDAD 100%.

c/ Real, 12-B. Villanueva de la Cañada | Tfno. 917 236 854
www.solarwatt.es | info.spain@solarwatt.com



Pep Puig
Presidente de Eurosolar
España
→ pep.puigiboix@gmail.com

100% renovable: la “larga marcha”

La “larga marcha” para dar un vuelco al sistema energético heredado del franquismo, y caminar hacia el 100% renovable, se inició con la promulgación de la Ley 82/1980, sobre conservación de energía. Entre sus objetivos: “Potenciar la adopción de fuentes de energía renovables” y “Regular las relaciones entre los autogeneradores y las compañías eléctricas distribuidoras”. Podían acogerse a los beneficios de la Ley “las personas físicas y jurídicas que acometan actividades...” como “... establecer o ampliar instalaciones de autogeneración eléctrica, ... aplicaciones industriales..., ... o instalar equipos de uso doméstico que utilicen energías renovables y especialmente la solar”.

Pero no fue hasta la transposición de la Directiva Europea 96/92/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad, que mediante la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, bajo la etiqueta de “Régimen Especial”, se daba carta de personalidad a la generación con renovables. En su Disposición Transitoria decimosexta fijaba para el año 2010 que las fuentes de energía renovable debían cubrir “como mínimo el 12% del total de la demanda energética”, el calco exacto de los objetivos europeos de la época.

La normativa legal que se generó a partir de esa Ley permitió el despegue de las renovables, primero la eólica y posteriormente la solar (termoeléctrica y fotovoltaica), mediante políticas incentivadoras del desarrollo tecnológico, copiadas de la avanzada política (*Feed-In-Tariff*) adoptada en el Bundestag alemán y que tan buenos resultados ha dado en muchos países.

El desinterés inicial de las principales empresas eléctricas cesó a partir del momento en el que se dieron cuenta de que los operadores independientes les iban “comiendo su tradicional pastel”, de manera que el oligopolio eléctrico utilizó su poder frente a los organismos gubernamentales para que estos pusieran fin a las políticas de incentivación, para impedir que terceros actores penetraran en su “coto privado” y para dificultar que la ciudadanía se convirtiera masivamente en generadora de electricidad.

Este oscurantismo energético se plasmó durante la última época del gobierno socialista con las medidas obstruccionistas llevadas a cabo por el ministro Miguel Sebastián, continuando y agravándose durante el gobierno popular con los ministros José Manuel Soria y Álvaro Nadal. El resultado: paralización, durante muchos años, de todas las inversiones en tecnologías para aprovechar el sol y el viento.

Y cuando el gobierno se dio cuenta que no iba a cumplir los objetivos europeos, cedió ante los burócratas neoliberales europeos e instauró las subastas, mecanismo que favorece abiertamente a los grandes operadores y margina escandalosamente a los pequeños y a la ciudadanía.

Hasta cuándo habremos de esperar para que el gobierno, que se autoproclama el más progresista de la historia, demuestre que es capaz de garantizar que el sistema eléctrico es un terreno de juego justo y equilibrado, que garantiza el derecho ciudadano a generar, de forma colectiva, la energía que usa en su vida cotidiana y pueda liberarse del férreo dominio bajo el que se asienta el sistema eléctrico heredado del franquismo.

Hasta hoy sólo se han puesto en marcha una instalación de generación eólica ciudadana y algunas solares colectivas, cuando en países como Alemania representan más del 40% de toda la potencia instalada renovable (del orden de 47 GW).

La gran muralla que impide culminar la “larga marcha” es el monopolio de la distribución, cuyas redes ha pagado con creces la ciudadanía y ha remunerado muy generosamente el regulador estatal. Una vez amortizadas las inversiones, con su correspondiente margen de beneficio, quedan eternamente en propiedad de las empresas de distribución. Un escandaloso abuso de poder. Ya es hora de plantearse el traspaso de titularidad de las redes de distribución a las comunidades locales a las que sirven, y dejar que su gestión se realice a través de operadores que no tengan intereses ni en la generación ni en la distribución.

Hasta cuándo habremos de esperar para que el gobierno, que se autoproclama el más progresista de la historia, demuestre que es capaz de garantizar que el sistema eléctrico es un terreno de juego justo y equilibrado, que garantiza el derecho ciudadano a generar, de forma colectiva, la energía que usa en su vida cotidiana y pueda liberarse del férreo dominio bajo el que se asienta el sistema eléctrico heredado del franquismo

Hidrógeno verde en las Fallas de Valencia

Entre el 1 y el 5 de septiembre la Comunidad Valenciana ha celebrado la Fallas 2020-21; fuera de fecha y con grandes medidas de seguridad y toques de queda por la Covid-19. Pero la gran fiesta popular valenciana de este año va a pasar también a la historia por otra singularidad: el uso de hidrógeno (verde) como el combustible empleado para prender dos de los efímeros monumentos en la gran hoguera final, la Cremà.

Ha sido posible gracias al acuerdo alcanzado entre el Centro Nacional de Hidrógeno (CNH2) y la Falla Convento de Jerusalén, que en el marco de su proyecto “Convento más Verde” ha incluido el hidrógeno verde para la Cremà y para dar a conocer este vector de energía entre los participantes en la fiesta, mostrando durante las Fallas un equipo de obtención de hidrógeno a partir del agua (un electrolizador que separa el agua en oxígeno e hidrógeno mediante el uso de electricidad renovable).

Desde Convento de Jerusalén añaden que esta demostración del uso del H₂ en las Fallas no va a ser un caso aislado y que ya están analizando con Centro Nacional de Hidrógeno nuevos usos del gas que sirvan para divulgar y mostrar ante la sociedad la necesidad de la apuesta por lo renovable y las tecnologías de futuro que sirven para descarbonizar nuestro planeta.

Marcadas por la pirotécnica y el fuego, como elemento purificador, Las Fallas de Valencia son Patrimonio inmaterial de la UNESCO desde el año 2016.

■ **Más información:**

→ www.cnh2.es

■ 162 millones para 79 proyectos que ayudarán a descarbonizar el tejido industrial

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) ha seleccionado 79 proyectos de energías renovables innovadoras, en diferentes sectores productivos, para que reciban ayudas por más de 76 millones de euros. Se ubicarán en fábricas e instalaciones de Andalucía, Asturias, Cantabria, Castilla-La Mancha, Extremadura y La Rioja y abarcarán desde la obtención de combustible sintético con hidrógeno verde hasta la climatización de invernaderos con geotermia. En conjunto, sumarán una potencia de 418 MW.

Así se recoge en ocho resoluciones provisionales del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE), relativas a las 'Líneas de ayudas a la inversión en renovables. Térmicas y eléctricas cofinanciadas con Fondos de la Unión Europea', gestionadas por la entidad y enmarcadas en el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (Feder), destinado a fortalecer la cohesión económica y social en la Unión Europea y a corregir sus desequilibrios.

Estas ocho resoluciones son las primeras de las 27 convocatorias gestionadas por el IDAE con cargo a este programa de ayudas, dotado con 316 millones de euros y dirigido a las distintas comunidades autónomas, que han participado en su diseño y en la evaluación de los proyectos. Las resoluciones definitivas tendrán lugar en las próximas semanas, tras el periodo de alegaciones.

En total, se destinarán más de 76 millones de euros de ayudas públicas a estos primeros proyectos, que supondrán una inversión conjunta de cerca de 162 millones de euros. 41 de las iniciativas se llevarán a cabo en Andalucía, con una ayuda de 56 millones de euros y una potencia de 337 MW. Le sigue el Principado de Asturias con 17 proyectos por un valor de más de 4,4 millones de euros y una potencia de 8 MW. En Castilla-La Mancha se ubican siete iniciativas con una ayuda de cinco millones de euros y una potencia de 46,5 MW. Extremadura suma una potencia de 24 MW recogidos en siete proyectos adjudicados y una ayuda asignada provisionalmente de 10,3 millones de euros. A Cantabria se destina casi medio millón de euros para seis proyectos con una potencia de 2 MW, mientras que La Rioja presenta un proyecto con una ayuda de 52 mil euros y una potencia de 0,15 MW.



Amsi Integral S.L.

INNOVACIÓN PARA REDUCIR LA HUELLA DE CARBONO

En la convocatoria se ha priorizado el uso de tecnologías y aplicaciones innovadoras que contribuyan a la descarbonización de distintos sectores productivos. Además del carácter innovador, las convocatorias incluyen entre los criterios de valoración otras externalidades positivas asociadas a los proyectos, como la cohesión social y económica del territorio mediante la generación de empleo, desarrollo rural o lucha contra la despoblación.

Entre los proyectos seleccionados se incluye la producción de hidrógeno verde a partir de generación renovable, que se utilizará para transformar una antigua planta de biodiesel en Valdetorres (Badajoz) en una de producción de combustibles sintéticos (e-fuel). Se trata de un proyecto singular e innovador a nivel europeo que cuenta con una potencia fotovoltaica de 4,5 MW y de electrólisis de 1,25 MW. La energía que no sea consumida en el proceso se empleará para cubrir los consumos eléctricos de la planta.

Paralelamente, en Andalucía se pondrán en marcha instalaciones solares de concentración para procesos industriales como la producción de cerveza en Sevilla, de aceitunas en Córdoba o el funcionamiento de lavanderías en Almería, Cádiz o Huelva.

En estos casos se utilizaban calderas de gas natural que ahora serán sustituidas por instalaciones solares térmicas que generar de forma limpia el vapor necesario para los procesos de producción. También destaca el desarrollo de una planta geotérmica para la climatización de invernaderos en Nijar (Almería).

En Castilla-La Mancha, los proyectos escogidos contribuirán a la transformación de industrias con gran peso en la economía local como la cárnica o la láctea mediante la puesta en marcha de instalaciones de energía solar térmica de concentración en fábricas de quesos artesanos de Villamayor de Santiago (Cuenca) y Tembleque (Toledo).

Asimismo, destaca la construcción o ampliación de instalaciones para redes de calor de biomasa 100% renovable, tanto para suministrar energía térmica para calefacción y agua caliente a edificios en Guadalajara y Cuenca, como para su uso en el proceso de secado de lodos en una planta de tratamiento de residuos de Albarreal de Tajo (Toledo). El objetivo, en esta última, es producir un fertilizante más concentrado y ecológico.

El plazo de ejecución de todos estos proyectos finaliza el 30 de junio de 2023.

■ Más información:

→ www.idae.es



Jorge González
Director comercial de
Gesternova y presidente de
APPA Solar Fotovoltaica
→ jgonzalezcortes@gesternova.com

Energía, sinónimo de economía

Si tecleamos en Google “modelo energético” el buscador nos ofrece 42 millones de resultados. Si tecleamos “sostenibilidad” aparecen casi 63 millones. Son dos términos muy utilizados en el sector energético que poco a poco han ido calando en el resto de sectores y entre los ciudadanos. Aunque son vagos –los términos, no los ciudadanos– y honestamente, empleados demasiadas veces para pintar de verde lo que no lo es.

La transición energética no solo supone el cambio de un modelo de producción de energía centralizado y basado en el consumo de recursos finitos a un modelo descentralizado y basado en renovables. La sostenibilidad empieza también a entenderse como la necesidad de optimizar el aprovechamiento del *stock* de recursos no renovables para dejar a las generaciones futuras un mundo habitable sin frenar el crecimiento económico.

Cambiamos la forma en la que obtenemos la energía, pasando del uso de combustibles, al uso de recursos renovables a escala humana, por lo que generamos riqueza sin alterar significativamente ese stock. A su vez, digitalizamos nuestras vidas y nos convertimos en usuarios de servicios intangibles, como el almacenamiento de datos en la nube, y de nuevo, pasamos de un modelo de consumo de recursos a utilizarlos sin acabar con ellos.

El cambio de modelo energético es equivalente al cambio de modelo económico en el que vemos que los activos que figuran en la contabilidad de las empresas y en las contabilidades nacionales son cada vez más intangibles. Como ejemplo, indicadores como el PIB, que mide el crecimiento de la renta de un país sin contabilizar las externalidades de incrementarlo. Es lo que ha venido ocurriendo con la generación de energía durante los últimos 100 años. Los costes reales no estaban incluidos en el precio del MWh por utilizar recursos escasos o de dominio público a través de concesiones. La generación con renovables refleja de una manera más precisa el coste real de la electricidad. De ahí, que tenga sentido la electrificación de la demanda.

Esto no solo supone un contrapeso económico que equilibra el poder de los mercados, mayor incluso que el de muchos gobiernos de países que poseen los recursos de energía primaria que hoy mueven la economía. Supone nuevas oportunidades de desarrollo tecnológico, competitividad entre economías sin depender de recursos fósiles que no poseen y una reducción de los desequilibrios sociales. Tecnologías como la fotovoltaica permitirán reducir el número de personas en el mundo que hoy no tienen acceso a la electricidad, gracias a su simplicidad y a la virtud de poder generarse en todo el planeta, sin necesidades de redes de distribución. En la mayoría de los países africanos, la telefonía con hilos no ha llegado a popularizarse y, sin embargo, la inalámbrica se ha extendido de forma natural. Hoy el 66% de la población mundial tiene acceso a la telefonía móvil.

Un país como España, con abundantes recursos renovables, no cuenta sin embargo estos activos como parte de su riqueza. Pero nadie entendería que el petróleo de cualquier país productor no fuese contabilizado como un activo. La geopolítica está frecuentemente marcada por la cantidad de recursos fósiles con los que cuentan unos pocos países y la necesidad de estos recursos que tienen el resto de economías. Por tanto, parece razonable actualizar nuestro modelo contable para aplicar ese contrapeso. Aunque lógicamente no bastará con esto, pues como hemos asumido antes, la electrificación de la demanda es una obligación medioambiental, pero también política.

Y en las empresas, ocurre lo mismo. La economía es cada vez más intangible y se basa en la oferta de servicios, y la proporción entre la cantidad de activos que posee una compañía y su cifra de negocio guarda cada vez menos correlación. Estos cambios, insisto, no suponen renegar del crecimiento o del bienestar, pero son necesarios para afrontar las consecuencias del cambio climático, la mayor amenaza a la que nos enfrentamos contra, precisamente, todo aquello a lo que no estamos dispuestos a renunciar.

La economía es cada vez más intangible y se basa en la oferta de servicios, y la proporción entre la cantidad de activos que posee una compañía y su cifra de negocio guarda cada vez menos correlación

■ Cómo extraer el doble de energía de las olas

Investigadores del centro tecnológico RMIT (Australia) y de la Universidad de Beihang (China) han desarrollado conjuntamente un nuevo prototipo de turbina dual capaz de duplicar la energía obtenida de las olas del océano, un avance que impulsaría el uso de la energía undimotriz como alternativa renovable viable. Se estima que el aprovechamiento de la energía aportada por las olas costeras en todo el mundo cada año es equivalente a la producción anual de electricidad mundial.

La innovación, publicada en la revista *Applied Energy*, se basa en un diseño de turbina dual pionero en el mundo. El investigador principal del prototipo, el profesor Xu Wang, afirma que esta tecnología “supera algunos de los desafíos técnicos clave que han estado frenando a la industria de la energía de las olas para un despliegue a gran escala.

Una de las formas habituales de recolectar la energía de las olas es a través de un convertidor tipo boya, conocido como “absorbedor puntual”, que capta la energía del movimiento ascendente y descendente del agua. Estos dispositivos suelen ser fáciles de fabricar e instalar, pero deben sincronizarse con precisión con el movimiento de las olas entrantes para recolectar la energía de manera eficiente. Esto generalmente implica una serie de sensores y otros equipos de control, lo que agrega complejidad al sistema, lo que puede causar un rendimiento deficiente, así como problemas de confiabilidad y mantenimiento.

El prototipo creado por RMIT evita estos problemas al no necesitar tecnología de sincronización especial, ya que flota de manera natural con el oleaje.

■ Más información:

→ <https://www.sciencedirect.com/journal/applied-energy>

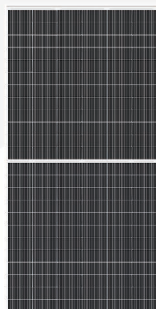
► *Creando un futuro sostenible*



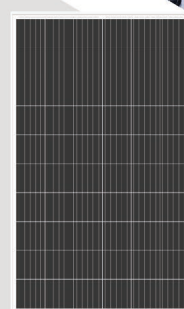
Distribuidor en España:

Bornay 

P.I. Riu, Cno. del Riu, s/n
03420 Castalla, Alicante
Tel. 965 560 025
bornay@bornay.com
www.bornay.com



SR-M672HL Mono PERC
400-410 W



SR-M660L Mono PERC
315-325 W

■ Otros 144 millones de euros para cicatrizar las heridas que ha dejado el carbón en Asturias y León

El Ministerio para la Transición Ecológica ha aprobado una nueva asignación para recuperar suelos y masas de agua e impulsar alternativas económicas en las zonas afectadas por explotaciones mineras de carbón cerradas en las comarcas leonesas de El Bierzo y Laciana, y en el suroccidente de Asturias. Con cargo al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), se invertirán más de 70 millones en el territorio de Castilla y León y 73,7 millones en el asturiano, a los que se añaden más de 12,4 millones en avales en manos de las administraciones autonómicas. En total, la inversión –que se hará a través del IDAE– superará los 156 millones en tres años, generando 350 empleos directos, con prioridad para los trabajadores excedentes de la minería del carbón, incluidas empresas auxiliares.

La que en su día fue la mayor mina de Europa, la Gran Corta de Fabero, con 700 hectáras, es una de las explotaciones de carbón cerradas que serán restauradas. El proyecto de restauración incluye un recinto para la observación y el estudio de los fósiles hallados en las excavaciones, y habilitación de áreas recreativas entre vegetación autóctona repoblada. La restauración de Tormaleo en Asturias también será una obra significativa, con una inversión de 50 millones, y en la que se trabaja con participación de los habitantes de la zona para buscar soluciones que además de aportar seguridad y recuperación ambiental dinamicen nuevas actividades.

El objetivo es recuperar 1.062 hectáreas en Castilla y León, y otras 1.167 hectáreas en Asturias, con tres grandes áreas

mineras en cada comunidad autónoma: en la primera son la Gran Corta Fabero, Casares-Ladil-Charcón y Torre-Villagatón, y en la segunda son Busteiro, Cerredo y Tormaleo. Entre las iniciativas previstas, destacan la plantación de un millón de árboles en Tormaleo y Gran Corta, diversos proyectos de restauración de la red hidrográfica (solo en Gran Corta, está previsto recuperar 16 kilómetros de cauce) o la retirada de 8.400 metros cúbicos de residuos peligrosos y contaminantes. Según Transición Ecológica, los trabajos durarán tres años en ambos territorios.

Las ayudas con cargo al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia fueron aprobadas por el Consejo de Ministros el pasado 5 de mayo. “Financiarán –informa el Ministerio– la mayor parte de las tareas de restauración, una vez que las empresas mineras cerradas en los últimos años no lo hicieron por encontrarse en liquidación o en concurso de acreedores, y una vez constatado que los avales que las compañías presentaron en su momento para costear las recuperaciones ambientales han resultado claramente insuficientes”.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico aporta concretamente 70 millones de euros a las actuaciones en Castilla y León, y otros 73,7 millones para los trabajos en Asturias, mientras que los ejecutivos autonómicos, respectivamente, añaden avales por 2,7 millones y 9,7 millones.

■ Más información:

→ www.idae.es

■ Cantabria, escenario este verano de la pugna entre partidarios y contrarios de la eólica

Más de un centenar de personas participó el 29 de agosto en una “ruta antieólica a La Piedrona de Villegar”, en el Valle de Toranzo (Cantabria), para conocer las ubicaciones de cinco parques eólicos proyectados en este territorio –El Acebo, Cildá, Aguayo 4, Aguayo 5 y El Escudo– y protestar por la magnitud de esos proyectos, que pueden producir un “desastre” en la zona, según los convocantes. La semana anterior, la Dirección General de Energía de Cantabria abrió a información pública hasta cinco proyectos eólicos (más de 160 MW), algunos de los cuales (Aguayo) incluyen torres de hasta 137 metros de altura (tres veces la altura de la Estatua de la Libertad).

Según el colectivo “No eólicos Cantabria centro”, organizador de la protesta, el objetivo de la misma era concienciar “del desastre que se produciría si convierten esas montañas en zonas industriales: múltiples aerogeneradores visibles desde la zona, con sus correspondientes torres de alta tensión, subestaciones eléctricas, así como carreteras ampliadas y reforzadas, para que sus vehículos especiales/pesados puedan acceder a las cumbres de nuestras montañas”. El colectivo añade en un comunicado que “son muchos más los polígonos eólicos que nos acechan en Cantabria”. El pasado 26 de agosto salieron a información pública los parques eólicos Campo Alto (32 MW) y La Costana (15 MW). Otros tres lo hicieron unos días antes: Alsa (20 MW), Aguayo II (50 MW) y Aguayo III (50 MW).

Por su parte, la Plataforma para la Defensa de los Valles Pasiegos ha pedido a los ayuntamientos de esta comarca que se declaren zona de exclusión eólica y hagan un “frente común” contra “los polígonos eólicos”. San Roque de Riomiera, Miera, Liérganes y Corvera de Toranzo ya han aprobado mociones en esta línea y la plataforma ha instado al resto de ayuntamientos a posicionarse en la misma línea, ofreciéndose a ayudarles en la presentación de alegaciones contra estos proyectos. Según esta plataforma, los parques eólicos tienen “única-mente un objetivo extractivista, no solo en lo energético también en lo económico”, y “agudizarían el problema de despoblación de la comarca”. ■



■ Salto de Chira, la gran central de bombeo que se va a construir en Canarias

El Salto de Chira es una hidroeléctrica reversible o de bombeo de 200 MW, que se fundamenta en aprovechar el desnivel existente entre el embalse superior (Chira) y el inferior (Soria). Cuando los parques eólicos y solares de la isla produzcan más energía de la que la propia isla pueda consumir en ese momento, esa electricidad será empleada para bombear agua desde Soria a Chira, agua que será posteriormente soltada para producir electricidad cuando no haya suficiente viento o sol.

Salto de Chira es un proyecto público promovido por el Cabildo de Gran Canaria, a través del Consejo Insular de Aguas, propietario de las presas de Chira y Soria, aunque se trata de un proyecto estratégico en el que también intervienen el Gobierno de Canarias y el Gobierno de España. La central será pública, aunque será construida y operada en régimen de concesión administrativa por Red Eléctrica de España (el 20% de sus acciones pertenecen al Estado, que es el único accionista que supera el 3%).

La central cuenta ya con la aprobación de la declaración de impacto ambiental (DIA) y empleará, además, agua desalada del mar, aportada por una planta potabilizadora ubicada en Santa Águeda (Arguineguín). Otro

valor añadido del proyecto es que en el proceso se generará un excedente de unos 700.000 metros cúbicos de agua, que, según el cabildo de Gran Canaria, serán utilizados para impulsar la agricultura y la ganadería en la cumbre de la isla, para la reforestación, la lucha contra los incendios forestales y, en general, para frenar la desertización de la isla.

La obra va a demandar una inversión de alrededor 400 millones de euros por parte del Estado y REE prevé que rebajará en 122 millones al año los sobrecostos de producir de energía en el archipiélago. Según el Anuario Energético de Canarias 2019, solo el 15% de la electricidad que usó la isla de Gran Canaria ese año salió de fuentes limpias, el 85% restante fue producido con derivados del petróleo. REE prevé que Chira eleve hasta el 51% la generación limpia en 2026, cuando estima comenzará a operar la nueva infraestructura, y ayude a reducir las emisiones de CO₂ en un 20%. Aportará, además, mayor in-



dependencia energética y un ahorro en los costes variables de generación de 122 millones de euros anuales al reducir las importaciones de combustibles fósiles.

Se estima que Salto de Chira supondrá la creación de más de 4.300 puestos de trabajo, de los cuales, 3.518 se generarían en Gran Canaria (1.423 puestos directos, 1.987 indirectos y 109 inducidos).

■ Más información:

→ <https://saltodechira.com>

■ Primer corredor mediterráneo para transporte pesado 100% eléctrico

Iberdrola lidera una iniciativa para desarrollar el primer corredor mediterráneo para el transporte pesado por carretera, 100% eléctrico, junto a la compañía de transporte y logística Disfrimur y la empresa especializada en electrónica de potencia Ingeteam. La idea es completar más de 450 km de ruta libre de emisiones entre la Región de Murcia y la Comunidad Valenciana en una primera fase, y extender la iniciativa al resto de corredores de mercancías del país más adelante. El proyecto incluye la adquisición de camiones pesados, el desarrollo de infraestructura de recarga innovadora de muy alta potencia y el despliegue de red eléctrica inteligente.

Las estaciones de recarga eléctrica se situarían en los centros logísticos de Disfrimur en Sangonera La Seca (Murcia) y San Isidro (Alicante). Posteriormente, el corredor eléctrico continuaría su desarrollo con el despliegue de cargadores en ruta y en otras bases logísticas de Disfri-

mur, cubriendo la totalidad del trayecto Benicarló (Castellón) – Puerto Lumbreras (Murcia). Un total de más de 450 km de rutas de transporte de mercancías libre de emisiones.

La iniciativa es pionera también en el desarrollo y uso de cargadores eléctricos de muy alta potencia, de hasta 1 MW, una tecnología en proceso de estandarización. El desarrollo de este punto de recarga seguirá el futuro estándar MCS (*Megawatt Charging System*), orientado a la carga rápida de vehículos pesados, como camiones o autobuses. Con ello, se podrán cargar vehículos con baterías de 200-600 kWh de capacidad en 20-30 minutos. Para ello se elevará la tensión de carga hasta 1.500V y corriente de más de 1.000A. Este tipo de infraestructura permitirá velocidades de recarga en ruta muy elevadas, imprescindibles para la electrificación del transporte de mercancías de larga distancia o para servicios de distribución de mercancías 24/7.



La iniciativa requerirá además del desarrollo de una infraestructura de red eléctrica inteligente para dar servicio a estos cargadores, asegurando la máxima eficiencia, que será proporcionada por la compañía distribuidora de Iberdrola, i-DE. En el proyecto, que ha sido presentado al programa Next Generation EU, colabora también la institución Transport & Environment, realizando el análisis y la validación técnica de esta propuesta pionera.

■ Más información:

→ www.i-de.es

■ Las plantas actuales de carbón y de gas deberían cerrar en todo el mundo en un máximo de diez años

Tras la publicación oficial de la primera parte del Sexto Informe del IPCC (Grupo I) se ha producido una nueva filtración, a través de la cual se han conocido propuestas que verán la luz de forma oficial en marzo de 2022. Una de las principales es que no se debería construir ni una sola planta más de carbón o de gas en el mundo, y las actuales deberían reducir su vida útil, que suele ser de 30 años, a alrededor de 10.

El IPCC tiene tres grupos: Ciencia (sus datos han sido ya oficialmente presentados), Impactos (filtrados por la Agencia de Prensa Francesa, AFP, en junio) y Mitigación. Las propuestas de este último grupo han sido filtradas ahora por la revista española CTXT. Están recogidas en el borrador del informe y entre las principales figuras las siguientes:

- Sería necesario que las emisiones de CO₂ lleguen a su máximo antes de 2025 y que lleguen al cero neto entre 2050 y 2075.

- No habría que construir ninguna nueva planta de carbón o gas, y las actuales deberían reducir su vida útil, que es típicamente de más de 30 años, a alrededor de 10 años.

- Se reconoce que para conseguir el cero neto en las emisiones se necesita un cierto grado de captura y secuestro de carbono y eliminación de carbono (CDR-CCS-BECCS). Unas tecnologías que, en opinión de Extinción Rebelión España, “no están desarrolladas ni mucho menos, y que representan otra patada hacia adelante pensando que la evolución tecnológica vendrá siempre al rescate”.

- Se confía en poder hacer una transición del vehículo ligero de combustión al vehículo eléctrico, en tanto que para maquinaria pesada se reconoce que no hay aún tecnología apropiada y se debe investigar más. Se menciona explícitamente el

riesgo de quedarse sin materiales críticos para baterías, pero se fía todo al reciclaje de materiales.

- El cambio tecnológico implementado hasta ahora a nivel global no es suficiente para alcanzar los objetivos climáticos ni de desarrollo. Desde 2010 el coste de las tecnologías renovables ha disminuido por encima de las expectativas (especialmente la solar -87%, y las baterías -85%), pero en total, solar y eólica representan de momento solo el 7% del suministro eléctrico mundial.

- El calentamiento global asociado a los distintos escenarios de emisiones publicados oscila entre menos de 1,5°C y más de 5°C para 2100 en comparación con los niveles preindustriales. Los escenarios de referencia sin nuevas políticas climáticas conducen a un calentamiento global medio de entre 3,3°C y 5,4°C.

- El crecimiento del consumo de energía y materiales es la causa principal del incremento de Gases de Efecto Invernadero (GEI). El ligero desacoplamiento observado del crecimiento respecto al uso de energía no ha podido contrarrestar el efecto del crecimiento económico y poblacional.

- No es incompatible luchar contra la pobreza energética y el cambio climático. Esto es así porque los grandes emisores son los más ricos: el 10% más rico emite diez veces más que el 10% más pobre. Por eso, aumentar el consumo de los más pobres hasta niveles básicos de subsistencia no aumentaría mucho las emisiones.

- Se acepta implícitamente que los escenarios de mitigación suponen pérdidas del PIB. En los escenarios que contemplan una reducción de la demanda energética, los retos de la mitigación se reducen significativamente, con una menor dependencia de la eliminación de CO₂ (CDR), menor presión sobre la tierra y menores precios del carbono. Estos escenarios no suponen una disminución del bienestar, pero sí una provisión de mejores servicios.” En el fondo, se admite lo que decía la propia Agencia Europea del Medio Ambiente: la preservación medioambiental no es compatible con el crecimiento económico”, según señalan desde Extinción Rebelión.

■ **Más información:**

→ www.ipcc.ch

■ Ya está en vigor la nueva etiqueta energética para iluminación

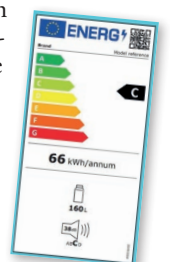
Tras el cambio de la etiqueta energética de lavadoras, secadoras, lavavajillas, frigoríficos, vinotecas, monitores y televisiones que se produjo el 1 de marzo de 2021, llega el cambio de las fuentes de iluminación. Desde el 1 de septiembre están vigentes las nuevas etiquetas energéticas de lámparas y bombillas. Este cambio simplifica las categorías y tiene como finalidad ayudar a los consumidores a elegir productos más eficientes.

Las antiguas etiquetas A+, A++ y A+++ motivan mucho menos la compra de aparatos eficientes que aquellas que muestran la escala A (clase más eficiente) a G (clase menos eficiente), según señalan desde la fundación Ecodes. Este sistema más sencillo es el empleado en el nuevo etiquetado.

Para incentivar la mejora continua de la eficiencia energética de los nuevos productos, con el reescalado, la clase A quedaría desierta reservándose así esta categoría para futuras mejoras tecnológicas. De esta manera, los consumidores van a encontrar etiquetas cuya mejor puntuación sea una clase B. De hecho, las etiquetas más comunes serán las de clase D e inferiores. Adicionalmente, y como novedad, la etiqueta incorpora un código QR a través del que se ofrece mayor información al consumidor.

Teniendo en cuenta que cerca del 12 % del consumo eléctrico de una casa se destina a la iluminación, el ahorro tras la sustitución de bombillas sería significativo. Así, aunque las bombillas LED más eficientes son más caras, compensan por su menor consumo a largo plazo. Además, el hecho de que estas bombillas duren aproximadamente 20 años también se notará en el bolsillo. Las LED pueden reemplazar cualquier tipo de bombilla antigua gracias a la variedad de modelos, formas y gama de temperaturas de color, desde iluminación cálida hasta muy fría.

El etiquetado energético en la UE se viene realizando desde la década de los 90, cuando entraron en vigor las primeras directivas europeas, y exige que los aparatos eléctricos incorporen una etiqueta energética que debe de situarse en la parte exterior del embalaje de todo tipo de electrodomésticos y aparatos para iluminación. ■



■ Desarrollo local, nuevos empleos y otros beneficios de calentar el agua con la energía del Sol

Con el descenso de los costes de las energías renovables, la energía solar se ha vuelto especialmente atractiva para el calentamiento del agua, actividad que representa alrededor del 18% del uso de energía en los hogares por término medio. Los calentadores de agua solares juegan, por tanto, un papel importante en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, además de ayudar al desarrollo de la industria local, la creación de puestos de trabajo y la mejora de la sanidad y las comunicaciones.

Los argumentos a favor del desarrollo industrial local son especialmente pertinentes en estos momentos de pandemia, cuando los países experimentan interrupciones en el suministro de materiales y mano de obra, y las cadenas de suministro nacionales han demostrado ser esenciales para las economías, según señalan desde la Agencia Internacional de Energías Renovables, IRENA.

Los calentadores solares de agua son una tecnología madura que se ha desplegado con éxito en diversos países durante más de 30 años, sobre todo en el sector residencial, proporcionando una solución asequible para muchos hogares. Se estima que un hogar de cuatro miembros utiliza unos 300 litros de agua caliente al día. Dado que el calentamiento del agua representa alrededor del 18% del uso de energía en los hogares por término medio, y que la demanda de agua caliente crece con los ingresos de los hogares, la descarbonización del calentamiento del agua en particular se convierte en un elemento clave de la transición energética en curso.

En su última actualización de la serie Leveraging Local Capacity (Aprovechamiento de la capacidad local), realizada en agosto, IRENA va más allá de los beneficios medioambientales de estos sistemas y esboza las amplias oportunidades de creación de valor socioeconómico local que presenta esta industria. La agencia examina los tipos de puestos de trabajo creados y sugiere formas para que los responsables políticos aprovechen y promuevan esta tecnología.

ALTO POTENCIAL EN TODA LA CADENA DE VALOR

IRENA destaca, en primer lugar, que al tratarse de una tecnología relativamente sencilla, los fabricantes locales de la mayoría de los países—a menudo pequeñas y medianas empresas—pueden producir, instalar y mantener los sistemas ellos mismos. El potencial de creación de valor reside sobre



todo en la fabricación, distribución al por mayor, venta e instalación, así como funcionamiento y mantenimiento de los equipos. Algunos de los principales componentes de la tecnología—como el colector, la bomba o el tanque de almacenamiento—pueden fabricarse localmente, creando así empleos locales.

Los conocimientos necesarios para fabricar, instalar y mantener estos sistemas son fácilmente transferibles desde las profesiones de fabricación, construcción y fontanería. La agencia estima que la fabricación, planificación, instalación y desmantelamiento de sistemas de calentadores solares de agua a pequeña escala para 10.000 hogares unifamiliares requiere más de 460.000 días-persona, y las necesidades de mano de obra varían a lo largo de la cadena de valor.

Pero la creación de valor nacional puede maximizarse aprovechando y mejorando las capacidades de las industrias existentes o desarrollándolas a través de políticas y medidas que estimulen la demanda de calentadores solares de agua y que posteriormente mejoren la capacidad a lo largo de la cadena de valor.

POLÍTICAS A APLICAR

Para seguir impulsando la industria de los calentadores solares de agua domésticos, IRENA plantea a los responsables políticos que apliquen las siguientes medidas:

- Establecer objetivos ambiciosos en cuan-

to al número de sistemas, la superficie de los colectores o la capacidad térmica.

- Establecer obligaciones y mandatos para la instalación de calentadores de agua solares.
- Ofrecer incentivos financieros, como subvenciones, préstamos a bajo interés e incentivos fiscales.
- Establecer normas técnicas para la calidad de los productos mediante certificaciones y garantías.
- Poner en marcha programas de formación y reciclaje adecuados para la instalación y el mantenimiento correctos, eficientes y seguros de los calentadores de agua solares.

Hacen falta, además, actuaciones para aumentar la concienciación de los consumidores sobre los beneficios de los calentadores de agua solares y así superar las barreras no económicas. “Los beneficios medioambientales son claros: la reducción de las emisiones de efecto invernadero conduce a un mundo más seguro desde el punto de vista climático y a una mejor atención sanitaria. Pero si el público entiende que la tecnología también le beneficia económicamente, se creará un mercado competitivo, que comenzará a nivel local y se ampliará a nivel nacional”, concluye IRENA en su informe.

■ Más información:

→ www.irena.org

■ Extremadura instaló en 2020 más solar fotovoltaica que en toda su historia

La región cerró 2019 con 1.075 megavatios de potencia solar fotovoltaica conectados a la red y concluyó 2020 con 2.569. Además, tiene actualmente en construcción 2.327 MW más, en 27 instalaciones, y está tramitando otros 144 proyectos fotovoltaicos (por valor de otros 5.100 MW). Por otro lado, en lo que llevamos de 2021 se han autorizado 444 instalaciones de autoconsumo, un 14% más que el año pasado, 2020, el año del Covid.

Todos esos datos y muchos más recoge el Balance Eléctrico de Extremadura 2020, que ha publicado la Consejería para la Transición Ecológica de la Junta de Extremadura. La región generó el año pasado 21.354 gigavatios hora (GWh), un punto y medio más que en 2019, y redujo su demanda, hasta dejarla en los 4.951 GWh (-0,3 %). Los 4.900 gigas hora generados en 2020 representan el 1,98% de la demanda nacional. Según el Balance

Eléctrico 2020, la potencia total instalada en Extremadura alcanzó los 7.806 megavatios, un 23,67% más que en 2019, debido a la instalación de 1.494 megas fotovoltaicos (FV). Más allá de ese enorme crecimiento (+23,6%), otro dato destaca sobremedida en el Balance extremeño: el superávit eléctrico que muestra la región, que produjo un 413,3% su demanda, lo que ha supuesto que la comunidad autónoma haya exportado el 76,81% de su producción eléctrica.

La principal fuente de electricidad en la región es el uranio: los dos reactores nucleares que operan en Almaraz produjeron tres de cada cuatro kilovatios hora extremeños (74,1% del total). No obstante, las energías renovables solas podrían abastecer la demanda regional toda. Según los datos contenidos en el balance, “la generación de energía eléctrica renovable supuso en 2020 un 121,49% de la demanda regional y solo con energía solar, tanto fotovoltaica como

termosolar, la generación de energía eléctrica producida alcanzó el 84% de la demanda”. El balance recoge que la demanda de energía eléctrica en la región retrocedió en 2020 un 0,3%.

Otros datos destacables son los siguientes: la producción nuclear de electricidad cayó casi seis puntos y medio (-6,45%), debido a las paradas por recarga y a dos paradas no programadas causadas por problemas técnicos. En el otro plato de la balanza, las fuentes renovables incrementaron en 2020 su producción casi un treinta por ciento (+29,12%), con respecto al año anterior, alcanzando la cifra de 6.015 GWh, ampliamente superior como se dijo a la demanda total de la región (4.951 GWh). El enorme crecimiento de producción renovable se ha debido a varios factores, según la Agencia Extremeña de la Energía: el notable incremento de la producción solar fotovoltaica, cuyo parque de generación se ha más que duplicado con respecto al año anterior, debido a la puesta en marcha de 12 campos fotovoltaicos (un 139% más que en el año precedente).

Otros factores del crecimiento de la producción de electricidad en Extremadura en 2020 han sido, según el balance, “el crecimiento en un 34,2% de generación hidroeléctrica, a consecuencia de que 2020 fue un año más lluvioso que el anterior, y, aunque con menor impacto, la subidas de un 27,67% en la producción de la generación eólica, hasta los 117 GWh, y de un 11,93 % en la térmica renovable, biomasa y biogás, hasta 261 GWh”. La termosolar —apunta Agenex— produjo un 13,6% menos al reducirse las horas de sol con respecto al año precedente y no aumentar la potencia del parque de generación.

El horizonte renovable parece además totalmente despejado. El Gobierno regional ha firmado recientemente, con los agentes económicos y sociales, el denominado Plan Extremeño Integrado de Energía y Clima, cuyo objetivo es que “a finales de la presente década toda la energía producida en la región sea limpia y conseguir que la economía extremeña sea climáticamente neutra”, lo que debe conllevar la instalación de 11.060 megavatios adicionales de energía renovable en diez años.



■ Más información:

→ <http://industriaextremadura.juntaex.es>

■ Las renovables están ganando a la nuclear

El gigante energético BP lleva siete décadas publicando cada año estadísticas energéticas mundiales. La última edición, publicada este verano, se centra en el mayor descenso interanual del consumo de energía primaria desde 1945. Pero hay otro dato que merece la pena destacar: 2020 fue el primer año en el que la generación de energía renovable, excluida la hidráulica, superó a la nuclear a escala global.

Si comparamos la forma de la curva de las renovables con la de la nuclear, vemos que la de las primeras, perfectamente suavizada, es un agregado de cientos de plantas geotérmicas, miles de turbinas de biomasa, un tercio de millón de turbinas eólicas y más de mil millones de módulos fotovoltaicos, instalados en múltiples mercados mundiales. La curva no muestra ni un solo descenso anual en más de 50 años, según destaca Nathaniel Bullard, director de contenidos de BloombergNEF, que ha analizado a fondo el informe de BP.

La energía nuclear es, básicamente, lo contrario: su trayectoria de crecimiento es prácticamente plana en el siglo XXI, con sólo cuatro centrales más operativas ahora que en 2001, según el Organismo Internacional de Energía Atómica. Su curva refleja también decisiones puntuales, como por ejemplo, embarcarse en una expansión masiva en un mercado o cerrar la generación durante años tras una catástrofe. Ahí está, en 2011, la respuesta de la flota nuclear japonesa al desastre de Fukushima. O los cierres de seis centrales el año pasado en Estados Unidos, Suecia, Rusia y Francia. Además, las centrales nucleares son bastante antiguas. La mayoría fueron diseñadas para una vida útil de 40 años, y muchas de ellas se acercan ya a esa edad: un 45% tiene entre 31 y 40 años. Hay más centrales nucleares de más de 46 años que de menos de seis.

La comparación entre las dos curvas refleja, asimismo, el descenso de la generación nuclear y el aumento logrado por las renovables. En 1965, año en el que comienzan los datos de BP, la energía nuclear generó 24 teravatios-hora, mientras que la eólica, la solar, la geotérmica y la biomasa generaron 15 teravatios-hora. La brecha entre ambas tecnologías se amplió durante cuatro décadas completas, pero con la generación nuclear básicamente plana desde el cambio de siglo y las renovables en ascenso, en 2020 llegó el sorpasso, y éstas superaron a la atómica.

HACIA LAS CERO EMISIONES NETAS EN 2050

Esto no significa, sin embargo, que las centrales nucleares vayan a desaparecer. Según el analista de Bloomberg, “una señal alentadora para la energía nuclear es la relativa abundancia de las centrales más jóvenes. Hay cuatro veces más centrales nucleares de cinco años o menos que de 11 a 15 años, y el doble de las de 16 a 20 años”.

La edad de las centrales es, además, un indicador de seguimiento. Se necesitan años, a veces una década o más, para que una central nuclear entre en pleno funcionamiento, lo que significa que hay un desfase importante entre el inicio de la construcción y el momento en que la instalación terminada se conecta a la red. Bullard recuerda, por otra parte, que, desde el punto de vista climático, la energía nuclear y las renovables no compiten. Y en su opinión, la demanda de electricidad crecerá lo suficiente como para respaldar una expansión significativa de todas las tecnologías de generación de energía con cero emisiones de carbono.

■ **Más información:**

→ www.bp.com

La feria de la industria solar líder en el mundo
MÚNICH, ALEMANIA

OCT
06–08
2021
www.intersolar.de



RESTART 2021

- Desde células y centrales solares hasta inversores
- Acceso a mercados internacionales y nuevos modelos comerciales
- Innovaciones tecnológicas y tendencias del sector
- Coincida con más de 20.000 expertos en energía y 800 expositores en las cuatro ferias especializadas simultáneas

3 YEARS
1991–2021
INTERSOLAR



P A N O R A M A

Otra mirada sobre el precio de la luz

“Los altos precios que estamos viendo carecen de lógica (...). Con una demanda estancada, que se aplan y disminuye en las horas punta, hay suficiente capacidad renovable para que en este momento el precio eléctrico en España sea el más bajo de Europa”. Es el análisis de Grupo ASE, que pasa por ser el mayor agregador de demanda eléctrica del país y, sin duda, uno de los observadores más concienzudos del mercado nacional. “Los altos precios que estamos viendo carecen de lógica”.

Antonio Barrero F.

Nunca antes hubo en España tantas instalaciones capaces de generar energía eléctrica, tanta potencia de generación –centrales hidroeléctricas, nucleares, de gas, de biomasa, parques eólicos, termosolares– como hoy. Según el operador del sistema eléctrico nacional, Red Eléctrica de España, en el país hay hoy instalados 111.844 megavatios de potencia. Mucha oferta. Mucha, mucha, mucha oferta potencial, y una demanda –la de agosto del 21– que ha estado por debajo de la de agosto del 19, y del 18, y del 17, y del 16 y del 15. Pues bien, a pesar de que la oferta potencial es mayor que nunca antes, y a pesar de que la demanda está hoy por debajo de la registrada en 2011, hace ya diez años, nunca antes fueron tan altos los precios del megavatio hora en el mercado mayorista. La pregunta es: si la oferta potencial de megavatios hora es hoy mayor que nunca, y la demanda en agosto ha estado por debajo de la que registró el país en 2011, ¿por qué la electricidad está marcando precios top en este mes de agosto?

La sombra de la especulación sobrevuela estos días el mercado eléctrico. A continuación, algunos datos. Iberdrola, Endesa y Naturgy son las propietarias de 16.459 de los 17.098 megavatios de potencia hidroeléctrica que hay en España (el 96,2%). Son así mismo propietarias de los 7.117 megavatios de potencia nuclear (100%) y de 15.000 de los 26.000 megas de ciclo combinado (centrales térmicas que queman gas para generar electricidad). Además, cuentan con 10.000 de los 27.000 megavatios de potencia eólica que hay hoy instalados en España.

Sí, Iberdrola, Endesa y Naturgy son el núcleo duro del oligopolio. Y están haciendo su agosto. Sobre todo con sus centrales hidroeléctricas, que producen electricidad a tres euros el megavatio hora, electricidad que están cobrando a más de 140. Es más, la están cobrando al precio que ellas mismas están marcando en la subasta diaria del mercado mayorista de energía eléctrica. El 1 de septiembre, al cierre de esta edición, el agua marcaba el precio de la luz más elevado de la historia: 140,23 euros por megavatio hora (precio medio para todo el día). Más aún: el Top 5, las cinco horas más caras de ese día (20.00 horas, 21, 22, 23 y 24) las marcaban la gran hidráulica y el bombeo.

Según el estudio Precios y Costes de la Generación de la Electricidad (Comisión Nacional de Energía, 2008), generar entonces (en 2008) un megavatio hora hidroeléctrico en una central amortizada costaba tres euros (3€). Hoy esas centrales

están 13 años más amortizadas, la gran hidráulica está generando probablemente a menos de 3 euros el megavatio en muchos casos y, sin embargo, está cobrando a razón de 140 euros el megavatio, un 4.600% de beneficio. Los precios de septiembre siguen la estela (de precios muy altos) que ha dejado tras de sí el mes de agosto, que es hasta ahora el más caro de la historia.

■ Menos demanda este año

La demanda de electricidad en agosto de 2021 en España ha sido inferior, según Red Eléctrica de España, a la demanda de electricidad registrada en agosto de 2019 (último año equiparable). Más aún: ha sido menor (la demanda de este mes de agosto trufado de precios récord) a la demanda registrada en agosto de 2018 y menor que la demanda de agosto de 2017 y menor que la del mes de agosto del 16 y menor aún que la del mes de agosto de 2011. Es decir, que no ha sido el incremento de la demanda (porque no ha habido tal) el responsable de la escalada de los precios.

■ Más renovables que nunca

La generación de electricidad de origen renovable en agosto de 2021 en España ha sido mayor que nunca. El 42,5% de la energía eléctrica demandada ha salido de parques eólicos, campos fotovoltaicos, centrales termosolares, saltos de agua. El 42,5%, o cuatro puntos más que en 2020, cuando “solo” el 38% de la electricidad llevó el marchamo renovable. O catorce puntos más que en 2019 (28,1%, según datos siempre de Red Eléctrica de España). Es decir, que no ha sido la caída de la generación renovable la responsable de la escalada de los precios. Antes al contrario, en este agosto del 21 que acaba de concluir hemos producido más o mucha más energía limpia que en cualquier otro mes de agosto.

Sí ha subido el precio de la tonelada de CO₂, que cotizaba a casi 28 euros en septiembre del año pasado y en este mes de agosto que acaba de concluir ha estado a una media de 56,63 euros tonelada. Las centrales térmicas de ciclo combinado que queman gas natural para producir electricidad emiten CO₂ en ese proceso, y tienen que pagar por ello, pagan porque contaminan. Y lo que están haciendo las centrales de ciclo combinado es repercutir ese coste en sus ofertas, de modo tal que, al final, el que paga la contaminación es el consumidor final (pago en forma

de impacto en el aparato respiratorio, pago en forma de euros por megavatio y pago en forma de cambio climático).

El gas también ha subido de precio. Y el gas es la materia prima que emplean las centrales térmicas de ciclo combinado para generar electricidad. Hoy está a 52,33 euros el megavatio hora. Hace un año, a 14,83. ¿Explica ese dato –su precio se ha más que triplicado– la subida del precio de la luz? El gas no ha producido más que el 18% de la electricidad de agosto. El

otro 82% ha sido generado en centrales nucleares, hidroeléctricas, termosolares, de biomasa, etcétera, etcétera. El precio del megavatio hora del 1 de septiembre (140,23 €) también más que triplica el de hace un año (entonces era de 44,20). Volvemos a lo mismo: el gas no ha producido ni la quinta parte de la electricidad.

En agosto de 2021, el gas de los ciclos combinados solo ha producido 4.076 gigavatios hora. En agosto del año pasado produjo más: 5.529, y eso que estábamos en lo peor de la pandemia. Pero es que, un año antes, en agosto de 2019, de los ciclos combinados que queman gas natural para producir electricidad salieron 7.389 gigavatios hora, un 80% más que este año. Del total de la electricidad generada entonces, el gas supuso un 32%. Este año, como se dijo, el 18%. Cabría insistir: ¿explica la subida del precio del gas la escalada del precio de la electricidad?

■ *Vayamos a un ejemplo sencillo*

Si en la cesta de la compra incluimos tres productos (pan, leche y manzanas), que nos cuestan a razón de 100 euros cada uno (100 euros el pan, 100 la leche y 100 las manzanas), pagaremos 300 euros en total. Si resulta que al día siguiente uno de esos productos (la leche, por ejemplo) sube de precio un 100% y empieza a costarnos 200 euros, pagaremos 400 euros en total: 100 por el pan, 100 por las manzanas y 200 por la leche. En conjunto, habremos pagado un 33% más que el día anterior.

En el caso de la electricidad me dicen que no sucede eso. En el caso de la electricidad, sube una de las fuentes de energía eléctrica (el gas, que triplica precio en un año) y por eso –según algunos analistas– sube la electricidad toda, que triplica precio en un año. Es como si al subir un 100% la leche, debiera subir un 100% el precio de la cesta toda, y si ayer la cesta toda costaba 300, hoy debiera costar 600 (y no 400, que es lo que nos costaría si atendemos solo al incremento del precio de uno de los productos, la leche).

Otros analistas consideran que el responsable de la subida brutal del precio de la luz es el mecanismo de conformación de precio que el legislador ha ideado para el mercado de la electricidad. El legislador ha establecido unas reglas del juego según las cuales hay una subasta (se subasta la cantidad de megavatios hora que va a necesitar el país para funcionar ese día), y en esa subasta las tecnologías van ofertándose, y cuando casan la oferta y la demanda, el precio del último megavatio hora es el precio que deben cobrar todos los MWh.

Al pagarlo todo al coste de la leche, la electricidad toda sube su precio de manera desorbitada. “Es el disparatado diseño del mercado eléctrico, que conduce inevitablemente a que paguemos 100 por lo que cuesta 1”, ha dejado escrito el profesor Jorge



Fabra en su perfil de Twitter. En él, el economista, expresidente de Red Eléctrica de España, viene a postular que las fuentes de electricidad, aunque todas generen lo mismo (electricidad), prestan servicios muy distintos y que no tiene sentido pagar todos esos servicios al mismo precio.

Las centrales hidroeléctricas, por ejemplo, prestan servicios de regulación y almacenamiento, y su arranque es casi instantáneo; la nuclear aporta inercia al sistema, pero produce externalidades negativas; y las térmicas prestan servicios de regulación, si bien “sus

emisiones de gases con efecto invernadero constituyen una grave externalidad negativa”, señala Fabra. Eso sí –concluye–, resulta “simplemente una aberración contraria al estado del arte” el que sea “el coste del servicio prestado al sistema y a los consumidores por las centrales de gas el que determine los precios”.

Según Fabra, el problema del mercado eléctrico no es el marginalismo, “sino su diseño, que pone en competencia servicios desiguales (...). Y poner en competencia servicios desiguales –continúa el profesor–, prestados desde infraestructuras extraordinariamente diversas que funcionan con costes tan distantes como el 1 del 100, unido a la dinámica marginalista de todo mercado, es la causa de que paguemos todo a 100”.

Y así concluye su hilo el profesor Jorge Fabra

«Desde algunas instancias se argumenta que el derecho comunitario impide una reforma que rediseñe el mercado eléctrico. Tal cosa es discutible pero, en cualquier caso, cabría exigir que los esfuerzos para interpretar las normas europeas se hicieran en una dirección más positiva... No puede haber interpretaciones jurídicas contrarias a la teoría económica y a la técnica. Se trata justamente de lo contrario. Las normas jurídicas deben ser interpretadas a la luz de la ciencia. Y si no pudiera ser así, la norma debería ser cambiada. Estaría mal hecha». Jorge Fabra

Para colmo, y más allá del gas, a la fiesta del “disparatado” mercado eléctrico se ha unido la hidráulica, que está aprovechando la coyuntura para especular: coste de oportunidad le dicen. El planteamiento sería grosso modo el siguiente: la hidráulica estima “a cuánto puede ofertar el gas para cubrir costes y obtener un margen de beneficio” y, una vez hecha esa estimación, los operadores de las centrales hidroeléctricas (Iberdrola, Endesa y Naturgy) ofertan en la subasta un ápice por debajo de lo que puede ofertar el gas y se adjudican el megavatio.

Por ejemplo, la hidráulica estima que el gas (habida cuenta de lo que ha subido su precio en los mercados internacionales) podría ofertar a 141 euros el megavatio hora (141 porque si oferta por debajo no cubre costes). Pues bien, los operadores de las centrales hidroeléctricas van y dicen: pues yo puedo generar ese megavatio hora a 140 euros... y se lo adjudican. Y encima van y presumen de que nos están ahorrando un euro. Y encima es verdad en este mercado “disparatado”, pero muy europeo. Y encima van y presumen de que nos están ahorrando un euro. Y encima es verdad en este mercado “disparatado”, pero muy europeo.

La hidráulica cobra 140 euros por ese megavatio aunque la hidráulica está produciendo ese megavatio hora a 3 euros



Las diez de Facua

Generar un megavatio hora en una central nuclear española costaba 44,37 euros en 2008, según un informe que sobre el particular publicó entonces la mismísima Comisión Nacional de la Energía: 44,37 euros el megavatio hora. Ese mismo año (2008), la revista Economía Industrial (editada por el Gobierno de España), publicaba un Especial Nuclear en el que el principal propietario de centrales nucleares en el sistema eléctrico nacional, Endesa, reconocía un coste de generación de 36,4 euros por megavatio hora. Hoy, las centrales nucleares españolas están 13 años más amortizadas que en 2008, cuando fueron publicadas aquellas cifras, por lo que generar un kilovatio hora nuclear es presumiblemente más barato aún. Además, hoy, el uranio, la materia prima con la que las centrales nucleares producen electricidad, cuesta poco más de la mitad de lo que costaba en 2008, porque Fukushima cerró muchas centrales en Japón y en Alemania (dos enormes potencias nucleares), y en otras latitudes la solución atómica ha dejado de ser atractiva a los ojos de la opinión pública, habida cuenta de lo visto en la ciudad japonesa. Sea como fuere, hoy, el megavatio hora lo estamos pagando a 140 euros, el cuádruple de 36,4 (por remontarnos a la cifra publicada en 2008).

Con la hidráulica pasa igual. Solo que más, como hemos visto.

Pues bien, en el marco de la brutal escalada del precio de la luz que estamos viviendo estos días, la asociación de consumidores Facua denunciaba hace unos días, por boca de su secretario general, Rubén Sánchez, la inacción del Gobierno: “el mantra de ‘no podemos porque Bruselas no nos deja’ ya aburre —señalaba Sánchez—. Lo utilizaba la ministra de Hacienda para no bajar el IVA [de la luz] y al final lo bajó. Y ahora, la vicepresidenta Ribera dice que no puede sacar la energía hidráulica ni la nuclear de la subasta diaria porque no lo permite la normativa europea mientras que, justo el país vecino, Francia, lo hizo en 2011 con la nuclear. No pasó nada, no la expulsaron de la Unión, no la sancionaron”.

Frente a la inacción del Gobierno, el responsable de Facua ha aludido también a la Directiva europea del sector eléctrico 2019/944, que “en su artículo 5 —ha dicho—, establece que ‘los Estados miembros podrán aplicar intervenciones públicas en la fijación de precios para el suministro de electricidad a los clientes domésticos en situación de pobreza energética o vulnerables y, en este sentido —ha advertido Sánchez—, la Directiva no pone límites a los crite-

rios económicos que pueden utilizar los Estados miembro para considerar a un consumidor como vulnerable”.

Facua-Consumidores en Acción reclama al Gobierno una serie de medidas para proteger los derechos de los usuarios frente a los abusos del sector eléctrico. Según la asociación, hacer frente a la pobreza energética de una manera eficaz y garantizar el acceso al suministro eléctrico a unos precios razonables debe ser prioritario para este Gobierno “y una obligación de servicio público para las empresas eléctricas”. La luz —señalan desde Facua— es esencial para el desarrollo de una vida digna y no puede seguir siendo una mercancía más, sujeta a los movimientos especulativos de los mercados.

ESTAS SON LAS DIEZ REIVINDICACIONES DE FACUA

1. Reforma del sistema de fijación de precios en el mercado mayorista, de manera que determinadas tecnologías de generación eléctrica salgan de la subasta diaria y se sometan a un sistema de precios máximos fijados por el Gobierno.

2. Creación de una tarifa social. Puesta en marcha de un nuevo bono social que represente un descuento de al menos el 50% de la factura y al que puedan acogerse las familias cuyos ingresos no superen 2 salarios mínimos, que se elevarían hasta 3 en función del número de hijos, discapacitados, dependientes o mayores de 65 años.

3. Coordinación entre Gobierno, comunidades y ayuntamientos. Articulación de un procedimiento coordinado mediante el cual, a los beneficiarios del Ingreso Mínimo Vital, rentas mínimas de inserción de las comunidades autónomas y beneficiarios de ayudas y prestaciones sociales del ámbito local se les incorpore, en el procedimiento y resolución de concesión, la garantía de acceso a suministros básicos como la luz.

4. Bajada del IVA con carácter permanente. El impuesto no puede volver a ser del 21%. La disminución de ingresos para las arcas del Estado debe compensarse con una reforma de los impuestos sobre la renta, patrimonio y sociedades para que paguen más quienes tienen mayores recursos.

5. Empresa pública de energía. Recuperación para el Estado de las concesiones de centrales hidroeléctri-

cas que caduquen para integrarlas en una empresa pública de energía, de manera que con ella puedan fijarse precios justos que contribuyan a reducir la factura de la luz.

6. Prohibición de cortes de suministro por razones económicas a los consumidores vulnerables. Las eléctricas deberán dirigirse a la administración para comprobar la situación de las familias que no abonen sus recibos. Si sufren vulnerabilidad económica, no podrán cortarles el suministro y el coste será asumido por las compañías.

7. Auditoría al sistema eléctrico. Análisis de los costes del sistema desde la puesta en marcha de la liberalización del sector para determinar si las eléctricas inflaron los precios y, con ellos, el déficit de tarifa que llevamos años devolviéndoles. Reembolso de los 3.500 millones de euros que cobraron indebidamente en conceptos de Costes de Transición a la Competencia (CTCs).

8. Control de las ofertas fraudulentas. Puesta en marcha de mecanismos de control coordinados entre el Gobierno y las comunidades autónomas para detectar, multar y alertar públicamente de las ofertas engañosas lanzadas por las eléctricas en el mercado libre.

9. Bajada sustancial del término de potencia. Tras la subida del 103% en el precio del kilovatio de potencia contratada que aprobaron los últimos gobiernos del PP, el actual Ejecutivo de coalición ha aplicado una bajada poco significativa, que no llega al 16%, pese a su compromiso de disminuir el porcentaje que representa el término fijo en el total de la factura.

10. Reestructuración de los tramos horarios. El horario menos caro, el valle, debe adelantar su inicio de lunes a viernes no festivos a las 22.00 horas, de manera que un mayor porcentaje de consumidores puedan aprovecharlo para desarrollar tareas domésticas a precios más bajos.

Facua-Consumidores en Acción se define como “una organización no gubernamental, sin ánimo de lucro, dedicada desde sus orígenes, en 1981, a la defensa de los derechos de los consumidores; independiente de gobiernos, partidos políticos, confesiones religiosas e intereses empresariales, con un carácter marcadamente progresista, democrático, plural y participativo”.

(eso es lo que le cuesta generar un megavatio hora a una central hidroeléctrica, que no tiene que comprar gas en los mercados internacionales para producir electricidad, ni tampoco va a emitir CO₂ en ese proceso, porque el agua es una fuente renovable y limpia de energía). Es decir, que la hidráulica aprovecha la subida en los mercados internacionales del combustible que utiliza su competidor (el gas) para hacer el agosto.

Y lo hace porque puede. Porque la hidráulica puede mantener el grifo cerrado y no soltar el agua que mueve la turbina hasta que el precio de la subasta sea lo suficientemente atractivo, o elevado. Es lo que algunos llaman coste de oportunidad y otros denominan especulación. Especulación con un bien público, el agua (agua cuyo uso obedece además a una concesión del Estado).

■ ¿Conclusión?

El legislador ha ideado un mercado eléctrico, y ha establecido unas reglas determinadas, según las cuales el precio 140,23 que cerró la subasta del 31 de agosto, el precio último, el precio que casa la demanda con la oferta, es el precio que cobrarán todos los megavatios. Todos, todos, todos los megavatios van a cobrar a razón de 140,23 €. ¿Resultado? Como bien apuntan por ahí algunos analistas, estamos pagando panga a precio de caviar.

¿Otro resultado? Todos los generadores están contentos (unos más que otros, pero todos contentos): el gas (porque repercute en ese precio sus costes crecientes: combustible y CO₂), las renovables (las que participan en ese mercado, porque hay muchas renovables que tienen un precio previo tasado y no participan ahí) y, por fin, la nuclear (que produce aproximadamente el 20% de la electricidad que usa cada año este país) y la gran hidráulica (que produce aproximadamente el 15%).

Iberdrola, Endesa y Naturgy, que controlan los grifos del 96,2% de la potencia hidroeléctrica del país, controlan también 15.000 de los 26.000 megavatios de gas natural que hay instalados en España.

O sea, que saben muy bien a qué precio puede ofertar el gas.

¿Por qué le interesa a Iberdrola por ejemplo (o a Endesa, o a Naturgy, da lo mismo) vender más megavatios de hidráulica que de gas? Pues porque el margen de beneficio es mucho mayor. Según el estudio antes citado, Precios y Costes de la Generación de la Electricidad (Comisión Nacional de Energía, 2008), generar entonces (en 2008) un megavatio hora hidroeléctrico en una central amortizada costaba 3 euros. Hoy esas centrales están 13 años más amortizadas, la gran hidráulica está generando probablemente a menos de 3 euros el megavatio en muchos casos y, sin embargo, está cobrando, por obra y gracia de un legislador que ha elegido unas ciertas reglas del juego, a razón de 140 euros, un precio que está fijando además precisamente ella, la hidráulica, en el mercado.

El margen que hay entre los 3€ de generación (que es lo que le cuesta a una central hidroeléctrica producir un megavatio hora) y los 140 del mercado mayorista es mucho mayor que el margen que puede haber entre los 50, 60, 70, 80, 90 € de generación de un ciclo combinado y los 140,23€. Por eso a Endesa, Iberdrola y Naturgy les interesa más generar en pantanos que con gas.

«Toda concesión se otorgará según las previsiones de los Planes Hidrológicos, con carácter temporal y plazo no superior a setenta y cinco años. Su otorgamiento será discrecional, pero toda resolución será motivada y adoptada en función del interés público». Artículo 59 de la Ley de Aguas

En función del interés público.■

ROAD TO
KEY ENERGY
2021

MARCHA

ABRIL

MAYO

JUNIO

SEPTIEMBRE

DIGITAL
GREEN
WEEKS

Driving
the energy
transition.

KEY ENERGY

26-29 DE OCTUBRE 2021
RECINTO FERIAL DE RÍMINI, ITALIA

Organizado por
ITALIAN
EXHIBITION
GROUP

En colaboración con
ITA

Simultáneamente con
ECOMONDO
THE GREEN TECHNOLOGY EXPO

Key Energy como motor de cambio para
acelerar la reconversión de las
industrias y las ciudades hacia un
futuro más sostenible.

f t y
keyenergy.it

Para obtener información y entradas gratuitas, póngase en contacto con: DEKER - Consultores de Marketing - Javier Moreno Oto - +34 945 35 97 77 - javier.moreno.oto@deker.es - www.deker.es



P A N O R A M A

Hacia el consumidor cero emisiones

Convertir cada edificio, vivienda y vehículo en una central eléctrica

El último informe de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) sobre el mercado eléctrico prevé un crecimiento de la demanda mundial de electricidad en 2021 y 2022 que aumentará las emisiones de CO₂ a niveles récord por el mayor uso del carbón en la región Asia-Pacífico. El crecimiento de las energías renovables no será suficiente para atender la demanda y se producirá un alto uso de combustibles fósiles. La AIE constata que en 2021 se han disparado un 45% los precios de la electricidad por la subida de los precios del gas y del CO₂. Para cambiar esta trayectoria será necesario aumentar la inversión en renovables y eficiencia.

Javier **García Brea**

El informe “Global Status Report 2021” de REN 21 analiza cómo entre 2009 y 2019 la participación de los combustibles fósiles en el consumo global pasó del 80,3% al 80,2%; por el contrario, la participación de las renovables aumentó del 8,7% al 11,2%. El crecimiento de las renovables apenas ha reducido la cuota de los combustibles fósiles en una década. Estamos lejos del cambio de paradigma hacia las energías renovables. La recomendación de REN21 es una reducción drástica de la demanda energética, prohibir los combustibles fósiles y hacer del consumo de energía renovable un indicador de rendimiento para cada actividad económica.

España ha superado en 2021 la cuota del 44% de generación renovable de 2020 y alcanzó el 51,5% en la mitad de este año; pero no ha evitado los altos precios de la luz. Por primera vez, las emisiones de GEI en 2020 han descendido un 6,4% por debajo del nivel de 1990, debido a las restricciones de la Covid-19, la caída del 60% del carbón y el incremento de la generación renovable un 13%. Sin embargo, los combustibles fósiles representan el 70% del consumo energético y las renovables el 20%. La trayectoria no cumple los compromisos de reducción de emisiones del Acuerdo de París y de la Unión Europea para 2030.

■ *¿Cómo cambiar el frustrante retraso en la acción contra el cambio climático por una política más decidida hacia las energías renovables?*

■ 1 UNA ECONOMÍA DE LA HUELLA DE CARBONO

El Informe del Tribunal de Cuentas de la UE sobre la aplicación del principio de “quien contamina paga” señala la incoherencia entre las políticas y las acciones medioambientales. Hasta ahora son los contribuyentes, y no los contaminadores, los que pagan los costes del daño ambiental causado. Los fondos europeos se han utilizado contrariamente al principio de “quien contamina paga” cuando las autoridades nacionales no obligan a las industrias a cumplir las normas ambientales.

En España más del 90% de los daños ambientales no los pagan los responsables que los producen sino los contribuyentes y consumidores. El Tribunal de Cuentas europeo recomienda instrumentos, como normas para poner fin a la contaminación en origen, una fiscalidad que introduzca los costes y beneficios medioambientales en los presupuestos de hogares y empresas y la etiqueta ecológica en todos los productos.

- La primera cuestión: definir la transición energética en la Ley 7/2021, de cambio climático y transición energética. Más allá de los objetivos y medios para descarbonizar la economía está el modelo energético para conseguirlo. La Ley 16/2017, del cambio climático de Cataluña, la define como “la transición hacia una sociedad en la que el consumo de combustibles fósiles tienda a ser nulo, con un sistema energético descentralizado y con energías cien por cien renovables, fundamentalmente de proximidad, con el objetivo de conseguir un modelo económico y energético no dependiente de los combustibles fósiles ni nucleares en 2050”. La energía de proximidad o generación distribuida es, en contraposición al modelo energético centralizado, la mejor definición de la transición energética.

- La segunda cuestión: “los presupuestos de carbono”, que no aborda específicamente la Ley 7/2021, como mecanismo de planificación e integración de los objetivos climáticos en las políticas sectoriales con cuotas de gases de efecto invernadero asignadas a entidades, organizaciones, territorios o personas durante un determinado período, teniendo en cuenta los potenciales de reducción y los impactos en cada sector.

- La tercera cuestión: la “fiscalidad sobre el carbono”, como instrumento para modificar pautas de comportamiento que incentiven la demanda de productos sostenibles. La fiscalidad ha de ser un incentivo para activar la descarbonización, proteger a colectivos vulnerables y orientar el mercado hacia las inversiones limpias. Es el reto del paquete europeo “Fit for 55” para poner un precio al CO₂.

- La cuarta cuestión: la “huella de carbono”, que deberá evaluarse y etiquetarse en todos los productos, servicios y procesos de contratación, para que los consumidores finales puedan elegir conociendo las emisiones que han generado. Se abre así la posibilidad de que una parte del presupuesto de carbono nacional lo puedan gestionar los propios consumidores finales.

■ 2 ABRIR LA COMPETENCIA A MILLONES DE CONSUMIDORES

“El capitalismo sin competencia no es capitalismo, es explotación”. La frase es del actual presidente de EEUU, Joe Biden, al presentar su orden ejecutiva antimonopolio, y expresa la principal barrera para enfrentarnos al cambio climático: las multinacionales. Concentrar el poder de mercado en muy pocas empresas crea todos los problemas ambientales, energéticos, políticos y sociales a los que nos enfrentamos. Cuando las multinacionales imponen las barreras de entrada a una mayor competencia, la indefensión de los consumidores es total. Es el trasfondo de las subidas de la luz y suministros básicos o de los intereses y comisiones bancarias. Su posición de dominio es tal que pueden imponer a las autoridades las regulaciones que más les beneficien y hasta cambiar gobiernos.

Las directivas europeas tienen como principal justificación la protección de los consumidores. El establecimiento de reguladores independientes de la competencia ha sido una de sus mayores preocupaciones. En España los reguladores independientes desaparecieron con la Ley 3/2013 y una buena parte de sus funciones pasaron al poder ejecutivo y, aunque se modificó parcialmente en 2019, aún sigue vigente.

La Directiva (UE) 2019/1, que garantiza a las autoridades de la competencia su independencia, sus funciones y medios para que los consumidores y las empresas no sean perjudicados por las prácticas que impiden la competencia, finalizó su plazo de transposición el 4 de febrero de 2021. Su importancia radica en que define la figura del “cártel” y del “cártel secreto”, cuya existencia está oculta, en contraposición con mercados abiertos en los que las empresas compiten sobre la base de sus méritos, sin barreras de entrada. La transposición de esta directiva protegería a los consumidores y empresas de las prácticas que mantienen los precios de bienes y servicios esenciales artificialmente elevados y de los abusos de posición dominante.

Un mercado energético inclusivo es el fundamento de las directivas del “paquete de invierno”. Persiguen la participación de los consumidores en los mercados energéticos como instrumento para la descarbonización de la economía y para abaratar la energía. La transición energética va a depender de que los mercados se abran a nuevos acto-

res y de la existencia de los reguladores independientes.

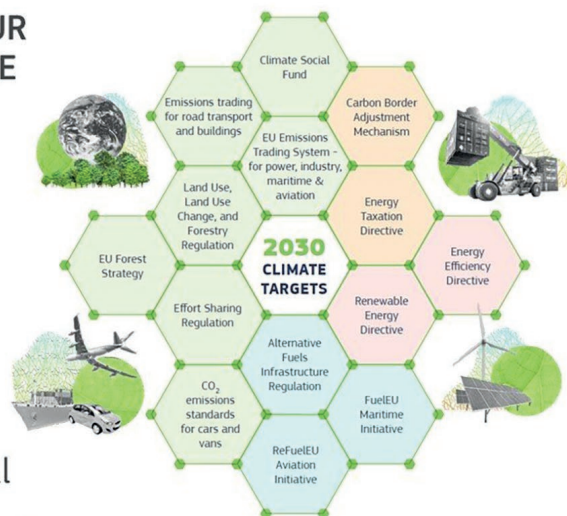
■ 3 CONVERTIR CADA CENTRO DE CONSUMO EN UNA CENTRAL ELÉCTRICA

En el reciente Congreso Nacional de Autoconsumo, organizado por APPA Renovables, su presidente, Santiago Gómez, declaró que “la energía distribuida es la fuerza fundamental de las energías renovables”. Su contribución a la seguridad de suministro, a aumentar la competencia con la participación de los autogeneradores en el mercado, a la electrificación de la demanda y a abaratar la factura



EUROPEAN GREEN DEAL

REACHING OUR 2030 CLIMATE TARGETS



#EUGreenDeal





El paquete Fit for 55

La Comisión Europea publicaba el pasado 14 de julio el paquete Fit for 55. Un conjunto de propuestas que revisa una docena de normas legislativas para adaptar las políticas de la UE en materia de clima, energía, uso del suelo, transporte y fiscalidad a fin de reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero en al menos un 55% (de ahí su nombre) de aquí a 2030 y lograr una Europa climáticamente neutra para 2050. Se trata, seguramente, del proyecto más ambicioso de la historia de la UE en materia de clima, con cambios de calado que transformarán el modo de vida de los europeos en muchos aspectos de su vida cotidiana. El paquete establece, entre otros aspectos, que no se venderán más coches con motor de combustión a partir del 2035, fomenta la sustitución de los sistemas de calefacción y refrigeración antiguos e ineficientes por sistemas que utilicen energías renovables en los hogares, apuesta por la fiscalidad energética y establece un impuesto a los productos importados de países que no apliquen normas estrictas contra el cambio climático a partir de 2026. Además, mejora la transparencia, al proporcionar a los consumidores más información sobre su combinación energética y las emisiones de GEI relacionadas, y plantea soluciones renovables para la industria.

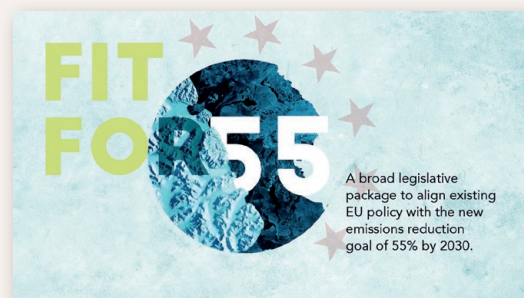
Según la presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, es un paquete equilibrado: “Combina la reducción de emisiones de carbono con medidas para preservar la naturaleza y situar el empleo y la equidad social en el centro de esta transformación”. Sin embargo, no todos lo ven así. El Fit for 55 ya ha provocado reacciones en contra de empresas y ciudadanos, ante el temor de que algunas de estas medidas –como las relacionadas con el transporte, la climatización o la fiscalidad– supongan un aumento de sus costes.

Para compensar este esfuerzo, la UE va a poner en marcha el Fondo Social del Clima, dotado con 72.200 millones de euros en un período de siete años. El Fondo se distribuirá entre los estados miembros con arreglo a criterios como la pobreza energética, y permitirá subvencionar un 50% los proyectos que los países pongan en marcha. En cuanto al impuesto a los productos que lleguen a la UE de países que no apliquen medidas contra el cambio climático, afectará a cinco sectores: acero, aluminio, cemento, fertilizantes y electricidad. Han sido elegidos porque en ellos hay un elevado riesgo de fuga de carbono; es decir, que las empresas se trasladen a otros países en que las normas medioambientales no sean tan estrictas. El anuncio de esta medida ya ha provocado la irritación de países con fuertes lazos comerciales con Europa, caso de China, Rusia, Turquía y Reino Unido.

Otros elementos claves del paquete son el aumento de las reducciones (del 43% al 61%) de las emisiones de carbono permitidas en el mercado de derechos de emisiones (ETS) existente, que afecta a las industrias de uso intensivo de energía, como refinerías y siderurgia, además de la aviación comercial. La introducción del sector marítimo en el mercado de derechos de emisión de CO₂ y el impuesto al queroseno en los vuelos internos de la UE son otras medidas recogidas en el Fit for 55.

Las grandes organizaciones ecologistas europeas lo han tachado, sin embargo, de insuficiente y de “lavado de cara verde”. Critican, por ejemplo, la inclusión de los proyectos de captura y uso de carbono y de bajas emisiones de carbono, al considerar que deja abiertas las puertas al gas fósil, y los mercados de carbono, que permiten que sean los agentes económicos y no las autoridades públicas las que regulen la descarbonización de la economía. “Este paquete de medidas de la Comisión es un espectáculo de fuegos artificiales sobre un vertedero. Puede parecer impresionante, pero si te acercas empieza a oler”, declaraba tras conocer las medidas el director de Greenpeace en la UE, Jorgo Riss. “Para cambiar las cosas de verdad, la UE y los gobiernos europeos tienen que poner fin al apoyo a los combustibles fósiles, el transporte contaminante, la agricultura industrial y la deforestación”, añadía.

Para la aprobación del Fit for 55 – con el que Bruselas no solo pretende reducir las emisiones, sino transformar gradualmente la sociedad en su conjunto y generar un crecimiento económico más sostenible– faltan, en cualquier caso, varios meses de difícil negociación entre los 27 países miembros de la UE y el Parlamento Europeo.



eléctrica, convierte la generación distribuida en el mejor instrumento para transformar el modelo energético en un modelo inclusivo con la participación de millones de consumidores.

El informe “Renovables, Ordenación del territorio y Biodiversidad”, elaborado por la Fundación Renovables, analiza el carácter intrínseco de recurso distribuido de las renovables, las barreras de conexión a la red y de aceptación social para su implantación en el territorio y alcanzar a largo plazo un *mix* 100% renovable.

Frente al modelo rentista de renovables, de instalaciones a gran escala, con constantes operaciones especulativas de compra y venta de activos, de invasión del territorio sin respeto al impacto ambiental o al desarrollo local, la Fundación Renovables propone una jerarquía de las renovables encabezada por el autoconsumo, las comunidades energéticas y la generación distribuida, una regulación ambiental y social, cláusulas antiespeculación, una planificación que incluya objetivos de generación distribuida y la trasposición urgente de las directivas del “paquete de invierno”.

Los instrumentos más eficientes y eficaces para electrificar y descarbonizar la economía en menos tiempo son los recursos energéticos distribuidos (DER) que desarrollan las directivas europeas:

autoconsumo, almacenamiento local, comunidades de energías renovables, comunidades ciudadanas de energía, edificios de consumo casi nulo, microrredes, redes urbanas eficientes de calor y frío, aplicaciones y contadores inteligentes para la gestión de la demanda, recarga de vehículos eléctricos, agregación y agregador independiente de la demanda. Las sinergias de estos recursos aportan al sistema energético la flexibilidad y abaratamiento de la energía que no puede ofrecer la generación centralizada y otorgan al autoconsumidor o consumidor activo el poder de mercado que hasta ahora se le niega.

A través de los recursos energéticos distribuidos es el consumidor el que gestiona su oferta y demanda de energía y sus emisiones. El objetivo del paquete “Fit for 55” es el consumidor cero emisiones. Es el desarrollo del consumidor o cliente activo de las actuales directivas que facilitan convertir cada edificio, vivienda y vehículo en una central eléctrica.

■ Más información:

→ www.tendenciasenergia.es

Hi-MO N

Nueva dirección

Tecnología N-type para un futuro innovador





E N T R E V I S T A

Nacho Bautista

CEO y fundador de Fundeen



“Tenemos una solución interesante para proyectos de menos de cinco megas”

Fundada por los hermanos Nacho y Adrián Bautista, graduados en Ingeniería Civil por la Universidad Alfonso X el Sabio, Fundeen es una “plataforma de financiación participativa” que recibió en febrero de 2019 el visto bueno de la Comisión Nacional del Mercado de Valores para operar (Nacho y Adrián fueron los directivos más jóvenes de la historia de España en conseguir esa autorización). Hoy, solo dos años y medio después, Nacho, CEO de Fundeen, nos cuenta cómo han sido estos 30 meses de febril actividad en un mercado, el nacional de las renovables, que lleva exactamente eso, 30 meses, disparado.

Antonio Barrero F.

■ ¿Qué es Fundeen?

■ Una plataforma de *crowdfunding* que permite a cualquier ciudadano invertir en proyectos de energías renovables desde 500 euros. Son iniciativas de promotores terceros, externos a la plataforma, promotores que nos presentan el proyecto en cuestión, que nosotros previamente evaluamos. Digamos que filtramos todos los proyectos, antes de publicarlos en la plataforma para que la gente pueda invertir.

■ ¿Cómo funciona Fundeen? ¿Viene una empresa y pregunta cómo podría lograr financiación para montar una instalación de autoconsumo sobre las cubiertas de su nave, por ejemplo, u opera Fundeen como buscador de proyectos?

■ Por resumirlo mucho... Hasta ahora hemos financiado dos tipos de proyectos. Uno sería la instalación de autoconsumo industrial, que no nos suele llegar directamente del consumidor. Nos llega desde por ejemplo una empresa de servicios energéticos, o un instalador, que ya tiene un acuerdo con ese cliente para montarle el autoconsumo y que están buscándole a ese cliente la financiación. Nosotros lo que hacemos es aportar la financiación, firmar un contrato de compraventa de energía con el consumidor, en el que le conseguimos un ahorro con respecto a lo que está pagando a la comercializadora de turno, y, a partir de un momento determinado, que suele rondar los 15 años, la instalación se la regalamos, porque nosotros ya hemos obtenido el 7% de rentabilidad que nos hemos fijado como horizonte.

Sin embargo, a día de hoy, en los que estamos más centrados, y de los que estamos haciendo más, son proyectos de conexión a red. Son proyectos como los que está haciendo Iberdrola, Solaria, etcétera, cualquier actor del sector. Pero en lugar de ser de 100, 200, 300 megavatios, pues estaríamos hablando de proyectos de uno, dos, tres, 5 megavatios. Proyectos que están conectados a red, que son generación distribuida, que están mucho más cerca de los centros de consumo, y que tienen rentabilidades muy similares a la que pueden tener Iberdrola y compañía. Son proyectos que, en lugar de ser financiados con un banco y con un montón de millones de grandes fondos, pues los financiamos con las aportaciones de toda nuestra base de usuarios, de

todos aquellos que se deciden a invertir en esos proyectos. Y esos son proyectos que pueden tener un PPA [contrato bilateral de largo plazo de compraventa de electricidad] o pueden vender a red eléctrica.

■ ¿Cómo intentaría Nacho Bautista convencer a un pequeño inversor, a alguien que tenga en la cuenta quinientos, o mil, ó 3.000, ó 5.000 euros... cómo le convencería de que saque ese dinero de la cuenta y lo invierta en un proyecto?

■ Hay que tener cuidado. Digamos que puedes destinar a inversión una parte de ese dinero, para no tenerlo muerto, pero yo creo que otra tienes que tenerla de colchoncito. Con la parte que puedas invertir y que consideres que no vas a necesitar en el corto-medio plazo y que puedes ponerla a producir... pues es súperinteresante hacerlo. A día de hoy los bancos no te dan nada. Y de aquí a cuatro días nos van a empezar a cobrar por tener el dinero en el banco. Bueno, pues este tipo de iniciativas, con el filtro que nosotros ponemos, hacen posible que los proyectos en los que tú inviertas te den en torno a un 7% de rentabilidad. O sea, que tú vas a invertir mil euritos en un proyecto que va a estar pagándote todos los años ese 7% de rentabilidad. Ah, y, además, tenemos una herramienta para que, llegado el caso, y si lo necesitas, puedas deshacer tu posición. Esa herramienta se llama marketplace, y creo que a finales de septiembre será totalmente pública. ¿Y para qué va a servir? Pues servirá para que, si tú eres dueño, partícipe y socio de una sociedad, dueña de esos activos, y en un momento dado lo necesitas... pues que puedas deshacer esa posición y desinvertir. O sea, que también dotamos de cierta flexibilidad.

■ ¿Y cómo ha ido el negocio en estos dos años y medio, desde que en febrero del 19 la CNMV diera luz verde a Fundeen?

■ Pues hasta ahora hemos financiado once proyectos, más de tres millones de euros. Casi 900 inversores han invertido con nosotros alguna vez, y tenemos más de 6.000 usuarios registrados en la plataforma.

■ Casi 900 inversores... Es como si cada día, desde la obtención de la autorización de la CNMV, Fundeen hubiese encontrado un inversor. Digo “uno al día” porque han pasado

más o menos 900 días desde entonces... y con una pandemia de por medio. ¡Qué capacidad de convicción! ¿No hay nadie más en este país haciendo lo que hace Fundeen?

■ Haciendo esto exactamente... y tan verticalizados como nosotros, que solo nos enfocamos en energías renovables (de hecho, hasta ahora solo hemos hecho fotovoltaica)... pues estamos solo nosotros. Hay algún *crowdfunding* más haciendo también préstamos a iniciativas sostenibles, entre las que también se incluyen renovables, como Ecrowd!, y alguno más ha hecho alguna cosa, pero vertical... y realmente centrado en energías renovables... y que sepa bien lo que es un megavatio... nosotros.

■ Por lo visto, Fundeen no solo ha convencido a 900 inversores, sino también al mismísimo IDAE [Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, que es una entidad dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico] y al Grupo Enhol, todo un referente en el sector de las energías renovables. Soy todo oídos.

■ Sí. IDAE y Enhol han invertido en nuestra empresa. Se han convertido en socios de la compañía y han aportado entre los dos un millón de euros, un capital que vamos a utilizar para crecer, para poder acceder a proyectos con mayor capacidad, para ampliar nuestra base de usuarios. El último proyecto que hemos financiado tenía 1,3 megavatios, y ha sido un millón de euros lo que hemos levantado mediante la plataforma. Con IDAE y Enhol la idea es poder subir de un millón a dos, a tres, a cuatro, a cinco; y también queremos hacer otro tipo de productos. Hasta ahora, la gente que invierte con nosotros lo que hace es adquirir acciones de las sociedades dueñas de los activos, dueñas de los paneles, de las estructuras, que se van a montar y que van a producir una electricidad; y lo que sucede es que esa electricidad, una vez vendida y descontados todos los gastos operativos, genera unos beneficios que se reparten entre los inversores y con los que sacas una rentabilidad determinada [en torno al 7%]. Pues bien, ahora, además, con la entrada de IDAE y Enhol, lo que queremos es empezar a hacer deuda, empezar a conceder préstamos a los proyectos... proyectos que –insisto– siempre evaluamos. La idea es que la gente, en lugar de ser un socio accionista de la sociedad, pues va a ser un prestamista, como si fuese un banco, y va a recibir un tipo de interés, como reciben los bancos cuando conceden un crédito. Para todo eso hemos captado esos fondos de IDAE y Enhol, para hacer la compañía un poco más grande, invertir en el plan de crecimiento que tenemos y hacer más cosas.

■ Todo un espaldarazo, habida cuenta de la entidad de la que estamos hablando, el IDAE.

■ Sí, estamos muy contentos. Muy, muy contentos. Ha sido una operación complicada. De hecho somos la primera *startup*, por definirnos así, en la que invierte el IDAE en toda su historia. El IDAE siempre ha tenido un rol inversor, y ha invertido en parques eólicos y en cosas así, hace años, cuando todo esto era un poco más innovador y un poco más volátil... Y, bueno, ahora están retomando ese rol inversor que siempre han tenido, y están empezando a invertir en startups. Y nosotros hemos sido la primera. Nos ha llevado tiempo cerrar la operación, porque ha habido que hacer un proceso de aprendizaje, un proceso largo. Pero estamos súpercontentos. Yo creo que al final el hecho de que el IDAE apueste por una compañía como nosotros es súper importante, muy potente para nosotros. Y luego Enhol es una empresa histórica: montaron su primer parque eólico en el 98 y 25 años después

Proyectos financiados

Aa Proyecto	Financiación	# Inversión en Fundeen	# Inversión total	# Comisión gestión anual	# Plazo (años)	# Rentabilidad estimada
Calanova Solar	25/02/2019	€42.650.00	€45.650.00	€0.00	15	7.47%
Soleil de Quillan	09/05/2019	€128.200.00	€136.900.00	€0.00	17	7.13%
Aude	25/06/2019	€137.250.00	€140.250.00	€0.00	18	6.25%
Coudons	17/10/2019	€228.050.00	€231.050.00	€1.155.00	20	6.31%
Santomera	18/11/2019	€102.600.00	€114.000.00	€700.00	15	7.02%
Cartagena	27/11/2019	€82.750.00	€87.750.00	€0.00	15	7.05%
Totana	20/05/2020	€80.400.00	€83.400.00	€1.000.00	19	7.02%
Guadalhorce-Talayuela	22/06/2020	€151.000.00	€154.010.00	€924.00	12	6.2%
Partalao	19/10/2020	€971.500.00	€1.075.500.00	€6.800.00	40	7.04%
Son Vent	01/04/2021	€971.500.00	€1.075.500.00	€1.800.00	40	7.04%
COUNT 10		SUM €2.895.900.00	SUM €3.144.010.00	SUM €12.379.00	AVERAGE 21.1	AVERAGE 6.853%

acumulan muchísimo conocimiento. Además, compartimos con ellos muchos valores, compartimos mucha visión de cómo invertir en este tipo de activos. Me refiero a una visión finalista, que es un poco la que tenemos nosotros, y que es la que tienen ellos: ellos desarrollan los proyectos, los construyen y los operan durante toda su vida útil, algo que es exactamente por lo que abogamos nosotros, y no tanto por hacer un negocio hiperfinanciero de esto, de ahora construyo un proyecto, luego lo opero durante dos años, le pongo un lacito y se lo vendo al siguiente inversor. No. No es eso. Nosotros, y Enhol, abogamos más por que la gente vea la bondad económica y financiera –y también la sostenibilidad– en esa tenencia de activos, en tener unos activos tangibles, que producen beneficios y que te están repartiendo dinerito todos los años.

■ ¿Cuántas operaciones ha ejecutado ya Fundeen?

■ Once. A red, dos. Pero esas dos suman 1,8 millones de euros de inversión. Las otras nueve, que son autoconsumos, suman 1,3. Hemos financiado instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo en residencias de personas mayores, en empresas madereras, en hoteles, en campos de golf, en empresas que se dedican a los materiales de construcción...

■ ¿Y cuáles son ahora mismo las expectativas?

■ Tenemos cierta ilusión con el tema de la subasta que acaba de anunciar el Gobierno. La subasta reserva trescientos megavatios de potencia a proyectos de menos de cinco megas y que tengan un 25% de inversores locales y... bueno, yo creo que tenemos una solución interesante para ese tipo de proyectos, para ese cupo. Así que tenemos bastantes esperanzas puestas en el tema de la deuda, que va a tener una rentabilidad un poquito menor. En todo caso, este año vamos a intentar cerrar en torno a los seis, siete millones de euros financiados en nuestra plataforma. Y el año que viene vamos a ver si somos capaces de llegar a los 20.

■ ¿Por cierto, qué tiene Ávila que no tenga Madrid?

■ Jajaja, Ávila es donde nacimos Adri y yo, que somos los dos fundadores. Es una ciudad pequeñita, no llega a los 60.000 habitantes, una ciudad en la que no hay muchas oportunidades para los jóvenes, ni para la gente en general. Y, bueno, creíamos que otra parte de nuestra misión con la empresa era ayudar a nuestra ciudad, a la ciudad que nos ha visto crecer, y poder generar aquí puestos de trabajo. Así que la mitad del equipo está aquí. A día de hoy somos 14, y aquí en Ávila estamos en torno a seis o siete, mientras que la otra mitad está en la oficina que tenemos en Madrid. Nos toca tener oficina en Madrid porque la realidad del mundo es la que es, pero la sede fiscal y social está aquí, en la ciudad en la que nacimos. ■

Los vientos azules

El Ministerio para la Transición Ecológica ha catalogado más de 7.500 kilómetros cuadrados de aguas territoriales españolas como zona de uso prioritario para la energía eólica marina o zona de alto potencial para el desarrollo de esta tecnología. Lo ha hecho en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo en los que continúa trabajando. Energías Renovables ha repasado esos planes, para saber dónde están esas zonas, y ha repasado también los proyectos que podrían convertirse en los primeros parques eólicos marinos de España. Aquí está todo.

Antonio Barrero F.

Alrededor del 60% de la población española (más de 25 millones de personas) vive en zonas costeras, lo que contribuye a que la economía azul tenga una gran relevancia en el país, que cuenta con casi 8.000 kilómetros de costa. Según el informe EU Blue Economy Report 2020, España es la primera nación en contribución a la economía azul de la Unión Europea en términos de empleo, y la segunda (si se tiene en cuenta a Reino Unido, que ya no es miembro de la UE) en términos de valor añadido bruto (VAB). Los sectores de la economía azul española –pesca, acuicultura, renovables, turismo, minería de lecho marino– emplean alrededor de 944.255 personas, y generan más de 32.700 millones de euros en VAB. Además, la economía azul tiene un gran potencial de crecimiento, tanto en sectores emergentes, como la energía eólica marina, como en sectores establecidos como la acuicultura. Son todos datos incluidos en el documento “Planes de Ordenación del Espacio

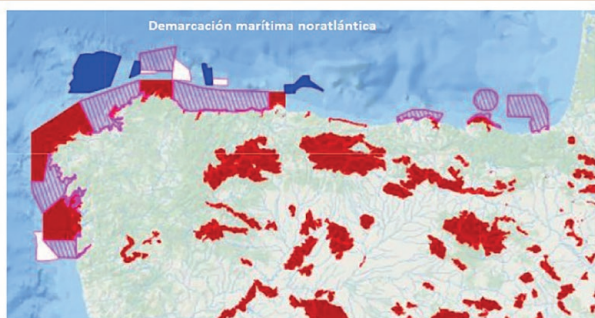
Marítimo” (POEMs), que acaba de publicar el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

El departamento que dirige la ministra Teresa Ribera ha abordado la elaboración de estos planes –que radiografían las cinco demarcaciones marítimas españolas– con el fin de convertirlos en “instrumentos estratégicos transversales” que permitan a las autoridades públicas y a los grupos de interés aplicar “un planteamiento coordinado, integrado y transfronterizo a la hora de organizar las actividades humanas en las zonas marinas, permitiendo un aprovechamiento óptimo del espacio e integrando objetivos ecológicos, económicos y sociales”. Cada uno de los cinco POEMs recorre así todo el espacio de su demarcación marítima (DM) correspondiente: DM Noratlántica, DM Suratlántica, DM Estrecho Alborán, DM Levantino Balear; y Canarias. ¿Objetivo último? “Favorecer –explican en el Ministerio– la coexistencia entre los diferentes usos y actividades en zonas

marinas sin comprometer el buen estado ambiental del medio”.

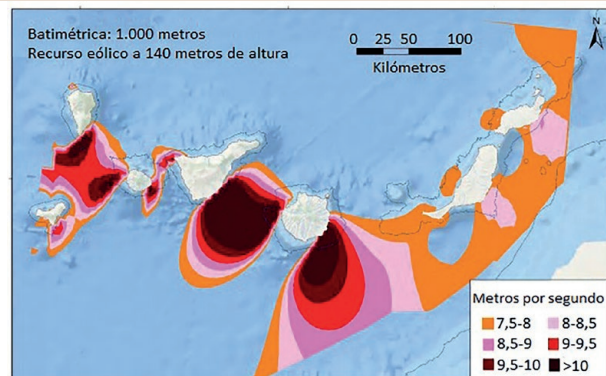
En lo que a la energía eólica marina se refiere, el Ministerio señala en esos Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (1) zonas donde no cabría esta tecnología (por motivos ambientales, de tráfico marítimo, porque se trata de zonas reservadas para usos militares, porque son zonas prioritarias para la extracción de áridos, o de alto potencial para la acuicultura marina, o por mor de la protección del patrimonio cultural, etcétera, etcétera) y (2) zonas donde sí cabe la eólica marina. En esta segunda categoría, el Ministerio distingue dos tipos de zona: Zonas de Uso Prioritario para la energía eólica marina (a las que ha denominado zonas ZUPER) y Zonas de Alto Potencial para el desarrollo de la energía eólica marina (zonas ZAPER). Grosso modo, podríamos decir que la diferencia entre las zona de uso prioritario y las de alto potencial es que en las primeras –en las catalogadas como prioritarias– el desarrollo de proyectos

Demarcación marítima noratlántica



En rojo, Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPAs); a rayas, áreas valiosas y de interés para aves marinas identificadas en el proyecto InterMares; en blanco, zonas de uso prioritario para la eólica marina (hay 4); en azul, zonas de alto potencial para eólica marina (4)

Demarcación marítima canaria



sería más sencillo, porque las interacciones con otras actividades son menores y el impacto en el medio también, mientras que en las zonas de alto potencial el recurso es elevado pero hay más obstáculos que superar.

■ Zonas ZUPER

Las Zonas de Uso Prioritario para la energía eólica marina (ZUPER) son aquellas zonas en las que (1) el recurso eólico es idóneo para la explotación comercial, pues alcanza valores superiores a los 7,5 metros por segundo de velocidad de viento a 100 metros de altura (en el caso de las cuatro demarcaciones marinas peninsulares) y a 140 metros de altura en el caso de Canarias; (2) la profundidad no supera los 1.000 metros; (3) “a ser posible, se encuentran próximas a una zona en tierra con las infraestructuras eléctricas adecuadas para la evacuación de la energía generada”; y (4) no se encuentran en zonas identificadas por la Dirección General de Biodiversidad como incompatibles.

El Ministerio ha establecido más consideraciones: las zonas ZUPER no entran en conflicto con los puertos, las vías de aproximación, las zonas de servicio portuario, etcétera; no se encuentran en zonas con una alta densidad de tráfico; no interfieren con zonas de servidumbre aeronáuticas que limiten la presencia de infraestructuras de cierta altura; y “dentro de lo posible, se ha evitado la interferencia a las zonas con mayor esfuerzo pesquero, así como a las áreas de alto potencial para la acuicultura”.

El Ministerio ha identificado diez zonas ZUPER (luego las repasamos en detalle) y adelanta que “los mecanismos de competencia competitiva para el desarrollo de la energía eólica marina, promovidos por la administración competente, se realizarán primariamente dentro de estas zonas prioritarias”.

■ Zonas ZAPER

Las zonas identificadas con esta categoría – explica el Ministerio– se han definido “por su alta idoneidad para el posible despliegue de infraestructuras para la explotación de energía eólica marina de carácter comercial”. Las zonas ZAPER cumplen los mismos criterios técnicos que las zonas de uso prioritario: 7,5 metros por segundo a 100 metros de altura para las cuatro demarcaciones marinas peninsulares, y a 140 en la DM canaria; profundidades que no superan los 1.000 metros; y proximidad preferente a zonas en tierra con infraestructuras eléctricas adecuadas para la evacuación de la energía generada, etcétera, etc.

En la DM Noratlántica, las zonas de uso prioritario y de alto potencial para la energía eólica marina son 8. En total, ocupan una superficie de 4.454,76 kilómetros cuadrados (lo que supone un 1,42% de la superficie de la demarcación) y distan de la costa entre 14 y 31 kilómetros. En esta DM las zonas más ventosas están en la franja marítima que rodea la comunidad autónoma de Galicia, que se halla bajo la influencia de los frentes atlánticos y que presenta máximos en su vértice



noroeste y también en cierta medida frente a las costas asturianas.

■ No en la DM Suratlántica

El Ministerio para la Transición Ecológica reconoce explícitamente que “gran parte de la Demarcación suratlántica registra intensidades de recurso que podrían ser de interés para el sector eólico (...), particularmente gran parte de la franja marítima cercana al Estrecho, que se halla bajo la influencia de los frentes atlánticos y que presenta máximos en su vértice sureste”. Sin embargo –advierte el Ministerio–, la fuerte actividad militar en la zona impide todo desarrollo eólico marino: “tras un proceso de consulta a las administraciones competentes, incluido el Ministerio de Defensa, se concluye que la implantación de parques eólicos comerciales no es factible en esta demarcación marina” (Defensa desarrolla en la zona ejercicios militares aéreos, submarinos y de superficie).

En la DM Estrecho y Alborán las zonas de uso prioritario y de alto potencial para la energía eólica marina son cuatro, ocupan una superficie total de 1.598 kilómetros cuadrados, lo que supone un 6,40% de la superficie de la demarcación y distan de la costa entre 5,8 y 11 kilómetros. Las zonas más ventosas se encuentran en gran parte de la franja marí-

Proyectos eólicos offshore en tramitación

Nombre del proyecto	Titular	Potencia (MW)	Ubicación planta	Provincia/s instalación (incluyendo evacuación)
Mar de Canarias	Esdras Automática, S.L.	10,00	San Bartolomé de Tirajana y Santa Lucía de Tirajana (de la isla Gran Canaria)	Las Palmas
Proyecto ELISA. Prototipo Mario Luis Romero Torrent. Torre Experimental Eólica Offshore 5MW	Esteyco, S.A.P.	5,00	Las Palmas de Gran Canaria (de la isla Gran Canaria)	Las Palmas
Parque eólico Gofio	Greenalia Wind Power Gofio, S.L.	50,00	San Bartolomé de Tirajana	Las Palmas
Instalación de aerogeneradores flotantes en la infraestructura BIMEP	Biscay Marine Energy Platform, S.A. (BIMEPSA)	10	Lemoiz	Bizkaia

El primero tiene la autorización administrativa previa, pero aún no la autorización administrativa de construcción. El segundo está operativo e inscrito en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Los dos últimos han iniciado la tramitación: información pública y consultas, sin obtener la Declaración de Impacto Ambiental o equivalent

Proyectos que han solicitado el alcance del estudio del impacto ambiental

Nombre instalación	Titular	Potencia (MW)	Municipio de la instalación	Provincia/s de la instalación
Parque Eólico Marino Alisio	Pv X Amalarico, S.L.U.	49,9	Canarias	Las Palmas
Parque Eólico Marino Sahariano	Pv Xi Theudis, S.L.U.	49,9	Pozo Izquierdo Canarias	Las Palmas
Parque Eólico Marino Colombino	Cobra Concesiones, S.L.	49,9	San Bartolomé de Tirajana	Las Palmas
Parque Eólico Marino Cabildo	Cobra Concesiones, S.L.	49,9	San Bartolomé de Tirajana	Las Palmas
Canarray I	Canarrays, S.L.	48	San Bartolomé de Tirajana (de la isla Gran Canaria)	Las Palmas
Parque eólico marino Lanzarote Este	Edpr Offshore España S.L.	50	Lanzarote	Las Palmas
Green Energy Research for Offshore Atlantic (GEROA)	Itsas Wind, S.L.	45	Lemoiz	Bizkaia

Los demás parques eólicos marinos, hasta los 13 GW reconocidos por el Ministerio, tienen más de 50 MW y su tramitación está sujeta al procedimiento de concurso concesional del RD 1028/2007, que no se ha iniciado en ningún caso; deberán adaptarse a lo que prevea el nuevo marco regulatorio para el apoyo de la tecnología.

tima de las provincias de Granada y Almería, así como en la zona de Tarifa, que se halla bajo la influencia de los frentes atlánticos, y que presenta máximos en su vértice este.

Si continuamos circunnavegando la península nos encontramos con la Demarcación Marítima Levantino Balear, a la que accederíamos por el Cabo de Gata (Almería). Cuatro son las zonas de alto potencial y una (y solo una) la de uso prioritario. Esta última se encuentra en las inmediaciones del Cabo de Creus (Girona). En total las cinco suman una superficie de 903,19 kilómetros cuadrados, lo que supone un 0,39% de la superficie de la demarcación. La distancia de esas zonas a la costa oscila entre los 3,1 y los 13 kilómetros. Las zonas con mejor recurso eólico quedan en los extremos: Cabo de Gata y Cabo de Creus. También destacan una zona más reducida al norte y al este del Delta del Ebro y la franja marina que discurre entre el

noroeste y el sureste de la isla de Menorca.

La quinta demarcación marítima, la correspondiente a Canarias, es la más rica en yacimientos eólicos. El Ministerio ha identificado en ella un total de 11 zonas: 3, de uso prioritario; 8, de alto potencial. En total suman una superficie de 726 kilómetros cuadrados, lo que supone un 0,15% de toda la demarcación. Distan de la costa entre 1,8 y 5,6 kilómetros. En el caso de Canarias, la altura seleccionada para los estudios llevados a cabo en los POEMs ha sido 140 metros, que se corresponde con la altura de buje de la mayoría de los aerogeneradores de gran potencia que están siendo considerados por promotores para eólica marina (10-15 megavatios). Pues bien, el Ministerio destaca en Canarias cuatro zonas: área marítima frente a la costa sureste de la isla de Tenerife; frente a la costa sureste de la isla de Gran Canaria; frente a la costa este de la isla de Lanzarote; y frente a la

costa sureste de la isla de Fuerteventura.

La Estrategia UE sobre las Energías Renovables Marinas establece el objetivo de aumentar la capacidad de producción de energía eólica marina en la Unión Europea a como mínimo 60.000 megavatios para 2030 (ahora hay 25.000 operativos) y trescientos mil para 2050. Ese es el horizonte.

La administración española tiene registradas "solicitudes de reserva" de zona marítima por valor de más de 13.000 megavatios de potencia, aunque la recientemente presentada Hoja de Ruta de la Energía Eólica Marina y de otras Energías del Mar habla de entre 1.000 y 3.000 para el horizonte 2030.

El sector está que hierve en todas partes, porque las perspectivas son formidables: el recurso eólico marino es mucho más rentable que el terrestre, mucho más estable y rico; y los aerogeneradores flotantes (la tecnología está avanzando a pasos agigantados) están abriendo horizontes marinos hasta ayer inalcanzables para la eólica.

El Gobierno trabaja a marchas forzadas en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo. Hasta el próximo 9 de septiembre continuará abierta a información pública "la evaluación ambiental estratégica de los planes de ordenación del espacio marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas".

Entre tanto, y precisamente a la luz de esa nueva ordenación del espacio marítimo que hemos repasado aquí y que ultima estos días su tramitación, el Ejecutivo decidió, hace solo unas semanas, no admitir nuevas solicitudes de autorización administrativa y de reserva de zona en el mar territorial.

«A la luz de la nueva normativa de ordenación del espacio marítimo resulta necesario realizar una reforma estructural de la normativa para la tramitación de instalaciones de generación de energía eólica marina, que tenga igualmente en cuenta la evolución del marco retributivo de las energías renovables y los avances tecnológicos. Actualmente se han registrado solicitudes de reserva de zona por más de 13 GW por lo que mientras se desarrolla dicha normativa es necesario evitar que las expectativas de este cambio normativo provoquen un incremento exponencial de las solicitudes, con la consiguiente inseguridad jurídica». Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio

El futuro (de la eólica marina española) ya está a la vista. En forma de proyectos que poco a poco habrán de ir cobrando cuerpo (proyectos que hemos repasado en el cuadro de la página anterior y a los que se irán sumando otros). Sí, a la vista. El presente... acabamos de contarlo. ■

La I+D que viene

Los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEMs) en los que trabaja el Ministerio recogen varias propuestas para el desarrollo de zonas de I+D+i. Son estas. En la DM Noratlántica, el Instituto Enerxético de Galicia promueve un proyecto para el desarrollo de una zona experimental de energías renovables marinas en el espacio marino localizado frente a la Punta Langosteira (A Coruña). Para ello, a día de hoy, la Xunta de Galicia ha hecho una solicitud de concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre en dicha zona. Con este proyecto, la Xunta de Galicia, a través de Inega, busca facilitar y apoyar el desarrollo de nuevas tecnologías de aprovechamiento de los recursos energéticos renovables marinos, así como de sus componentes y materiales, a fin de favorecer el crecimiento socioeconómico de la región.

Por otra parte, el Gobierno de Cantabria ha propuesto cuatro zonas de ensayo en diferentes localizaciones en mar abierto, todas de una superficie de cuatro kilómetros cuadrados. Estos polígonos se orientarán a las actividades de investigación y el desarrollo tecnológico, en centros de pruebas y de demostración. En tres de estas cuatro zonas ya se cuenta con experiencias previas en el ámbito de las energías renovables marinas: undimotriz, en el caso de Santoña; y relativas a la investigación para la generación de energía eléctrica en mar en el campo de pruebas de la Virgen del Mar y en la zona de Ubiarco. Por otra parte, se plantea una nueva zona (H2Flot), en la zona de influencia del Puerto de Santander, para el desarrollo de proyectos de demostración de energías marinas en mar abierto. Estos proyectos estarán orientados, en una primera fase, a la producción de hidrógeno y amoniaco; y en una segunda fase, a escala real, a dar servicio a los parques eólicos flotantes.

Finalmente, en el ámbito marino del País Vasco, el Ente Vasco de la Energía ha transmitido asimismo una propuesta para implementar una nueva zona de ensayo de 60,22 kilómetros cuadrados denominada BIMEP2. Se trata de una proposición que viene a ampliar y complementar su infraestructura actual (Biscay Marine Energy Platform) y que busca constituirse como un área de demostración de eólica marina flotante. El polígono se ubicaría sensiblemente más alejado de costa, permitiendo llevar a cabo proyectos de ensayo de prototipos de mayor envergadura e incluso la posibilidad de ubicar una subestación flotante.

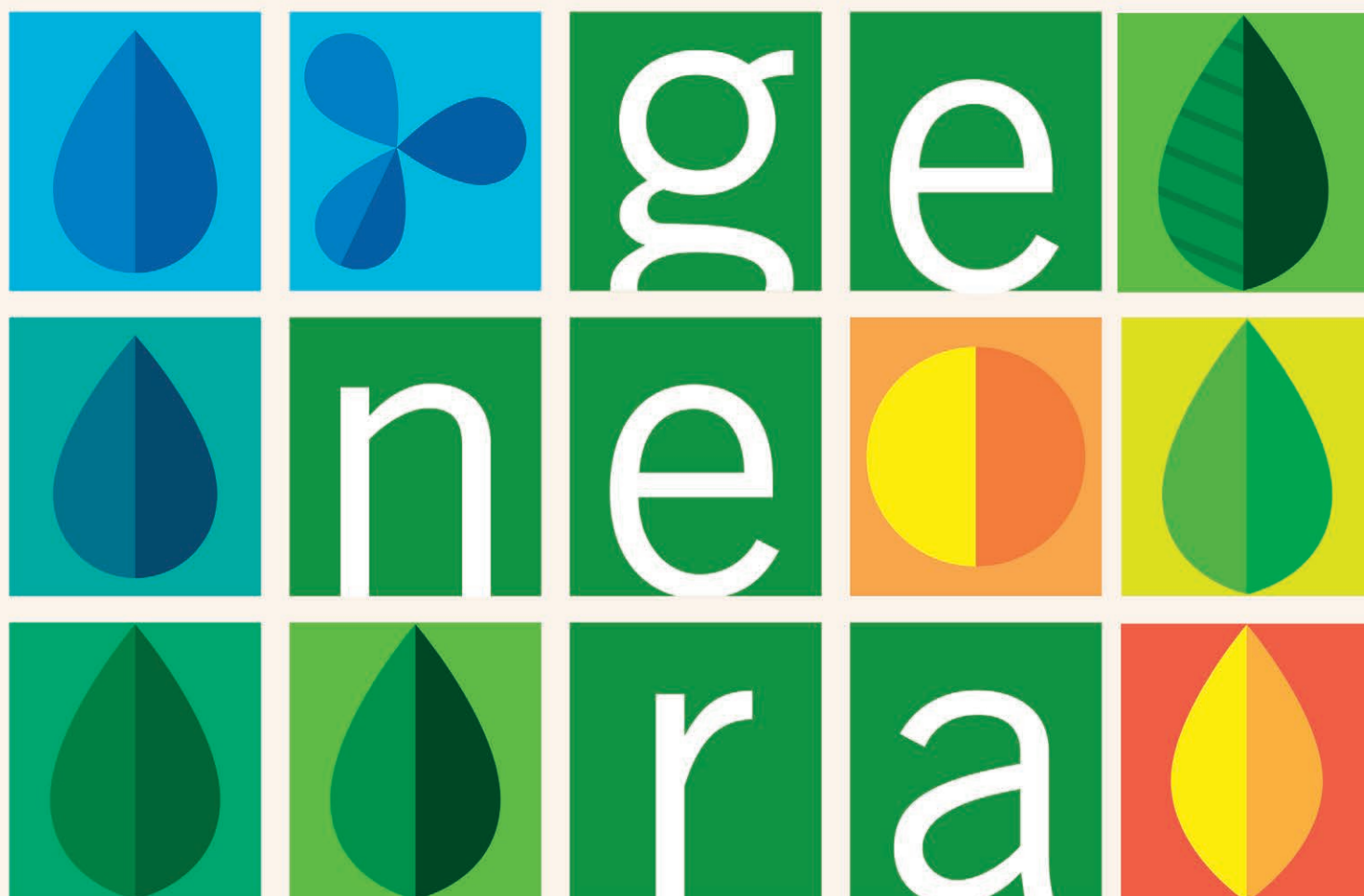
La Plataforma Oceánica de Canarias es un consorcio (Plocan) que ofrece una plataforma en mar abierto que controla un banco de ensayos que abarca un área marina de dominio público situada en la costa noreste de Gran Canaria de 23 kilómetros cuadrados (con profundidades máximas de 600 metros), una sede en tierra y un puerto. En el banco de ensayos, en 2018, se instaló el primer prototipo de aerogenerador eólico marino: se trata de un aerogenerador que está fondeado a una profundidad de 30 metros, con una potencia de cinco megavatios y cuyas palas alcanzan una altura máxima de 160 metros. Es el único aerogenerador marino instalado y operativo a día de hoy en aguas españolas.

Pues bien, el Consorcio Plocan ha propuesto la delimitación de una segunda zona de operación de un conjunto de infraestructuras marinas para la investigación en el campo de las ciencias y tecnologías marinas. Esta nueva zona de I+D+i coincide con una de las áreas de mayor recurso eólico del derredor y se extiende prácticamente hasta la línea batimétrica de 1.000 metros.



FERIA INTERNACIONAL DE
ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE

LIVE  Connect
CONNECT · KNOWLEDGE · EMPOWER



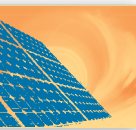
**Integramos energías
para un futuro sostenible**

**16-18
Nov**

2021

**Recinto Ferial
ifema.es**





SOLAR FOTOVOLTAICA

Células solares: cada vez más eficientes

La Agencia Internacional de la Energía Renovable, IRENA, estima que la energía solar fotovoltaica tiene potencial para atender el 25% de la demanda total de electricidad para mediados de siglo, diez veces más de lo que era capaz de cubrir en 2016. Los avances tecnológicos de las últimas décadas explican, sin duda, el espectacular aumento de la productividad de esta tecnología, que sigue batiendo récords año tras año. Aquí traemos algunos de los hitos más importantes logrados en lo que va de año por las células solares, las responsables de transformar la luz en energía eléctrica.

Pepa Mosquera

De la mano de la asociación Solar Power Europe, que ha hecho un repaso de los últimos avances de la tecnología solar, nos centramos en varios de los logros alcanzados por la electricidad solar a lo largo de los últimos meses. En concreto, por las células PERC, la nueva tecnología TOPCon, la heterounión de las células solares de silicio y la generación en tándem.

■ Las PERC lo tienen todo

El acrónimo PERC obedece a *Passivated Emitter Rear Cell*; o, lo que es lo mismo, colocar una capa reflectante (*dielectric layer*) para aprovechar al máximo la radiación. Esta arquitectura de células se ha convertido en

tecnología de vanguardia, gracias, en gran medida, a la considerable bajada de precios de los equipos de producción de PERC como resultado de su fuerte expansión, a escala de varios gigavatios, en China, y a su cada vez mayor eficiencia, que ha ido aumentando a un ritmo superior al 0,5% absoluto por año.

Aunque el ritmo ahora se ha ralentizado, varios fabricantes ya han superado el 23% de eficiencia en la producción comercial de células PERC. De acuerdo con Solar Power Europe, la flexibilidad de esta tecnología para producir con obleas de mayor tamaño ha reforzado aún más su posición. Otra ventaja es su bifacialidad, ya que es muy sencillo convertir la PERC en una célula que produzca energía por ambos lados sin ningún coste

adicional. Otro avance interesante para las PERC es la tecnología de dopaje de galio. Tradicionalmente, los lingotes para obleas monocristalinas están dopados, en su mayoría, de forma positiva (tipo p) con boro, que es la causa principal de que aparezca un mecanismo de degradación: la degradación inducida por la luz (LID). Las obleas dopadas negativamente (tipo n) no sufren este problema. El empleo de galio en lugar de boro libera a las de tipo p de esta desventaja inherente, por lo que ha empezado a utilizarse con más frecuencia.

En la actualidad, las células PERC lo tienen todo: una cadena de suministro bien establecida, un alto rendimiento, equipos de producción eficientes y procesos compatibles. Según Solar Power Europe, la tecnología está en su punto álgido en cuanto a la optimización del proceso, proporcionando la mejor relación coste-rendimiento en la actualidad. Sin embargo, superar su eficiencia por encima del 23% en el entorno de la producción industrial parece muy difícil, al menos de momento. Aunque las células PERC han alcanzado eficiencias alrededor del 24%, estas prácticas de producción no son rentables para la producción en masa; al menos todavía no. Pero nada impide que aparezca un nuevo desarrollo que lo permita.

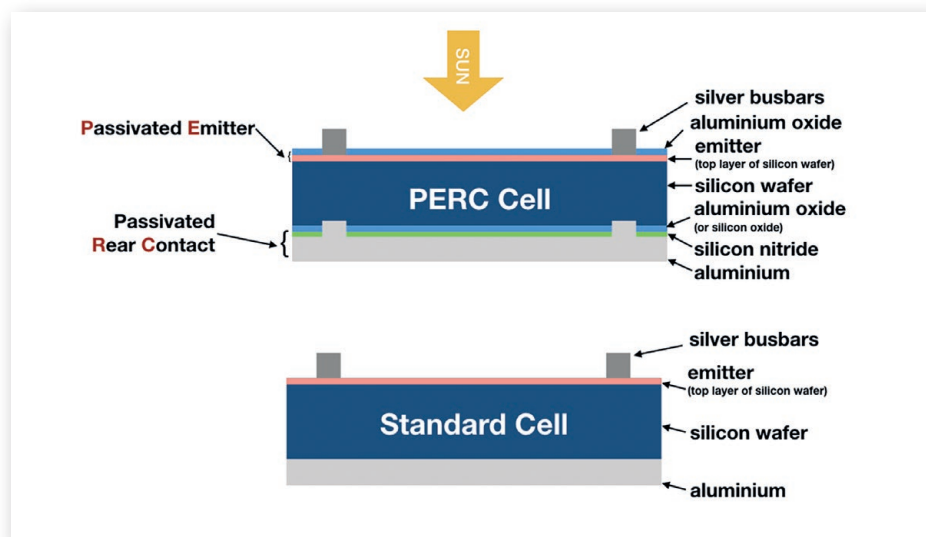


Diagrama simplificado que muestra la diferencia entre una celda solar PERC y una normal: la pasivación en la parte superior e inferior

■ TOPCon, siguiente paso

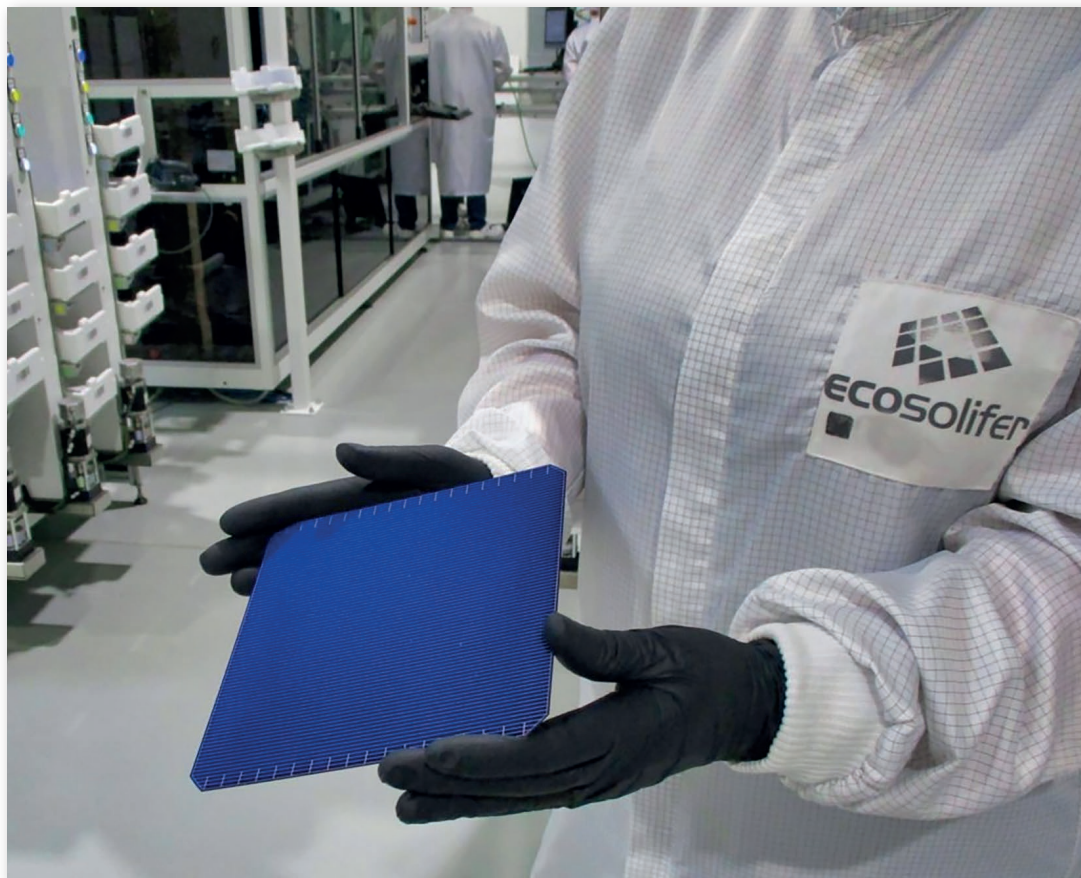
El siguiente paso en la evolución de la tecnología de células solares tras las PERC será, probablemente, el de las células de contacto pasivado, a menudo denominadas TOPCon. Se trata de una tecnología desarrollada en Asia y en Europa (por el instituto alemán Fraunhofer ISE) en las que se adapta un sofisticado esquema de pasivación a las arquitecturas de las células, con el objetivo de reducir la recombinación en la zona de los contactos eléctricos. La implementación de la tecnología TOPCon sólo requiere unas pocas herramientas de procesamiento adicionales con respecto a la PERC.

En teoría, TOPCon presenta el mayor potencial de eficiencia final de todas las células c-Si, con un 28,75%. De momento, el nuevo máximo mundial de eficiencia con estas células se lo disputan dos compañías chinas: JinkoSolar y LONGi. La primera anunciaba el pasado junio haber logrado un récord de eficiencia para estas células, de tamaño comercial, de un 25,25%. LONGi, por su parte, daba a conocer el 23 de julio haber conseguido con su panel P-Type TOPCon, que encaja células monocristalinas desarrollados en su centro de I+D, una eficiencia del 25,19%. Un logro confirmado mediante los ensayos llevados a cabo en el instituto ISFH de Alemania. Otra compañía pionera en este campo, Jolywood, ha desarrollado recientemente una segunda generación de tecnología TOPCon que ha alcanzado una eficiencia media de las células del 24,09% en sus líneas piloto.

Hasta hace muy poco, la TOPCon solo tenía, sin embargo, un puñado de seguidores, debido a problemas con ciertos equipos de producción. De acuerdo con la patronal solar europea, ahora no sólo se han desarrollado soluciones y nuevas herramientas para superar esas limitaciones, sino que las máquinas son capaces de procesar obleas más grandes. Gracias a ello, las TOPCon están viviendo un redoblado interés, como se pudo comprobar en la mayor feria solar del mundo, SNEC 2021 (Shangai, 2 al 5 de junio), donde varios de los principales fabricantes de células y módulos del mundo presentaron productos TOPCon.

■ Heterounión, un paso más

La tecnología solar de heterounión (HJT, por sus siglas en inglés) construye el panel solar con tres capas diferentes de material fotovoltaico. La capa media de silicio monocristalino va situada entre dos capas de silicio amorfo de película delgada y hace la mayor parte del trabajo de convertir la luz solar en electricidad. Esta tecnología ha demostrado la mayor eficiencia de las células de silicio cristalino hasta la fecha: tiene el

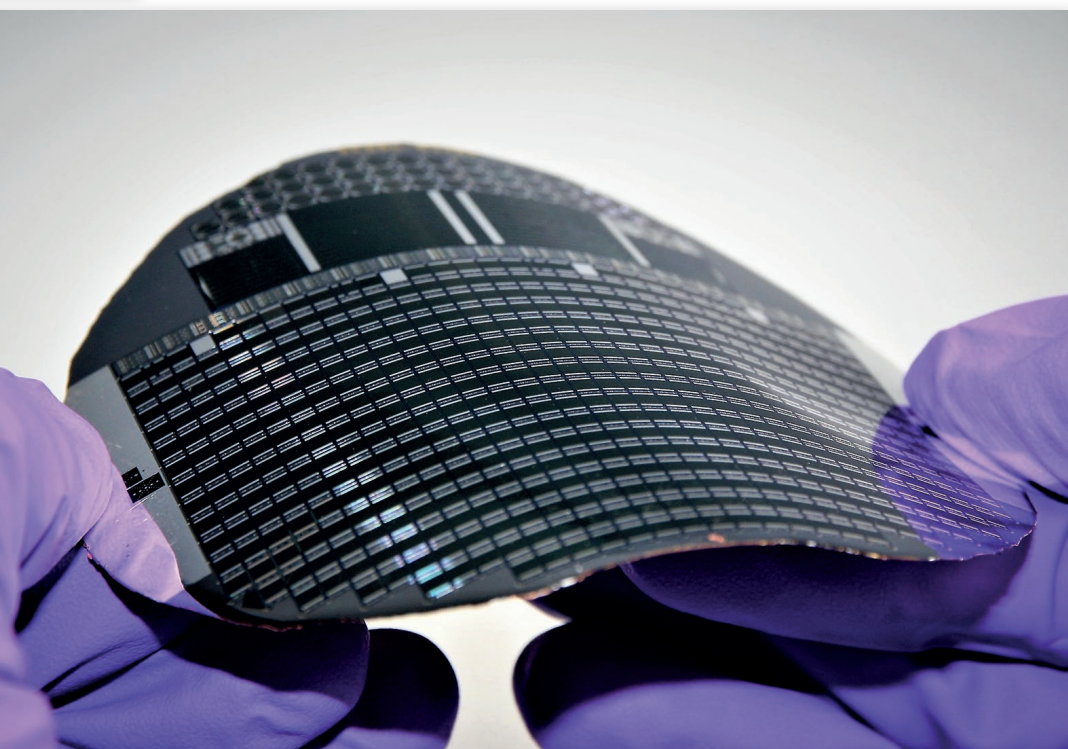


récord global de un 26,3%, basado en una combinación de HJT e IBC (contacto posterior interdigitado). En cuanto a la estructura HJT pura, las eficiencias más altas para tamaños comerciales fueron comunicadas este verano por LONGi y Huasun, ambas con un 25,3%.

En 2020 había unos 50 GW instalados en todo el mundo con esta tecnología y el interés por ella va en aumento, pero las ca-

Arriba, producción de células TOPCon en Longi

Sobre estas líneas, una célula solar comercial bifacial HJT con una eficiencia del 24,1. Está siendo fabricada por Ecosolifer, con sede en Suiza, con una línea de fabricación proporcionada por el especialista en heterouniones Meyer Burger



El equipo de investigación de Fraunhofer ISE logró una eficiencia de conversión récord del 68,9% bajo luz láser monocromática con una nueva celda fotovoltaica de película delgada basada en arseniuro de galio

La mayor eficiencia jamás alcanzada

El top en eficiencia solar se ha logrado con células fotovoltaicas de capa fina de arseniuro de galio bajo luz láser: nada menos que un 68,9%, y ha sido conseguida este año por investigadores del Instituto Fraunhofer de Sistemas de Energía Solar ISE.

Los investigadores del centro de Friburgo usaron una tecnología especial de capa fina en la que las capas de células solares se cultivan primero sobre un sustrato de arseniuro de galio que luego se elimina. Además, se aplica un espejo conductor altamente reflectante a la superficie posterior de la estructura semiconductor restante, que tiene solo unos pocos micrómetros de espesor. El grupo investigó con células fotovoltaicas de capa fina con reflectores de superficie posterior hechos de oro y una combinación ópticamente optimizada de cerámica y plata. Esta última es la que mejores resultados ofreció.

“Este enfoque de capa delgada tiene dos ventajas distintas para la eficiencia”, explicaba recientemente Henning Helmers, jefe del equipo de investigación del Fraunhofer ISE. “En primer lugar, los fotones quedan atrapados en la célula y la absorción se maximiza para las energías de fotones cercanas a la banda prohibida, lo que minimiza simultáneamente las pérdidas por termalización y transmisión, haciendo que la célula sea más eficiente. En segundo lugar, los fotones generados internamente por recombinación radiativa quedan atrapados y se reciclan de manera efectiva. Esto prolonga la vida útil efectiva de la portadora y, por lo tanto, aumenta adicionalmente el voltaje”.

En esta nueva forma de transferencia de energía, llamada energía por luz, la energía del láser se envía a través del aire o mediante una fibra óptica a una célula fotovoltaica cuyas propiedades coinciden con la potencia y la longitud de onda de la luz láser monocromática. En comparación con la transmisión de energía convencional a través de cables de cobre, los sistemas de energía por luz son especialmente beneficiosos para aplicaciones que requieren una fuente de alimentación aislada galvánicamente, protección contra rayos o explosiones, compatibilidad electromagnética o transmisión de energía completamente inalámbrica, por ejemplo. Pero su potencial va más allá. Se pueden emplear, por ejemplo, para la revisión estructural de aerogeneradores, la monitorización de líneas de alta tensión, sensores de combustible en tanques de aviones o como una fuente de alimentación inalámbrica para aplicaciones en la internet de las cosas.

capacidades de producción reales son reducidas, de un solo dígito. Solar Power Europe indica que esta situación podría mejorar tras la decisión del antiguo fabricante suizo

de equipos fotovoltaicos Meyer Burger de fabricar también su propia tecnología HJT. En mayo de 2021, inició la producción de células y módulos en Alemania, cada uno de

ellos con una capacidad de 400 MW, y ya ha anunciado su expansión a 1,4 GW en 2022 y a 7 GW en 2027. Esto se produce después de que la compañía suiza vendiera su tecnología a REC, que fue la primera empresa después de Panasonic que comercializó con éxito y en cantidades altas células y módulos HJT (en su fábrica de Singapur), así como a ENEL en Italia y a Ecosolifer en Hungría. Otra empresa europea de HJT pura es la rusa Hevel Solar, que cuenta con una fábrica de células/módulos de 340 MW basada en su propia tecnología, mientras que algunas empresas chinas también están trabajando en la heterounión.

De acuerdo con Solar Power Europe, la heterounión tiene varias ventajas sobre las células solares cristalinas tradicionales, ya que presenta un coeficiente líder de baja temperatura, la mayor bifacialidad de todas las tecnologías de células y muchos menos pasos de producción. En contrapartida, requiere la inversión en una línea completamente nueva por lo que el gasto en capital es considerablemente mayor que en el caso de las PERC. Sin embargo, gracias a que varios proveedores asiáticos se están aventurando en el desarrollo de equipos de deposición para HJT, este gasto ya se ha reducido.

■ Tándem, próxima generación

Tal y como avanza la eficiencia de las células PERC y la de las células cristalinas de unión simple en su conjunto, es previsible que ambas tecnologías alcancen pronto sus límites de eficiencia práctica. Teniendo en cuenta que las mejores células comerciales de HJT logran hoy en día un 24,5% de eficiencia, el límite práctico de alrededor del 26% se alcanzará también en pocos años en su caso. En ese momento, la industria deberá tener preparada la tecnología multiunión de próxima generación, en la que se apilan diferentes materiales para aprovechar una mayor parte del espectro luminoso.

Estamos hablando de células solares en tándem, unos dispositivos que funcionan en cascada. Colocadas una sobre la otra, cada una de las células convierte una banda específica de la luz solar en energía eléctrica, evitando así que se desaproveche la energía, pues la restante pasa siempre a la célula siguiente. Hay muchas opciones para elegir los materiales y las combinaciones más adecua-



Celdas solares en tándem de perovskita-silicio de Oxford PV de 156 mm x 156 mm en la línea piloto industrial de la compañía, Alemania

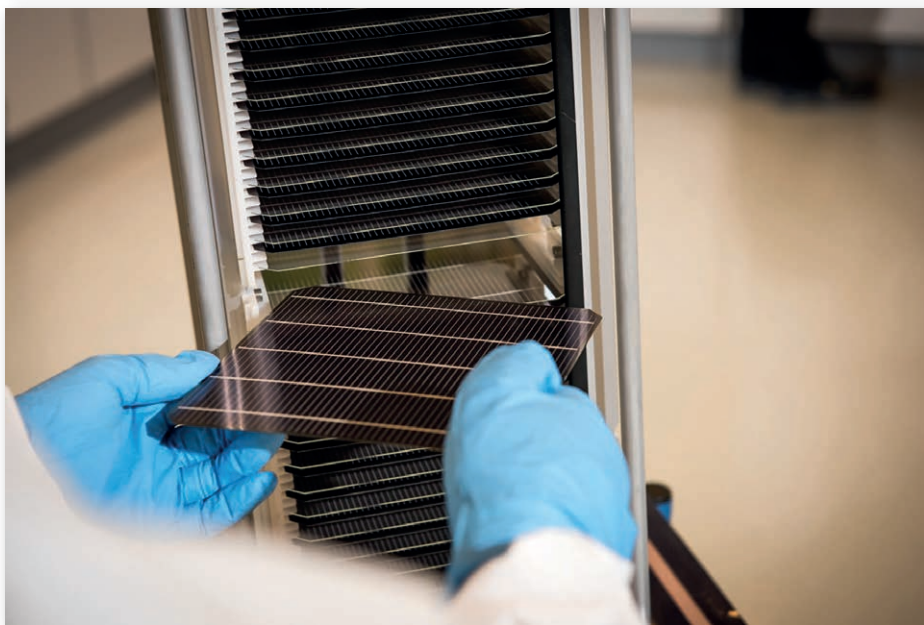
Se ha demostrado de forma independiente que la innovadora celda producida por Oxford PV convierte el 29,52% de la energía solar en electricidad. Por el contrario, las celdas de silicio estándar que se utilizan en millones de hogares en todo el mundo tienen una tasa de conversión promedio de sólo el 15-20% y una tasa de conversión máxima práctica de alrededor del 26%



dos para lograrlo. A día de hoy, uno de los candidatos más prometedores es una estructura de célula en tándem c-Si/perovskita, con la que Oxford PV consiguió el último récord mundial de eficiencia: un 29,52% a finales de 2020, anticipando un potencial de eficiencia práctica de alrededor del 35%. Oxford PV está creando actualmente su primera unidad de fabricación comercial de 125 MW para células en tándem de c-Si/perovskita en Alemania, con el objetivo de realizar las primeras ventas en 2022.

En laboratorio, los investigadores del instituto Fraunhofer ISE han logrado convertir ya el 35,9% de la luz solar en energía eléctrica con una célula solar monolítica de triple unión. Este valor establece un nuevo récord mundial y demuestra el potencial de la energía fotovoltaica en tándem basada en silicio. En la nueva célula, las capas de semiconductores III-V están conectadas directamente a la subcélula de silicio a nivel atómico. Desde el exterior, la célula de registro se asemeja a una célula solar convencional de dos terminales.

Las aplicaciones iniciales para células en tándem III-V/Si de alta eficiencia se encuentran donde la generación de energía por área juega un papel importante; por ejemplo, en aviones y drones eléctricos. Hoy en día, los costes de producción de las nuevas células siguen siendo significativamente más altos que los de las células solares de silicio cristalino de unión simple convencionales, debido a la compleja etapa de epitaxia de las capas III-V y a los muchos procesos de semiconductores adicionales necesarios para fabricar las células. Pero se trabaja para que la producción sea más rentable en el futuro y, por lo tanto, se pueda abordar el mercado fotovoltaico en su totalidad.



■ Más información:

- www.solarpowereurope.org
- <https://www.ise.fraunhofer.de>
- <https://es.longi-solar.com>
- www.irena.org



AUTOCONSUMO

Las comunidades energéticas comienzan a hacerse hueco en España

Andalucía, Baleares, Canarias, Aragón, Valencia, Euskadi, La Rioja... Las comunidades energéticas empiezan a ser una realidad en éstas y otras comunidades autónomas, al amparo de una normativa que, aunque aún tiene algunos flecos por cerrar, está favoreciendo el desarrollo de estos espacios de participación colectiva en los que las renovables –muy especialmente la energía solar– y la democratización de la energía son las protagonistas.

ER

Empezamos el repaso en Andalucía, concretamente en la barriada sevillana de Torreblanca, una de las más humildes de la región. Este es el lugar elegido por la Junta de Andalucía para crear una comunidad energética a través de la cual se va a poner en funcionamiento una instalación de autoconsumo colectivo que abastecerá a colegios y edificios residenciales. La Agencia Andaluza de la Energía presentó el proyecto a la Comisión Europea, dentro de su programa Interreg Europe, y éste ha sido ya aprobado y dotado de 73.230 euros en financiación.

La iniciativa se enmarca en el marco europeo Powerty (*Renewable energies for vulnerable groups*– Energías renovables para grupos vulnerables) y está liderado por la propia Agencia Andaluza de la Energía (que lidera ese proyecto). Participan, además, la asociación Torreblanca Ilumina, integrada por las comunidades educativas de los colegios públicos Príncipe de Asturias y Vélez de Guevara, el Centro Cívico Juan Antonio González Caraballo, el Centro de Servicios Sociales Comunitarios de Torreblanca, el grupo local de Sevilla de la cooperativa Som Energía, el grupo de investigación ADICI de la Universidad de Sevilla y el taller Ecosocial.

El proyecto se ejecutará en los próximos ocho meses, durante los cuales se llevará a cabo un análisis jurídico para determinar la estructura legal idónea para constituir la nueva Comunidad Energética de Torreblanca, así como un análisis técnico “para el dimensionamiento de la instalación de auto-

consumo que garantice que la electricidad generada en la instalación se usa de forma óptima y con el máximo beneficio para todos los miembros de la comunidad energética”. “También está prevista la creación de la figura de una oficina comunitaria energética y educativa, con el objetivo de llevar a cabo un proceso de dinamización social y de participación ciudadana, a fin de facilitar la integración de las familias de Torreblanca en la comunidad energética, teniendo en cuenta la realidad socioeconómica y cultural de los colectivos vulnerables a los que se dirigirá la nueva comunidad energética”, según lo explican desde la Agencia Andaluza de la Energía.

En la gestión de la instalación de autoconsumo solar participará una empresa de servicios energéticos (ESE), que abastecerá a las familias vulnerables del barrio, contando con el suministro de 400 módulos fotovoltaicos que la asociación Torreblanca Ilumina ha recibido como donación de la empresa holandesa Trina. Según la Agencia, gracias a esta iniciativa, Torreblanca, uno de los barrios más desfavorecidos de la región, podrá mitigar la pobreza energética que sufre una parte de sus 18.000 habitantes. Además, todo el conocimiento que se genere con este proyecto supondrá un aprendizaje para otras iniciativas que se están desarrollando en Andalucía. Por ello, la Agencia Andaluza de la Energía ya ha anunciado que publicará y compartirá los resultados de este piloto con otras asociaciones, así como con empresas y entidades locales que estén intentando poner

en marcha comunidades energéticas. El proyecto se incluirá, además, en la base de datos europea de buenas prácticas del Programa Interreg Europe.

■ “Energía Bonita” para La Palma

La comunidad energética Torreblanca no es, ni mucho menos la única. En España hay en marcha una treintena de actuaciones de este tipo. En la isla canaria de La Palma, otro grupo de personas, pymes y administraciones locales están detrás de “Energía Bonita”, iniciativa que cuando escribíamos estas líneas estaba punto de adquirir la condición jurídica de cooperativa de consumidores y usuarios sin ánimo de lucro “para producir y consumir energía renovable local y de propiedad de las personas de la isla”, según la presentan sus promotores: La Palma Renovable (iniciativa vinculada al movimiento ciudadano Plataforma por un Nuevo Modelo Energético y financiada por el Cabildo de La Palma).

La iniciativa ha recibido el apoyo técnico y económico (60.000 euros) del proyecto europeo *New Energy Solutions Optimized for Islands* (Nesoi); un consorcio interdisciplinar de socios con experiencia en iniciativas similares, que incluye especialistas en economía y finanzas, técnicos y legales, así como consultores medioambientales y en impacto social, que se han unido para ayudar a las comunidades de las islas a lograr soluciones más eficientes y sostenibles. Cuenta, además, con el respaldo de Rescoop, la federación de



<https://lapalmarrenovable.es/>

Qué es una comunidad energética

La Agencia Andaluza de la Energía la define así: “Una comunidad energética es una agrupación de personas, pymes, ayuntamientos u otros colectivos o entidades que se unen para generar, gestionar, almacenar y consumir su propia energía renovable de forma colectiva y colaborativa, pasando de ser consumidores pasivos de energía a desempeñar un papel más activo en el mercado con un mayor control de los costes energéticos, convirtiéndose en protagonistas de la transición energética”. A través de esta fórmula, añaden, “se pueden ofrecer, además, soluciones a situaciones de vulnerabilidad energética y en la lucha contra la pobreza energética”, “por lo que las comunidades energéticas constituyen un instrumento muy interesante que deberían conocer los agentes públicos con competencias en materia energética”.

cooperativas de energía renovable europeas con sede en Bruselas.

Uno de los primeros proyectos de Energía Bonita será una instalación solar de autoconsumo colectivo, de 100 kW, en San Andrés y Sauces, de la que la futura cooperativa ya tiene un estudio de viabilidad. La instalación será ejecutada en un estanque de la Comunidad de Regantes de Los Sauces y cada persona podrá participar económicamente comprando un porcentaje de la potencia total de la instalación. “Así, a cada participante le corresponderá la parte proporcional de la energía generada en la instalación comunitaria. Dicha energía generada se le descontará en la factura de la luz como si la estuviera generando en su propia casa”, explican los promotores de la iniciativa. La cooperativa está definiendo aún el modelo, pero el objetivo es que se puedan comprar participaciones “a partir de 100 euros” (que equivaldrían a unos 0,1 kW de potencia de la instalación). El ahorro dependerá del tipo de consumi-

dor y la inversión hecha, pero, según el estudio tecnoeconómico que han realizado, el ahorro en la factura estará entre un 15 y un 50%; el TIR a 10 años puede salir a un 13% y el retorno de la inversión entre 5 y 10 años (sin tener en cuenta ninguna subvención). “se consigue mover el consumo a las horas de sol, el ahorro aumenta y el tiempo de retorno de la inversión disminuye”, añaden desde Energía Bonita.

■ Energía limpia de kilómetro cero

Otro foco de revolución solar lo encontramos en La Rioja, donde el gobierno autonómico va a destinar 300.000 euros este año a la creación de comunidades energéticas en cuatro aldeas: Santa Marina y San Martín de Jubera, en el término municipal de Santa Engracia del Jubera; Treguajantes, en Soto en Cameros; y Larriba, en Ajamil. Son las primeras —el programa continuará el próximo año— que se beneficiarán de esta iniciativa, a través de la cual la Consejería de

Sostenibilidad y Transición Ecológica busca “dotar de una mayor calidad de vida a estos núcleos de población, propiciar actividades económicas, posibilitar iniciativas de turismo rural y de naturaleza y atraer nuevos pobladores a estas aldeas”. La idea parece que ha gustado. Según el director general de Transición Energética y Cambio Climático, Iván Moya, el programa ha recibido una “extraordinaria acogida” entre los habitantes y los ayuntamientos de dichos núcleos y ha habido interés de otros núcleos rurales para adherirse al proyecto en el ejercicio 2022.

Un poco más al norte, en Euskadi, la Diputación Foral de Álava y el Ente Vasco de la Energía han presentado la constitución de seis cooperativas energéticas en las Cuadrillas Alavesas de Añana, Ayala, Montaña Alavesa, Llanada Alavesa, Laguardia-Rioja Alavesa y Gorbeialdea. Cada una de ellas instalará un parque solar fotovoltaico de 1 MW, según el modelo de cooperativas Ekio-la, que estarán operativos en unos 12 meses. En el proyecto participan más de 30 ayuntamientos y permitirá a todos los vecinos beneficiarse de una energía limpia de kilómetro 0. “A través de este proyecto de cooperativas locales de consumo energético, cada persona podrá entender cómo consume energía y cómo la genera su instalación, y podrá establecer estrategias de consumo para ajustar y mejorar sus economías logrando así la mayor proximidad posible entre su forma de generar y de consumir. La pertenencia a la cooperativa llevará consigo una inversión para la compra de los paneles que configuran la instalación con un funcionamiento muy prolongado (inicialmente de 25/30 años), constituyendo casi una solución vital”, señalaban desde el Ejecutivo vasco al presentar el modelo de cooperativas Ekio-la.

La inversión se le irá restituyendo poco a poco según planes de retorno que se personalizarán en cada proyecto. En paralelo, en sus facturas anuales se reflejarán los resultados económicos asociados a la generación eléctrica. “El objetivo es, por lo tanto, que cada persona genere tanta electricidad verde como la que consume, se sienta protagonista de la manera en que satisface sus necesidades domésticas y se abran así los cauces para intervenir en la generación de energía renovable”. “Todo ello, con el acompañamiento de las administraciones y entidades más próximas, de cara a asegurar una correcta gestión y en el marco de un modelo, el cooperativo, que le hace protagonista de todo el proceso”, concluían.

■ Más información:

→ www.energias-renovables.com/autoconsumo



BIOENERGÍA

Expobiomasa 2021: la biomasa y los gases renovables conquistan Valladolid

La capital de Castilla y León volverá a convertirse del 21 al 23 de septiembre en el mayor escaparate de la bioenergía del sur de Europa. Al protagonismo que la biomasa ha tenido siempre en la cita, se unen ahora los gases renovables y el dinamismo del sector en Latinoamérica, que contarán con eventos propios dentro del certamen.

ER

2 80 firmas expositoras de 29 países han confirmado su presencia en Expobiomasa 2021, el mayor encuentro del sector para España, Portugal y Latinoamérica. Por los 21.000 metros cuadrados de la Feria de Valladolid pasarán del 21 al 23 de septiembre los profesionales y las empresas que aspiran a ser líderes tecnológicos y del mercado en los próximos años: pellets, leña y otros biocombustibles, tecnología y proyectos de generación de bioenergía, calderas y equipos industriales, calderas, estufas y chimeneas para el sector doméstico. Todos encontrarán, una vez más,

motivos sobrados para no perderse esta cita, que llega ya a su 14 edición y que se celebra cada dos años.

La acreditación a Expobiomasa, que se puede hacer de forma gratuita en la web, da acceso a live.expobiomasa.com, la plataforma de networking donde se pueden encontrar todas las novedades del sector, presentaciones de producto, información clave del mercado, etc. Y donde es posible mantener encuentros online b2b con expositores y profesionales de todo el mundo.

La Asociación Española de Biomasa (Avebiom), organizadora del evento, consi-

dera que “el sector está viviendo un momento dulce, con números proyectos, incentivos, políticas y, sobre todo, consiguiendo el respaldo de la sociedad gracias a que el uso de biomasa, por un lado, es una de las mejores herramientas para la prevención de incendios forestales y, por otro, es la energía que más favorece nuestra economía ya que no sólo es la más económica sino que es la que más recursos económicos y empleo deja en nuestros pueblos y comarcas. Es un sector que ya mueve en España más de 3.000 millones de euros y que confía en seguir siendo imprescindible como energía renovable de so-





Aspecto de la feria de Valladolid durante la edición de Expobiomasa 2019

Debajo, astilladora TP modelo TP 175 Mobile, de Comercial de Suministros

porte para el *mix* energético del país”.

Un dato que revela el buen estado de forma de la biomasa es que en 2020 se instalaron en España 49.589 estufas y calderas de hasta 50 kW de potencia. Con ellas, el parque de equipos de calefacción alimentados con biocombustibles sólidos se sitúa en 403.618 unidades. De los que el 98% están ubicados en viviendas independientes. “La tendencia es muy positiva –apuntan desde Avebiom– aunque en números absolutos todavía estamos lejos de países de nuestro entorno, como Francia, que cuenta con 1,2 millones de estufas y calderas de biomasa funcionando, o Italia con 2,2 millones”.

Todos los equipos de calefacción de biomasa en el sector residencial consumieron el año pasado en nuestro país alrededor de 505.000 toneladas de pellet y otros biocombustibles de origen natural y renovable como el hueso de aceituna, procedente de la industria del aceite de oliva, las astillas de madera o las cáscaras de frutos secos. Solo el pellet consumido en 2020 para calentar viviendas evitó el consumo equivalente de 254 millones de litros de gasóleo de calefacción, 29 millones de litros más sustituidos en comparación con el año anterior, “y con ello se evitaron también las emisiones equivalentes a lo que supondría retirar de la circulación 450.000 coches”.

■ Latinoamérica, protagonista

Como se ha dicho, Latinoamérica y los gases renovables contarán con citas paralelas dentro de Expobiomasa. El Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo, conocido por sus siglas Cyted, organiza junto a Avebiom el Congreso Internacional de Bioenergía

(CIB). Que pretende poner en valor lo que la bioenergía puede aportar ante el cambio de modelo energético en España, Portugal y Latinoamérica. Más de 50 ponentes presenciales de 14 países participan en este encuentro que se distribuye en 12 sesiones y que se retransmitirá online en español para facilitar el acceso a cientos de profesionales de todo el mundo.

Bajo el auspicio del Cyted, un socio muy activo en Latinoamérica, se creó la Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural (ReBiBiR), cuyo objetivo es “promover el uso y manejo eficiente de la biomasa sólida y su valorización energética térmica en el ámbito rural y urbano-marginal iberoamericano”. Además, en 2018 se dio un paso muy importante vinculado a los coprotagonistas del CIB y de Expobiomasa





en esta edición de 2021: los gases renovables. Aquel año se creó Biometrans, que busca “fomentar la valorización de los residuos de biomasa seca y húmeda que se generan en la región iberoamericana, mediante la producción de biometano y su empleo como biocombustible de transporte”.

Con estas credenciales se presenta el Cyted junto a Avebiom en la 14 edición del CIB, donde “se hará un repaso de las soluciones que la biomasa sólida y el gas renovable aportan al cambio de modelo energético en la península Ibérica y América Latina y los desafíos que se presentan para conseguir su plena incorporación al *mix* energético”. La participación del Cyted en el CIB será relevante en la presentación de la implantación de la bioenergía en Latinoamérica, “así como los resultados de las últimas investigaciones desarrolladas para evaluar los recursos disponibles y los modelos que optimizan su aprovechamiento y las últimas tecnologías disponibles para el sector”, aseguran desde Avebiom.

El formato de esta edición será mixto (presencial y digital), con el objetivo de facilitar el acceso al mayor número posible de profesionales e interesados. Durante las 12 sesiones temáticas se abordarán cuestiones de actualidad que afectan a la bioenergía, incluido el ambicioso nuevo paquete legislativo Fit for 55 de la Comisión Europea. Otros aspectos que según Avebiom serán protagonistas del CIB son la aplicación de las últimas tecnologías, como internet de las cosas y la inteligencia artificial en proyectos de bioenergía, las últimas novedades en el aprovechamiento de agrobiomasa en Europa y las innovaciones adoptadas para generación de calor industrial en proyectos ya en marcha.

■ I Salón del Gas Renovable

La cita también incluirá la celebración paralela del I Salón del Gas Renovable, organizado en colaboración con la Asociación Española del Biogás (Aebig), que contará con un amplio programa de jornadas y conferencias, algunas de ellas dentro del 14 Congreso Internacional de Bioenergía. Se trata de “la primera feria tecnológica exclusiva para profesionales orientada a promover las oportunidades de negocio entre las empresas vinculadas al biogás, biometano y otros gases renovables como fuente de energía renovable”, tal y como explican desde Avebiom. Los

Las estufas de pellet, como esta Domo Back, de la firma austriaca Rika, estarán muy presentes en Expobiomasa

Debajo, pellets de paja, ideales para calentar grandes espacios

expo Biomasa

FERIA
INTERNACIONAL
DE BIOENERGÍA
INTERNATIONAL
BIOENERGY FAIR

2021
21-23 SEPT

VALLADOLID - SPAIN

congresobioenergia.org
salondelgasrenovable.com



CONSIGUE TU ACREDITACIÓN
ELECTRÓNICA EN:

expobiomasa.com

ORGANISER
ORGANIZA

aveBiom
Asociación Española
de la Biomasa

CO-SPONSORS
COLABORAN



MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

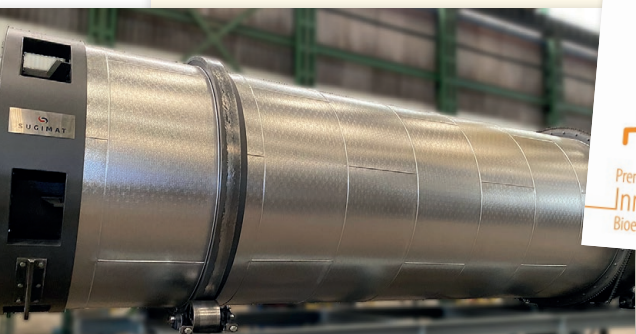


Bienergy
EUROPE



Sugimat y la Unidad Mixta de Gas Renovable, premios a la innovación

19 candidaturas en biomasa sólida y 17 en gases renovables han competido este año en los premios a la Innovación de Expobiomasa y el Salón del Gas Renovable, respectivamente, para conocer las últimas tecnologías e innovaciones en calderas, digestión anaerobia, producción de biocombustibles, sistemas de combustión o conversión de biogás en biometano. Sugimat y el proyecto Unidad Mixta de Gas Renovable han sido las ganadoras.



En junio de este año anunciábamos que la caldera más novedosa de Sugimat (Horizon +) ya tenía peticiones para su instalación. Desde la empresa confirmaban que habían firmado tres proyectos en España para un equipo de combustión de madera y dos con combustibles leñosos (astillas y cortezas), además de tres para el Reino Unido

acoplados a turbinas ORC (ciclo orgánico de Rankine), uno de ellos para la combustión de paja y residuo leñoso y otro con gallinaza.

Al igual que estos clientes, el jurado del Premio a la Innovación 2021 de Expobiomasa también ha valorado muy positivamente la calidad de una tecnología acuotubular desarrollada y patentada por Sugimat que se basa en “una caldera rotativa con sistema de autolimpieza que combate de forma eficaz el ensuciamiento y la formación de depósitos en su interior, incluso cuando se emplean combustibles sólidos complicados, manteniendo el rendimiento de la combustión y aumentando la eficiencia global de la instalación”.

“Innovación, originalidad, aplicabilidad y mejora de la eficiencia energética que aportan a la valorización de la biomasa para obtener energía”. Estas son las premisas que han valorado los jurados de ambos premios. Jorge Herrero, director de Expobiomasa y secretario ambos jurados, confirma que “la decisión final ha estado muy ajustada, tanto los premiados como los accésits son grandes innovaciones en busca de la combustión perfecta y las emisiones mínimas.”

Un referente de la investigación con biogás

La Unidad Mixta de Gas Renovable (UMGNR), un proyecto conjunto de EnergyLab, uno de los centros tecnológicos que más apuesta por el biogás, Naturgy y EDAR Bens (A Coruña), también ha pasado en varias ocasiones por Energías Renovables. La última fue para la presentación oficial de sus vías investigación y producción de hidrógeno verde, biohidrógeno y bio-syngas.

La UMGNR ha recibido el primer galardón de la primera edición del Premio a la Innovación Salón del Gas Renovable. Se trata de un proyecto que abarca de 2016 a 2023 y que cuenta con la financiación de la Unión Europea a través del Fondo Europeo de Desarrollo Regional al amparo de la convocatoria Ayuda a la creación, puesta en marcha y consolidación de la unidad mixta de investigación, cofinanciada por la Agencia Gallega de Innovación.

También han recibido cuatro accésits ÖkoFEN, Palazzetti, FCC Aqualia y Genia Bioenergy. La entrega de premios tendrá lugar en Valladolid el 21 de septiembre, durante la inauguración de Expobiomasa y el Salón del Gas Renovable. En esta doble convocatoria los dos premios y cuatro accésits concedidos están dotados con 2.000 y 500 euros cada uno en sus respectivas categorías.

Los gases renovables compartirán este año protagonismo con la biomasa gracias a la celebración paralela del I Salón del Gas Renovable

Abajo, en el recuadro, caldera rotativa por la que Sugimat ha obtenido el Premio a la Innovación 2021 Expobiomasa

gases renovables tendrán dos sesiones específicas y “los ponentes compartirán las claves del mercado y las tecnologías y las últimas investigaciones e innovaciones relativas al aprovechamiento del biogás y el biometano para usos energéticos”. Ya han confirmado su presencia 30 expositores.

A mediados de julio salía a información pública la hoja de ruta del biogás, que estará abierta para la presentación de observaciones hasta el 15 de septiembre. La meta es multiplicar casi por cuatro la producción con biogás y biometano antes de 2030, hasta los 10,4 TWh. Como reconoce el propio Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco), se trata de corregir un retraso importante con respecto al nivel de desarrollo de esta renovable en Europa. La creación de garantías de origen y la posibilidad de establecer objetivos y cuotas de uso son piedras angulares del documento.

Si se cumplen las previsiones, el 45% de la producción de biogás en 2030 se consumiría directamente, en usos térmicos o eléctricos, sobre todo en la industria, mientras que el restante 55% se transformaría en biometano para su uso en movilidad pesada, por ejemplo en flotas municipales de limpieza o recogida de residuos, o se podría inyectar en la red si es rentable. Y a pesar de todo, solo el 1% del gas que se consuma en 2030 por esta vía sería de origen renovable. El Miteco considera que “la apuesta por el biogás proporcionará grandes beneficios ambientales, económicos y sociales, sobre todo en áreas rurales y en el sector de residuos, disminuyendo la dependencia energética y potenciando la I+D+i”.

Para Aebig los objetivos son decepcionantes. Son “poco ambiciosos y desdeñan el potencial del biometano y su influencia sobre el sector agroganadero, la industria, la creación de empleo en zonas ruralmente deprimidas y su contribución al medio ambiente”. Y añaden que “resulta especialmente dolorosa la comparación con la hoja de ruta del hidrógeno, que no parece motivada por razones de la realidad técnico-económica de un gas renovable y el otro”. De todo ello se hablará, sin duda, en el I Salón del Gas Renovable.

■ Más información:

→ www.expobiomasa.com

→ www.congresobioenergia.org

→ [https://salondelgasrenovable.com](http://salondelgasrenovable.com)

SOMOS ESPECIALISTAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA INDUSTRIALES

Neoelectra es el tercer productor independiente de energía eléctrica y térmica para la industria.

20 años de experiencia gestionando activos propios, aportando soluciones de eficiencia energética basada en el Know How del Grupo, economías de escala y acceso privilegiado a mercados energéticos.



- CO₂ alimentario
- Luz y gas para Pymes e industriales
- Transporte de CO₂ y biomasa
- Servicios industriales energéticos
- Energía sostenible
- Biomasa - Biogás
- Lodos Edar
- Fotovoltaica
- Gasificación de Residuos



Economía circular: retos y oportunidades de la biomasa

El proceso de transición energética que estamos viviendo en todo el mundo hace necesario recurrir a tecnologías de producción de energía que no solo contribuyan a la descarbonización, sino que, además, sean altamente eficientes y aporten valor añadido. Es el caso de la biomasa, un avance clave en la gestión energética mediante tecnologías de economía circular que compañías especializadas como Grupo Neoelectra vienen aplicando desde 2010 y que, básicamente, consiste en utilizar residuos orgánicos para obtener electricidad.

ER

El uso de la biomasa es, junto a la gestión de lodos, uno de los ejemplos más claros del desarrollo y la aplicación de la economía circular haciendo una doble labor: producir una energía limpia y renovable, y, además, recuperar residuos de origen natural como los forestales u otros

productos de la gestión industrial como pueda ser el orujillo o las maderas.

Tres son los grandes retos de la biomasa en la actualidad: la colaboración industrial, la logística y el desarrollo tecnológico, así como una regulación acorde con la situación actual y a futuro.

■ La colaboración industrial, clave en el desarrollo de la biomasa

Convertir en energía limpia aquello que, de otro modo, generaría problemas medioambientales es una de las bases de la economía circular. Todo parte de una filosofía: el total aprovechamiento de los recursos disponibles. Como explica Antonio Cortés, CEO de Grupo Neoelectra, “no es solo una cuestión de tecnología, sino más bien de actitud: la industria y los productores de energía hemos de trabajar juntos para lograr el máximo de eficiencia energética y, en este proceso, es clave la valorización energética de los residuos”.

Un claro ejemplo de esta colaboración es el complejo industrial de Neoelectra en Fuente de Piedra (Málaga), en el que se convierte, entre otras cosas, el orujillo en energía eléctrica y fertilizante. El orujillo es el residuo generado cuando se concluye el proceso de elaboración del aceite de oliva. Se trata de un proceso de valorización energética sostenible y respetuoso con el medio ambiente, evitando que se vierta a los ríos con la consiguiente contaminación de los acuíferos, entre otros riesgos añadidos como pueden ser, incluso, el de autocombustión o la suciedad que genera.

El proceso para su recuperación y conversión en electricidad se inicia cuando el alperujo, el primer residuo de la producción





del aceite, se lleva a unas balsas en las que fermenta para secarse posteriormente utilizando los gases de escape de la planta de cogeneración de Neoelectra ubicada en el complejo. De ahí se extrae una parte que es el aceite de orujo y el propio orujillo, que convenientemente tratado, se utilizará para generar vapor y electricidad. Los gases producidos en el proceso se depuran para que no sean contaminantes tratándolos con un multiciclón y un electro-filtro.

Además, como explica Antonio Jesús Martínez, responsable de Biomasa de Grupo

Neoelectra, “este no es el único proceso que se realiza en la planta de biomasa de Fuente de Piedra. Porque en esta planta se aprovecha absolutamente todo y es un modelo de gestión de economía circular coordinado, en este caso, con la industria aceitera”.

Junto al proceso de tratamiento del orujillo, la planta trata también residuos forestales, agrícolas y de jardinería para obtener electricidad. Esto viene a mejorar, aún más si cabe, la actividad de la planta, ya que el orujillo tiene un componente estacional, no está disponible todo el año, sino solamente

En la página anterior, planta de biomasa de Fuente de Piedra (Málaga). Sobre estas líneas, planta de Villacañas (Toledo)

después de la cosecha de la aceituna.

La capacidad de la planta de tratar de manera conjunta y en el mismo proceso diferentes tipos de residuos aporta importantes ventajas, sobre todo en términos de eficiencia. Según el responsable de biomasa de Neoelectra, “hibridar estos residuos garantiza mantener siempre un stock para proporcionar el cien por cien de biomasa que

Tres soluciones para valorizar residuos y obtener energía

FUENTE DE PIEDRA (MÁLAGA)

La planta de biomasa de Neoelectra en Fuente de Piedra (Málaga) convierte en energía eléctrica 80 mil toneladas de residuos generados por la producción de aceite de oliva (orujillo), así como residuos forestales, agrícolas y de jardinería para obtener cerca de 7.800 kWh de manera constante.



VILLACAÑAS (TOLEDO)

La planta de biomasa del Grupo en Villacañas (Toledo) convierte en energía eléctrica más de 60 mil toneladas de residuos generados prácticamente en su totalidad en procesos industriales de la zona y en masas forestales. La planta genera más de 7.700 kWh.



NEOMAS (CHILE)

Planta de cogeneración de energía eléctrica y vapor en base a biomasa, con una potencia bruta máxima instalada de 11,1 MW y una capacidad de generación de vapor de hasta 70 toneladas hora. Suministra a la vez energía térmica y eléctrica para el secado de madera destinada a la fabricación de tableros para muebles y arquitectura de interiores.





Arriba, semirremolque de piso móvil especial para el transporte de biomasa. A la izquierda, planta de cogeneración por biomasa en Neomas (Chile), que genera electricidad y vapor

necesita la instalación, independientemente de la época del año y obtener cerca de 7.800 kilovatios hora (kWh) de manera constante”.

Entre los nuevos proyectos, Neoelectra está desarrollando un sistema para obtener fertilizantes a partir de las cenizas generadas por el orujillo, reduciendo de manera sustancial su PH.

■ Avances en tecnología: gasificación y logística

El desarrollo tecnológico y la gestión de la logística es otro de los factores esenciales para el desarrollo de la biomasa. En lo que respec-

ta al primer punto, son esenciales los procesos de gasificación, es decir, convertir en gas de síntesis los residuos. Esto es precisamente lo que hace la planta de Neoelectra en Villacañas (Toledo), en la que se genera energía eléctrica a partir de la biomasa residual de varios procesos industriales de la zona, y de residuos procedentes del sector maderero.

El tratamiento de este tipo de recursos, en especial de los residuos forestales, es una cuestión fundamental, no solamente por el propio hecho de valorizarlos, sino también para garantizar la limpieza de los entornos forestales y contribuir a evitar incendios

como los que se vienen produciendo todos los veranos.

La gestión logística es otro de los grandes retos para el desarrollo de la biomasa. La logística especializada es una actividad fundamental en la generación de energía a través de biomasa, ya que, para su funcionamiento, es necesario transportar grandes cantidades de residuos de distintas tipologías hasta las plantas de producción. “Se necesitan vehículos especializados para un transporte eficiente de productos de gran volumen, como pueden ser los restos forestales o los desechos de agricultura”, explica Guillem Borràs, director de Neoelectra Logística y especialista en la materia. “Para que las plantas de biomasa puedan funcionar de manera continua y competitiva es necesario que cuenten con una logística especializada que les proporcione el material que les sirve de combustible con una frecuencia adecuada y a un precio asequible”, añade Borràs.

■ Un marco regulatorio adecuado

Además de los aspectos estrictamente tecnológicos o comerciales, el pleno desarrollo de la biomasa depende también de la existencia de una regulación adecuada que le permita

aplicar todo su potencial. Por ejemplo, Martínez propone que “sería conveniente fomentar un sistema de ayudas que incentive la recuperación de los recursos, en especial de los recursos forestales, una cuestión fundamental para evitar los incendios”.

Por su parte, Antonio Cortés, CEO del Grupo Neoelectra cree necesario potenciar sistemas que apoyen el desarrollo tecnológico para que las instalaciones se adapten a las nuevas necesidades y al proceso de transición energética. En este sentido, recuerda que la cogeneración puede jugar un papel fundamental y complementario.

En el ámbito regulatorio, la biomasa tiene una oportunidad con el reciente compromiso del Gobierno de celebrar una subasta de 140 MW “durante el resto de este 2021”.

Cortés considera que “son necesarias importantes inversiones que no se van a poder realizar si no existe un marco regulatorio claro; no puede darse una situación similar a la que estamos viviendo con la cogeneración, en la que desde el año 2013 está pendiente un plan renove y una subasta, que el Ejecutivo actual anunció para finales del año pasado y que aún no se ha llevado a cabo”. El CEO del Grupo Neoelectra entiende que “para el pleno desarrollo de la biomasa es necesaria una visión de futuro y no centrarse exclusivamente en el corto plazo, porque el proceso de transición energética no se acaba mañana y va a ser necesaria la contribución de todos”.

■ Más información:

→ <https://neoelectra.es>



Antonio Jesús Martínez

Responsable de biomasa de Grupo Neoelectra

“Es la biomasa la que ha de adaptarse al entorno, no el entorno a la biomasa”

■ ¿Qué aporta la biomasa?

Una de las principales ventajas de la biomasa es que es una tecnología muy versátil. Son procesos que pueden adaptarse a las necesidades concretas de cada industria y a cada residuo concreto. Utilizando diferentes sistemas puedes valorizar residuos tan diferentes como los restos generados por la producción industrial o los residuos forestales. Todo depende de las necesidades de cada industria. Por ejemplo, nuestra planta de Fuente de Piedra permite reducir el impacto de los residuos procedentes del sector olivarero, y en la última fase, valorizarlo como combustible.

■ ¿Cuál es la situación actual de la biomasa?

La biomasa es una realidad, pero, aún está infrutilizada. Tiene un potencial de crecimiento extraordinario porque soluciona dos problemas a la vez: la gestión de residuos con gran impacto medioambiental y la producción de energía. Pero para ello es necesaria la inversión en investigación, una adecuada política de ayudas y la implantación de un plan renove similar al que viene reclamando el sector de la cogeneración desde 2013.

■ ¿Dónde se pueden aplicar soluciones de biomasa?

Lo ideal es que las plantas estén lo más cerca posible de los residuos que se van a tratar, ya sean residuos forestales o industriales. Primero, porque uno de los cos-

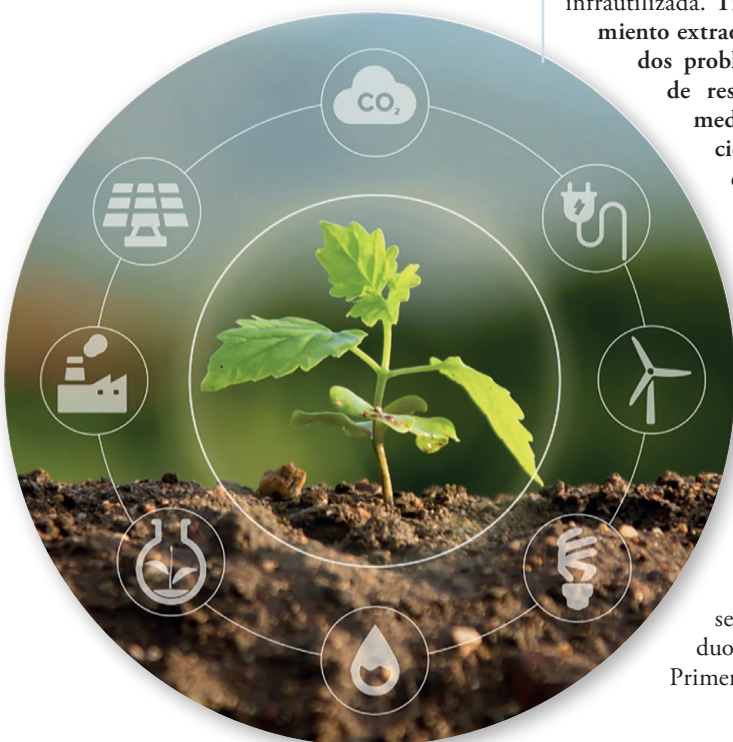
tes más importantes del uso de la biomasa son los asociados al transporte. Y segundo, porque, como otros sectores industriales, la biomasa tiene un papel fundamental en la cohesión territorial, ya que se ubica en zonas rurales que no tienen otros recursos; además de sus ventajas medioambientales, la biomasa puede contribuir de manera decisiva a luchar contra la España Vacía. Es la biomasa la que ha de adaptarse al entorno y no el entorno a la biomasa.

■ ¿Qué sectores son los más afines?

Todos los sectores que generan residuos biológicos tienen, de un modo u otro, potencial para aplicar la biomasa. Desde la industria alimenticia, con cuestiones como los huesos o los purines, hasta la industria manufacturera de, por ejemplo, muebles, pasando por las papeleras o la industria extractiva. Todo depende de la necesidad concreta de cada industria. Desde nuestra filial Careco, especializada en gasificación de residuos y biomasa, proporcionamos soluciones a todo tipo de actividad industrial.

■ ¿Es la biomasa una alternativa para sustituir a otros combustibles?

Depende de las necesidades concretas. Por ejemplo, la materia prima de la biomasa es más barata que el gas natural dependiendo, eso sí, de la oferta y la demanda. En nuestro caso, plantas como la de Fuente de Piedra o Villacañas generan el cien por cien de la energía eléctrica a partir de biomasa, ya sea por sistemas de parrillas oscilantes o por gasificación. Y en Chile ya hemos instalado nuestro primer sistema de cogeneración por biomasa, gracias al cual obtenemos, además, de energía eléctrica, energía térmica para el secado de madera destinada a la fabricación de tableros para muebles y arquitectura de interiores.■





Biocombustibles sólidos para calor industrial: más allá del pellet

Los objetivos de descarbonización de la economía acordados en el seno de la Unión Europea son ambiciosos. Se habla de una reducción del 55% de emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2030 y de una economía neutra en emisiones de CO₂ en el 2050. Estos objetivos pasan, entre otras medidas, por descarbonizar una gran parte de la industria europea. Actualmente, el calor industrial representa el 16% de la energía final consumida en la UE. Y de este, solo el 2% está cubierto por fuentes renovables, principalmente biomasa sólida. Por tanto, queda un largo recorrido de 149.000 toneladas equivalentes de petróleo.

Alex Mas*

En el contexto industrial, donde la máxima siempre es la optimización de costes, los precios de biomasa leñosas procesadas, como el pellet industrial o la astilla comercial, hacen en ocasiones inviable la inversión al alargar el retorno de la misma hasta 8 o 10 años en contraposición al precio del gas de los últimos años.

Sin embargo, existe un gran potencial desaprovechado en algunas biomasa procedentes de procesos agroindustriales como las podas, la paja, el orujillo o la gallinaza. La diferencia de precio por tonelada entre

un biocombustible previamente procesado, y estos agrocombustibles pueden suponer un gran impacto en la cuenta de resultados dado que, en ocasiones, el coste de los agrocombustibles puede llegar a ser cercano a cero.

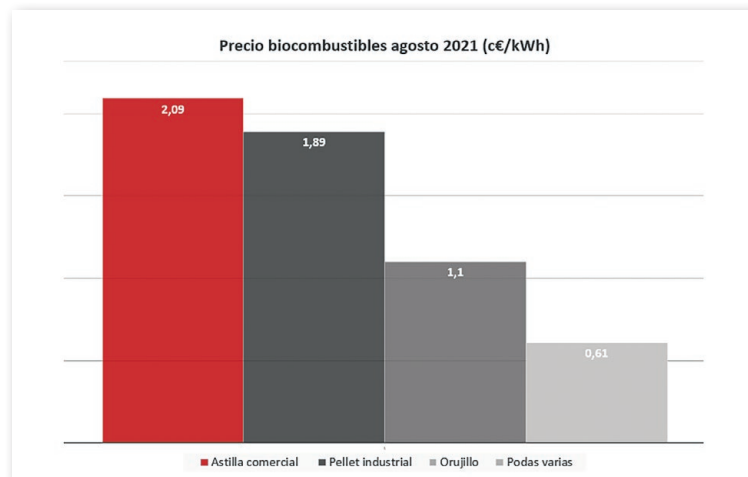
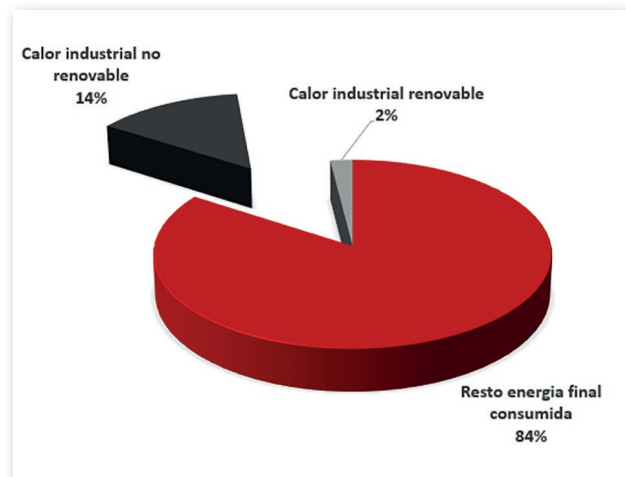
Sin embargo, la otra cara de las agrobiomasa de bajo coste es la dificultad para su valorización debido a características como el porcentaje de impropios, la temperatura de fusión de las cenizas o las particularidades de su composición química. Estas características hacen que los proyectos de caldera industrial para la valorización de algunas biomasa se

conviertan en un verdadero traje a medida para el usuario dependiendo de la naturaleza de su combustible.

■ Orujillo

El caso del orujillo es único en nuestro país al tratarse de un recurso local y de una agrobiomasa con un alto poder calorífico. Este biocombustible ya alimenta de forma exitosa varias plantas de generación eléctrica en España, así como a muchas extractoras de orujo, las cuales disponen de este combustible a coste cero al ser un subproducto de su proceso.

Un reciente ejemplo es la caldera de vapor



de proceso que Sugimat ha instalado para la extractora San Miguel Arcángel, la orujera más grande de Europa, y que funciona con orujillo como combustible.

Queda también un recorrido importante de aprovechamiento del orujillo en industrias cercanas a las extractoras que pueden disfrutar de un biocombustible a la tercera parte del precio, por ejemplo, de la astilla comercial. Sin embargo, muchas de las calderas instaladas actualmente son inadecuadas para la combustión de orujillo dado que su diseño está adaptado para el tratamiento de un combustible leñoso. Esto conlleva numerosas paradas para el mantenimiento y la limpieza de la caldera que repercute negativamente en la cuenta de resultados de la empresa.

■ Podos y sarmientos

Solo en la cosecha vitivinícola de Castilla-La Mancha se generan más de 800.000 Tn de sarmiento al año. Pero no sólo esto, también las podas de montes, árboles frutales y otros cultivos son un problema ecológico, ya que muchos de esos residuos son quemados en campo abierto al ser difícilmente valorizables debido a su contenido en impropios (material no combustible) como piedras o arenas. Todo ello hace que las instalaciones preparadas para combustibles con un grado de dificultad como el de este biorresiduo puedan disfrutar de un precio por tonelada menor incluso que el del orujillo.

Merece una mención en este sentido la caldera de Sugimat para cogeneración situada en ERTASA que lleva 9 años produciendo electricidad y calor a partir de biocombustibles con alto grado de impropios.

■ Paja

El exceso de paja de cereal en los campos de Castilla y León es un problema análogo al del sarmiento en Castilla-La Mancha. El agricultor, debido a la normativa medioambiental, está forzado a empacarla y almacenarla, lo que supone un coste añadido a su producción. El otro problema es que el punto de fusión de las cenizas sea menor a otras biomásas y el alto porcentaje de cloro en su composición.

En este ámbito es muy conocida la experiencia de la caldera de Sugimat para la cooperativa Agropal, en la factoría de Quesos Cerrato, donde existe desde hace años una caldera para producción de vapor industrial a base de pellet de paja que supone un ahorro en costes de combustible fósil del 55%.

■ Gallinaza

El excremento de las aves de corral es un agrocombustible poco conocido dado que en la actualidad las granjas de producción de huevos y carne de aves de corral tienen la posibilidad de vender este residuo para abonos.



Sin embargo, a corto plazo, el exceso de nitratos en los acuíferos cercanos a las zonas de cultivo está impulsando leyes que restringen este tipo de abono.

Valorizar este combustible es un reto tecnológico complejo debido tanto a la naturaleza física de sus cenizas, que se adhieren a los cuerpos de intercambio de las calderas, como a su composición química, ya que, en ciertas condiciones, los depósitos de cenizas pueden ser corrosivos.

Sugimat está llevando a cabo un proyecto pionero en Reino Unido en una granja de aves de corral donde se combustiona gallinaza para una cogeneración donde, además de producir electricidad, se genera calor para la aclimatación de las naves donde residen las gallinas ponedoras. En este proyecto, Sugimat va a instalar una caldera modelo Horizon + (Premio a la Innovación Expobiomasa 2021) precisamente desarrollada para el tratamiento de combustibles sólidos con alto porcentaje de impropios.

En resumen, puede decirse que existe un

Arriba, caldera de vapor de proceso instalada en la extractora San Miguel Arcángel, la orujera más grande de Europa, que funciona con orujillo como combustible. Debajo, caldera Horizon + de Sugimat, que acaba de ganar el Premio a la Innovación Expobiomasa 2021

gran potencial desaprovechado en nuestro país para biomásas no procesadas a un precio muy competitivo. Sin embargo, los equipos para su valorización, en especial las calderas industriales, necesitan de un diseño específico adaptado a cada combustible, lejos de soluciones estandarizadas para biocombustible procesados como astilla o pellets.

** Alex Mas es director de desarrollo de negocio de Sugimat. (alex.mas@sugimat.com)*

■ Más información:

→ www.sugimat.com



KEY ENERGY

Rimini, el foro panmediterráneo de las energías renovables

Las tecnologías renovables, el almacenamiento de energía, soluciones de eficiencia para la industria y la edificación, la movilidad sostenible, el autoconsumo, las redes inteligentes... La energía limpia y todos sus modos, todas sus expresiones, esas mil soluciones que han de conducir a la Unión Europea por la vía de la sostenibilidad y hacia un horizonte completamente descarbonizado, tienen cita en Rimini el próximo mes de octubre. Key Energy, the renewable energy Expo, vuelve como cada otoño a señalar las claves de la transición energética. Lo hace junto a Ecomondo, la más ambiciosa feria (y foro) de la economía circular de toda la cuenca mediterránea.

Hannah Zsolosz

Key Energy y Ecomondo han elegido “los retos ecológicos de los continentes africano y europeo” como *leit motiv* de su edición 2021. Durante cuatro días del mes de octubre (26-29), Rimini Fiera, el hermoso recinto ferial de la no menos hermosa città italiana, quiere convertirse en todo “un motor para los negocios medioambientales y un acelerador de la transición ecológica”. El Italian Exhibition Group (IEG) organiza ambos eventos, Ecomondo (24ª edición) y Key Energy (14ª), dos ferias que vuelven en octubre a convertirse en el polo mediterráneo de atracción de to-

dos los actores de la economía circular, los de la orilla norte (Europa) y los de la orilla del sur (África). Según Corrado Peraboni, director ejecutivo del IEG, “estos dos salones, que son líderes en economía verde y energías renovables en la cuenca mediterránea, van a presentar productos y comparar proyectos para abordar los retos verdes globales que todos los países están llamados a resolver”. Las embajadas de Argelia, Egipto, Marruecos, Túnez, Ruanda y Kenia, por citar sólo algunos ejemplos del sur, estarán representadas en las ferias, así como empresas, asociaciones y compradores de los países mencionados y

por supuesto también del Viejo Continente, actores todos que, según explica Alessandra Astolfi, miembro del grupo de dirección de IEG, se preparan “para ampliar sus conocimientos, desarrollar la red de contactos y cerrar acuerdos comerciales”.

Pero ojo, porque IEG no concibe Key Energy simplemente como un mercado o una feria de producto. El Italian Exhibition Group plantea este evento como toda “una oportunidad para que los profesionales puedan reunirse y compartir su conocimiento con los actores clave del sector, y para que así mismo puedan actualizar esos conocimientos con información y con formación”. Por eso, además de la zona de exposición, que ocupará todo el Expo Center y que ciertamente es el núcleo de Ecomondo y Key Energy, dos salones van a acoger hasta 150 seminarios y conferencias.

El programa está siendo coordinado por los profesores Fabio Fava y Gianni Silvestrini, responsables de los respectivos Comités Científico y Técnico de estos eventos y quiere ahondar en esta edición en cinco escenarios: (1) mercados emergentes y contextos internacionales; (2) nuevas herramientas de negocio (contratos bilaterales de compraventa de electricidad a largo plazo para comunidades



energéticas, nuevos diseños de mercado...); (3) innovación tecnológica y tendencias de mercado; (4) modelos de integración de energía; y (5) marcos regulatorios en el sector energético, desarrollo de oportunidades y asuntos críticos.

■ Solar&Storage

El primer gran foco de Key Energy va a estar en la tecnología solar fotovoltaica y las soluciones de almacenamiento de energía, dos vectores de transición que están arrasando en todo el mundo: no ha habido tecnología a escala global que haya instalado más potencia que la fotovoltaica en 2020, año en el que

ni siquiera la más global de las pandemias ha podido frenar su crecimiento. 139.000 megavatios FV han sido instalados en esos doce meses, aproximadamente un ¡¡40%!! más que en 2019. En el mercado doméstico, Italia, el presente, y las perspectivas, son igualmente formidables. Y se nota. “Solar&Storage – explican desde IEG– exhibirá una amplia oferta de tecnologías, soluciones y las mejores prácticas, en respuesta a un mercado que, según las previsiones del Plan Nacional de

Energía y Clima de Italia, debe instalar una media de 900 megavatios de nueva potencia FV cada año hasta 2025 y aproximadamente 4.800 megavatios año entre esa fecha y hasta 2030”. El horizonte parece más despejado que nunca, en el marco amplio del Pacto Verde europeo, y por eso probablemente colaboran en la organización de esta edición de Key Solar&Storage todos los actores clave del sector: ANIE Federazione, Elettricità Futura, Italia Solare, etcétera, etc.

Edición 2020

Ecomondo y Key Energy apostaron el año pasado desde muy temprano por el formato presencial. Sin embargo, y debido a la evolución del número de contagios por Covid19 en Italia en las fechas previas al evento (que estaba previsto tuviese lugar a principios de noviembre), la organización tuvo que trasladar su formato, casi casi en el último minuto, a uno plenamente digital, siguiendo las normativas indicadas por el gobierno italiano respecto a la realización de ferias de carácter internacional.

De no haberse modificado el formato, la exposición habría ocupado un área total de 129.000 metros cuadrados, lo que implicaba un crecimiento del espacio expositivo de un 10,07% con respecto a la edición de 2019. El espacio se habría distribuido entre la muestra de Ecomondo, que habría ocupado un total de 25 pabellones (un pabellón más que en la edición anterior) y la muestra de Key Energy, con un total de cinco pabellones.

En la edición digital extraordinaria de 2020 participaron 400 expositores entre Ecomondo y Key Energy, si bien, según los organizadores de ambos eventos, el Italian Exhibition Group, de haberse realizado en un formato físico, ese guarismo se habría elevado a los 1.643 expositores. A pesar de lo difícil de la situación y de lo novedoso del formato, primero celebrado en modo totalmente virtual, Key Energy atrajo, según IEG, a más de 10.000 asistentes, acogió 65 eventos (conferencias, talleres, cursos) y sirvió de escenario para más de 500 ponentes.

La relevancia de Ecomondo y Key Energy ha adquirido ya una dimensión tal que el Instituto de Comercio Exterior de España (ICEX España Exportación e Inversiones), le dedicó hace unos meses todo un informe especial: Ecomondo & Key Energy 2020. Según los datos contenidos en ese informe, “en esta edición digital se realizaron, durante las dos semanas de duración, un total de 73.479 vistas a los perfiles de las compañías que participaban en el evento”.

ICEX calcula que cerca de 21.000 usuarios visionaron las exposiciones realizadas por empresas, mientras que las conferencias que llevaron a cabo los organismos invitados por IEG habrían contado con un total de 33.897 usuarios activos. Respecto a la audiencia de los medios de comunicación, el impacto de Ecomondo & Energy Key Digital Edition -informa ICEX- se certifica en más 5.000 informes en prensa y en la red y 109 informes en televisión y radio. Según el Instituto español, el impacto total generado se calcula en un total bruto de 416.873.154 contactos alcanzados. Los organizadores de Ecomondo y Key Energy calculan que se generaron aproximadamente 5.000 oportunidades de negocio a lo largo del evento.

APOYO PARA LAS EMPRESAS

ICEX España Exportación e Inversiones ofrece servicios de consultoría personalizada a través de su red de Oficinas comerciales en el exterior. La Oficina Económica y Comercial de Milán cuenta con un grupo de profesionales especializados por sectores, “lo que asegura a las empresas –explican desde el ICEX- un profundo conocimiento del mercado, así como de los instrumentos más adecuados para la entrada, para el establecimiento en el país o para potenciar la presencia en el mercado italiano”. Dentro del catálogo de servicios ofrecidos por ICEX y, teniendo en cuenta las características específicas del mercado italiano, la Oficina Económica y Comercial de Milán, una vez analizada la empresa y su solicitud, propone el servicio que más se adapte a las necesidades de esta.

En lo que a la participación en ferias en el exterior se refiere, la Oficina ofrece un Servicio de Apoyo Logístico que consiste, entre otras posibles acciones, en la presentación en italiano de la empresa y en la consiguiente comunicación relativa a la presencia en feria. Así mismo, se pone a disposición de la empresa un Servicio de seguimiento post-feria en el que se incluye información ampliada de los contactos realizados en la misma. La Oficina Comercial en Milán pone a disposición de las empresas españolas el Centro de Negocios en Milán, con la posibilidad de alquilar despachos/sala de reuniones dentro de la Oficina, para facilitar el proceso de internacionalización de las empresas españolas.



■ Más información: → icex.es



La seguridad, ante todo

El pasaporte verde (Green Pass), o documento equivalente, será obligatorio para todo el que quiera acceder a los pabellones de Key Energy y/o Ecomondo. Es decir, obligatorio para proveedores, trabajadores, expositores, ponentes, visitantes. De entre quienes no dispongan del mismo, solo podrán acceder a la feria aquellos que estén en posesión de un test negativo efectuado en las 48 horas previas. Y es que IEG ha querido colocar de nuevo la seguridad ante todo. El Italian Exhibition Group ya se adelantó a su tiempo, en abril del año pasado, cuando, en el marco de la preparación de la edición física 2020, previó toda una batería de protocolos de seguridad con los que se proponía proteger a todos los asistentes a la cumbre verde de Rimini. Al final, la evolución de la pandemia, que golpeó con mucha dureza Italia, llevó a la feria al formato digital. Pero el aprendizaje de los organizadores, el *know how* acumulado por IEG, que durante tanto tiempo había trabajado por el formato físico, constituía ya todo un patrimonio.

Sí, el Italian Exhibition Group había previsto para su edición física 2020 poco menos que todas las medidas de bioseguridad imaginables: toma de temperatura previa al acceso a todos los asistentes, multiplicación de los puntos de ingreso en los recintos feriales (para evitar aglomeraciones a la entrada y a la salida), ampliación de los horarios de apertura (con el mismo fin), mascarilla obligatoria, distribución de mascarillas para quienes no dispongan de ella, máscaras transparentes para hablar con personas con discapacidad auditiva, determinación previa del aforo de todos y cada uno de los espacios de la feria, digitalización máxima (pago digital para el acceso, acreditación digital), mamparas entre las mesas en los espacios destinados a la restauración, áreas habilitadas al aire libre para comer, dispensadores de gel por todas partes...

Para esta edición, IEG ya cuenta con ese formidable bagaje, cuya implementación ya previó para la edición 2020, y cuenta así mismo con todo el conocimiento acumulado durante los últimos meses. Además, ha suscrito este año un acuerdo con Studio Arletti&Partners, que es una empresa especializada en movilidad global, para que cualquier movimiento personal o de mercancías que haya de ejecutar una empresa (expositora o visitante) sea más sencillo que nunca.

Arletti opera en este sector –el de la movilidad– desde 1998 y, en estrecha colaboración con IEG, va a facilitar a todos los profesionales que acudan a Rimini por supuesto cuanta información sea precisa para llegar al país y moverse por él (avión, tren, autobús o vehículo privado), pero también información actualizada sobre requisitos que puedan exigir las autoridades, sobre los cambios que puedan producirse en el ínterin, sobre el Servicio Italiano de Salud, etcétera, etc.

“El sistema que van a implementar Arletti e IEG –explican desde la organización– será actualizado diariamente de acuerdo con cualquier cambio en materia de regulación gracias a un amplio equipo de profesionales especializados en disciplinas legales”.

“El objetivo de todo ello –añade Corrado Peraboni, el director ejecutivo de IEG– es garantizar espacios libres de Covid para nuestros expositores y visitantes, construir espacios en los que el único motivo de interés y ocupación para todo el mundo no sea otro que hacer negocios”.

El protocolo Safe Business by IEG, desarrollado por el Italian Exhibition Group en abril de 2020, ha sido enriquecido con aportaciones de los protocolos desarrollados por la Italian Exhibition and Trade Fair Association y The Global Association of the Exhibition Industry. IEG ha sido la primera entidad italiana acreditada para la implementación del programa GBAC STAR. El Global Biorisk Advisory Council (Consejo Global Asesor en materia de Bioriesgos) es una división de la Asociación Internacional de Suministros Sanitarios, y su programa STAR ha sido diseñado para habilitar a entidades de todos los tamaños y complejidades en la gestión de bioriesgos: prevención, limpieza y desinfección.

■ Key Wind

La ambición de Key Wind la sintetiza IEG en una sola frase: “Key Wind es el evento clave para la energía eólica de la cuenca mediterránea, los Balcanes y el Oriente Próximo”. Rimini Fiera quiere convertirse en el gran foro de encuentro para el sector en un año difícil, pero que ha puesto de manifiesto como nunca la extraordinaria madurez de la eólica. Hasta el punto de que los señores del viento han instalado a escala global en los doce meses de 2020 más potencia que nunca antes en un año: 93.000 megavatios: +53% con respecto a lo puesto en marcha en 2019.

Italia forma parte del Top 10 Global por potencia eólica instalada, y cuenta además con actores del sector de tamaño absolutamente mega, como el formidable Grupo Enel, que ha puesto en marcha en 2020, el Año del Covid, más de 3.200 megavatios de nueva potencia y cuenta con una flota renovable global de 49.000 megas.

Pues bien, en Key Wind, el Italian Exhibition Group y sus colaboradores, como la Associazione Nazionale Energia del Vento, repasarán a buen seguro todos esos hitos, harán balance de todo ello y enfocarán –apuntan desde el IEG– las oportunidades que ofrecen “los nuevos escenarios emergentes”. Por supuesto, Key Energy también va a contar con el aval y el compromiso de la asociación de la industria eólica europea, WindEurope, que se va a encargar de organizar las denominadas “sesiones europeas”.

■ Energy Efficiency

La Eficiencia Energética y lo que Key Energy ha venido en denominar la Ciudad Sostenible son los otros dos grandes focos de atracción de la feria. “La eficiencia energética –explican desde IEG– es el punto de encuentro entre productores de tecnología, vehículos de inversión e industria, un espacio en el que pueden ser probadas las mejores prácticas de quienes han elegido la ruta de la eficiencia”. Cogeneración, trigeneración, micro-cogeneración, bombas de calor (geotérmica), digitalización y sistemas de gestión de la energía, empresas de servicios energéticos, proveedores llave en mano (Engineering, Procurement and Construction), comercializadoras de energía... Todos esos actores del sector y muchos más están llamados a llenar el foco Eficiencia Energética.

■ Sustainable City

Y, por fin, Ciudad Sostenible, “área de exposición y taller de ideas”. Así presenta Key Energy su cuarto gran foco de interés y atracción, un foco, un espacio, que ha organizado en tres dimensiones. La primera es Regeneración Urbana, y va a servir para exponer soluciones en materia de economía circular, restauración



de activos existentes, regeneración urbana propiamente dicha, iluminación eficiente de exteriores, zonas verdes como herramienta de mitigación de cambio climático.

La segunda dimensión de la Ciudad Sostenible lleva por nombre Movilidad, y recoge propuestas referidas a los vehículos eléctricos y de gas natural, sistemas y modos de implementación de servicios de vehículo compartido, infraestructuras, carriles bici (patinete, etcétera), estaciones para la recarga de los vehículos que vienen, señalización y/o estacionamientos inteligentes.

Y la tercera dimensión, por fin, de la Ciudad Sostenible –que Key Energy ha denominado Digitalización– apelaría (aunque no solo) a lo más doméstico/personal: Home Automation, sistemas de monitorización, redes, y aplicaciones para la ciudadanía.

Ah, LUMExpo tendrá lugar en este marco y se centra en la integración de sistemas. Apela a profesionales del medio ambiente edificatorio y del suministro de la cadena

del sector: integradores de sistemas, gestores energéticos, administradores de instalaciones, gestores de seguridad y diseñadores.

■ Los que vienen

Más allá del presente, más allá de todas las soluciones que miran hacia el futuro pero ya estarán en Rimini, Key Energy vuelve a mirar decididamente al horizonte. Lo hace a través de una ventana que a buen seguro va a revelar en esta edición muchas sorpresas: Start-up & Scale-up Innovation 2021, una propuesta mediante la que Key y Ecomondo están decididas a reforzar aún más su rol como “plataformas para el diálogo entre compañías, inversores y *start-ups*”.

Impulsa esta iniciativa el Italian Exhibition Group SpA (IEG), en colaboración con la Agenzia ICE (agencia comercial de Italia). Participa como socio en el proyecto Attrattività Ricerca Territorio (ART-ER), consorcio con sede en Emilia-Romagna.

¿De qué estamos hablando? IEG lanzó

la convocatoria hace meses: invitó (ha invitado) a jóvenes compañías de todo el mundo (*start-ups* y *scale-ups*) a que presenten aquí sus “servicios y/o productos relacionados con las tecnologías verdes, la sostenibilidad ambiental, las energías renovables y la movilidad sostenible”.

Los objetivos de la Convocatoria para la Innovación 2021 de Key Energy y Ecomondo son tres, fundamentalmente: (1) ofrecer visibilidad internacional a las empresas más jóvenes y dinámicas, fomentando el intercambio y la compartición de ideas en el medio perfecto, “un medio en el que se encuentran tradición e innovación”; (2) crear oportunidades para que las compañías presentes en la feria puedan conocer empresas nuevas con gran potencial de innovación, desarrollo y crecimiento, que a su vez pueden así promocionar sus productos y/o servicios innovadores; y (3) promover el sistema de innovación italiano como canal clave para el desarrollo de productos de los sectores citados: tecnologías verdes, energías renovables y movilidad sostenible a escala nacional e internacional.

Un comité de evaluación decidirá qué 32 propuestas merecen llegar a Rimini Fiera y disfrutar allí de una serie de servicios gratuitos. Entre ellos, entre los servicios que las elegidas podrán disfrutar en Key (y en Ecomondo), está el acceso a todas las presentaciones, la inclusión en el catálogo, y la inclusión en la página correspondiente de los sitios www.keyenergy.it de Ecomondo y Key Energy, y un espacio en el Área Startup con escritorio y grafismo, y acceso a la Plataforma de Negocio de Ecomondo y Key Energy, que abre la posibilidad a agendar reuniones con más de 400 compradores, y etcétera, etcétera, etc.

Otra convocatoria en la que participa la agencia comercial de Italia (Agenzia ICE) es Africa Green Growth, un evento en el que participarán representantes institucionales y asociaciones africanas de Kenia y Ruanda, así como empresas italianas en el África subsahariana. En Africa Green Growth se va a destacar –apuntan desde IEG– el futuro papel de la energía eólica en el mix energético del continente africano, un papel que seguramente quieren protagonizar actores como Enercon, Nordex, Siemens Gamesa o Vestas. Todos ellos van a estar en Key Energy, la feria de Rimini en la que también se darán cita Huawei, Engie, Ingeteam, Kostal, Beijing Solar PV Technology o la European Association for Electromobility.

■ Más información:

→ en.keyenergy.it

→ ecomondo.com



ALMACENAMIENTO

E

Yann Dumont

Presidente de Asealen (Asociación de Empresas de Almacenamiento de Energía)

“España es líder mundial en almacenamiento térmico en sales fundidas”

Con frecuencia se traslada la idea de que España está fuera de la carrera del almacenamiento de energía. La realidad es distinta. Yann Dumont, CEO en Reolum Renewable Research y presidente de Asealen, explica en esta entrevista a Energías Renovables que España, además de liderar el almacenamiento térmico en sales fundidas, cuenta con una capacidad muy relevante en almacenamiento hidroeléctrico, complementada con 6 GW de bombeos, entre los que se encuentran instalaciones que son referencia a nivel mundial, como la central hidroeléctrica de El Hierro. Pero urge desarrollar un marco técnico-regulatorio que permita a los promotores lanzarse al desarrollo y la construcción de nuevas instalaciones de almacenamiento, que traccionen sobre el resto de la cadena industrial y acelerar la necesaria descarbonización del sistema.

Pepa Mosquera

■ Las tecnologías de almacenamiento parecían muy lejanas hace apenas unos años. Sin embargo, algunas tienen ya un alto grado de madurez, como la hidráulica de bombeo. ¿Es posible instalar más almacenamiento por bombeo hidráulico en presas ya existentes?

■ Así es. Se puede instalar almacenamiento por bombeo hidráulico en presas ya existentes, ampliando bombeos existentes con nuevas unidades o sustituyendo con máquinas más grandes y conectando dos embalses existentes o uno existente con balsas específicas de nueva construcción. En función de las prestaciones y servicios que requieran, se ajusta mejor una tipología u otra, siendo un parámetro clave para ello el volumen de agua de los embalses. Para bombeos de rangos diarios de almacenamiento (8-12 horas), la construcción de nuevas balsas encaja perfectamente. Para bombeos de rangos semanales e incluso estacionales hay que utilizar dos embalses próximos, pudiendo aprovechar para ellos los existentes.

■ Otra de las tecnologías más desarrolladas es el almacenamiento térmico, en sales fundidas, como se hace en muchas de las centrales termosolares que hay en España. ¿Tiene margen de mejora y de crecimiento este tipo de almacenamiento? ¿Se podría replicar en otro tipo de centrales basadas en fuentes renovables?

■ Las centrales termosolares de España se desarrollaron y construyeron entre los años 2007 a 2014 y su diseño estaba optimizado para maximizar la generación de energía anual, en base al régimen retributivo en el que se basaban. En ese momento, el estado de la tecnología de almacenamiento térmico en sales fundidas estaba aún en desarrollo y se incorporó, aproximadamente, a una tercera parte de las centrales. Por lo tanto, existe una clara oportunidad para incorporar sistemas de almacenamiento en aquellas centrales que no disponen de él y su diseño lo permite, que son aproximadamente otro tercio del actual parque.

Hoy en día, el estado del arte de esta tecnología es tal que no se entiende una central termosolar sin incorporar un sistema de almacenamiento, del mismo modo que un futuro próximo no se

entenderá una fotovoltaica sin almacenamiento. Por lo que los 5 GW recogidos en el PNIEC serán instalaciones con almacenamiento térmico que, a diferencia del diseño de la década pasada pensada en maximizar la producción anual, será un diseño que complemente a la generación fotovoltaica y aporte firmeza e inercia al sistema en las horas sin sol y con poco viento, tal y como funcionan hoy las centrales hidroeléctricas. Además, estos nuevos sistemas de almacenamiento térmico podrán “cargarse” no solo con el calor concentrado por el campo solar de espejos, sino que podrán usar para ello calentadores o bombas de calor de alta eficiencia, usando electricidad producida por fotovoltaicas y eólicas, aportando con ello firmeza y reducción de vertidos en los meses con menor recurso solar.

Esta configuración con equipos que calientan las sales utilizando electricidad abre también la oportunidad para integrar sistemas de almacenamiento térmico en sustitución de las calderas de carbón en centrales térmicas, permitiendo mantener el soporte y estabilidad que dan estos grupos generadores síncronos al sistema eléctrico, críticos, por ejemplo, en algunos sistemas insulares.

Por último, se continúa avanzando en el desarrollo de sistemas que puedan operar a mayor temperatura, incrementando la eficiencia y estabilidad química de las sales, y en configuraciones novedosas, que ya se encuentran disponibles comercialmente, de sistemas aislados, “stand alone”, basados en bombas de calor de alta eficiencia combinando tanques de alta temperatura y tanques criogénicos que incrementan la eficiencia del sistema por encima del 55%, con generadores síncronos y rangos de potencia de 100MW y más de 10 horas de almacenamiento (lo que supone más de 1GWh de almacenamiento).

■ Las baterías electroquímicas son el tercer gran jugador, y con la proyección de ser cada vez más relevantes, tanto a pequeña escala (autoconsumo doméstico, por ejemplo), como a gran escala. ¿Podría jugar también España un papel destacado en este terreno?

■ Las baterías electroquímicas más frecuentes actualmente, basadas en ión litio, tienen dos ventajas fundamentales: por una parte la

rapidez de respuesta al estar basadas en electrónica de potencia y, en segundo lugar, la escalabilidad y ampliación y mejora de los sistemas. Tienen también alguna desventaja como la relación potencia/energía acotada a un rango de diseño determinado por los servicios que se quieran ofrecer, más balanceados hacia aplicaciones de potencia o hacia energía almacenada. Sin embargo, la versatilidad en el tamaño de los sistemas hace que puedan estar presentes en multitud de puntos de la red y de usuarios, habilitando nuevos modelos de negocio y de operación del sistema: comunidades de energía, redes y generadores virtuales, agregación de demanda, soporte a la red de distribución, supercargadores para vehículos eléctricos, gestionabilidad en generadores renovables, etcétera.

El gran valor añadido de estos sistemas de almacenamiento viene ligado a la digitalización del sistema y a la apertura real de mercados remunerados de servicios auxiliares, donde puedan participar utilizando para ello tecnologías de *big data* e inteligencia artificial. En la medida que se habiliten estos mercados, España jugará un papel destacado en esta tecnología. La nueva estructura de peajes del sistema, con una diferencia entre periodos pico y valle que llega a alcanzar más de 12 c€/KWh en consumidores doméstico y más de 5-6 c€/KWh en pymes, son una clara señal para los sistemas detrás del contador, especialmente combinados con autoconsumo, pero aún insuficientes sin los mercados remunerados por servicios al sistema mencionados anteriormente. El despliegue combinado de sistemas de baterías detrás del contador y grandes baterías supondrá, especialmente en los sistemas insulares, un cambio de paradigma tal y como ya puede observarse en otros sistemas como los de Hawai.

■ ¿Qué lugar ocupa España dentro de Europa en el ámbito del almacenamiento?

■ Esta es una pregunta recurrente y de difícil respuesta. En la lectura de medios especializados, habitualmente se traslada una sensación de que España está fuera de la carrera del almacenamiento de energía. La realidad es que España es líder mundial en almacenamiento térmico en sales fundidas, tanto en sistemas instalados como en empresas proveedoras de tecnología. En almacenamiento hidroeléctrico contamos con una capacidad muy relevante, complementada con 6 GW de bombeos, entre los que se encuentran instalaciones que son referencia a nivel mundial por potencia y energía almacenada, o por su singularidad como la central



“La industria española ha demostrado durante los últimos 20 años que está preparada para afrontar cualquier desafío que se ha planteado en el ámbito energético, especialmente en todo aquello relacionado con la energía renovable y la transición energética”



hidroeléctrica de El Hierro. La combinación de estas dos tecnologías nos sitúa con una capacidad de 8,3 GW de potencia y más de 60 GWh de energía, disponible en mayor o menor medida en función de la estación del año. Muy pocos países en el mundo pueden presumir de estas cifras, y menos aún aquellos con un tamaño comparable a España, o al sistema ibérico en su conjunto. No hay que olvidar que los sistemas portugués y español tienen un gran acoplamiento, por lo que instalaciones como las que se está construyendo en el Alto Tâmega (880 MW y 20 GWh) tienen también influencia en el funcionamiento del sistema español en cuanto a precios, vertidos, integración de renovables o estabilidad de red.

La reducida interconexión con Francia hizo necesario el despliegue de grandes sistemas de almacenamiento. La descarbonización hace hoy en día necesario el despliegue masivo de generación renovable que tenderá a ser gestionable y tendrá que ser almacenada en grandes cantidades para garantizar el suministro los días de bajo recurso solar, hidráulico y eólico. No hay que olvidar que la situación de escasez en la capacidad de interconexión es un problema que se extiende más allá de 2030, más allá de los proyectos actualmente en desarrollo, por lo que el almacenamiento será vital para el sistema ibérico.

■ **La Estrategia de Almacenamiento Energético, aprobada en febrero pasado, contempla pasar de los 8,3 GW actuales a 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050, incluyendo tanto el almacenamiento a gran escala como detrás del contador. ¿Está la industria española preparada para alcanzar estos objetivos?**

■ La industria española ha demostrado durante los últimos 20 años que está preparada para afrontar cualquier desafío que se ha planteado en el ámbito energético, especialmente, en todo aquello relacionado con la energía renovable y la transición energética. Los retos de la Estrategia de Almacenamiento Energético vienen muy bien identificados en el propio documento, junto con las

medidas necesarias para su desarrollo. El reto está en acelerar la descarbonización del sistema y en poder lanzar cuanto antes esquemas o marcos que den seguridad jurídica, previsión de ingresos suficientes y un calendario de aplicación explícito de desarrollo de la Estrategia. Es fundamental aprovechar para ello los Fondos de Recuperación y los Fondos de Transición Justa. No hay transición justa si no está ligada al desarrollo del almacenamiento de energía.

Los objetivos de almacenamiento establecidos en el PNIEC, desarrollados en mayor detalle en la Estrategia de Almacenamiento Energético, requieren comenzar ya. Los grandes proyectos de almacenamiento de

tecnologías mecánicas, que son los capaces de almacenar grandes cantidades de energía, necesitan periodos de desarrollo entre 4 y 8 años. Los hitos intermedios del año 2025, difícilmente se alcanzarán, salvo los 500 MW en baterías, pero aún estamos a tiempo de cumplir en 2030.

■ **Además de los retos industriales y tecnológicos, para que el almacenamiento prospere al ritmo previsto, hay también retos normativos y económicos por superar. ¿Cuáles considera Vd que son los más determinantes?**

■ Como decía anteriormente, la Estrategia de Almacenamiento Energético recoge los retos y medidas a aplicar. En estos momentos, los más determinantes son todos aquellos relacionados con los mercados y servicios en los que puede participar el almacenamiento, para lo que es necesario continuar con la actualización de los Procedimientos de Operación. En este sentido, se hace necesario habilitar todos los servicios que requiere el sistema a través de mercados remunerados, tales como la respuesta primaria y la inercia necesaria para la estabilidad del sistema, que hoy en día no reciben remuneración.

Los mercados de capacidad deben avanzar también en la definición de los Procedimientos de Operación que los regulen, así como en la realización de los estudios que determinen las necesidades del sistema en diferentes horizontes temporales. Y, finalmente, la celebración de subastas específicas para almacenamiento que otorguen seguridad jurídica y sostenibilidad económica suficiente para poner a rodar toda la maquinaria administrativa necesaria con poca o nula experiencia en este tipo de proyectos, tales como grandes sistemas de baterías híbridos o en instalaciones independientes ("stand alone"). Por supuesto, sin olvidarnos de los sistemas insulares, que deberían tener una priorización para incrementar la seguridad y estabilidad de esos sistemas y la integración de energías renovables y reducción de

vertidos y necesidad de reservas rodantes basadas en combustibles fósiles.

■ Las iniciativas de apoyo e inversión al almacenamiento, a gran escala y detrás del contador, están dotadas con 684 millones de euros. ¿Es suficiente este apoyo? ¿Aportan señales claras de precio que den estabilidad y certidumbre a la inversión?

■ Para valorar correctamente la dotación que el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia da al almacenamiento hay que entender el contexto de este plan: inversiones a acometer entre los años 2021 a 2023 con posibilidad de extenderse a 2026. Es decir, es una dotación que se tiene que dedicar a proyectos maduros y de desarrollo relativamente corto. La reciente convocatoria, lanzada con la publicación del RD 477/2021 por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para autoconsumo y almacenamiento, se destina ya 110 millones de euros a proyectos que pueden cumplir sin problemas con estos plazos. Para poder dedicar parte de esta dotación a proyecto con plazos de construcción que estén en el entorno de 24 meses, sería necesario lanzar ya una subasta concreta y específica que invite a los promotores a afrontar los retos administrativos y de mercado que aún están pendientes de completar. Por lo tanto, este apoyo será suficiente en la medida que las convocatorias que deriven de él den la seguridad jurídica, administrativa y económica suficiente.

En nuestra opinión, para el adecuado desarrollo del almacenamiento habrá que hacer uso no solo de las líneas del PRTR, sino también de líneas FEDER y esquemas de apoyo que encajen con la nueva configuración de ayudas de estado de la Unión Europea, ahora en debate, sin olvidar el Fondo de Innovación, Fondo de Transición Justa, Fondo CEF (Mecanismo Conectar Europa)... Las señales de precio se darán con la apertura de los mercados de servicios al almacenamiento y la adecuada retribución de los mismos, así como con la publicación de un calendario de subastas para almacenamiento. En todo caso, esperamos que las ayudas del PRTR sí sirvan para adelantar en el tiempo los primeros grandes proyectos de almacenamiento de esta nueva generación que surge a partir del RD 23/2020 con la incorporación de los titulares de instalaciones de almacenamiento como un sujeto más del sistema.

■ ¿Debería apoyar el Gobierno con ayudas específicas las instalaciones de autoconsumo que incluyen sistemas de almacenamiento? Hasta hace muy poco, al menos, poner un sistema de almacenamiento en una instalación de autoconsumo puede duplicar su coste.

■ Con la publicación del RD 477/2021, que acabo de citar, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para autoconsumo y almacenamiento, entre otros, hay por fin un apoyo claro y directo para sistemas del almacenamiento junto a autoconsumo. Tendremos que esperar a las convocatorias de las comunidades autónomas, pero este programa acelerará sin duda los sistemas detrás del contador. En cuanto a la proporción de costes, dependerá del tamaño tanto del sistema generador como del dimensionamiento y servicios que se desee que tenga el almacenamiento. Se establece una condición de no superar el ratio de capacidad de 2 kWh/kW por lo que se acota el riesgo de subvencionar instalaciones sobredimensionadas para usos domésticos, aunque podría resultar algo escaso para consumidores comerciales e industriales. En este sentido, echamos en falta que hubiera una línea de ayudas directamente para almacenamiento detrás del contador sin que tenga que estar ligada a un sistema de autoconsumo (generación).

Para futuras convocatorias esperamos que se dé un apoyo mayor al almacenamiento, en la medida que los sistemas de autoconsumo, por sí solos, estarán en múltiples ubicaciones muy próximos a la sostenibilidad económica sin necesidad de ayudas. En este marco, dotado con 660 millones de euros, se destinan a autoconsumo 110 millones (16,66%) con el objetivo de implementar 255 MWh de almacenamiento que supondrán un mínimo de 127 MW de potencia. En todo caso, es un buen comienzo.

■ Asealen fue constituida en julio de 2020, en plena pandemia. ¿Ha supuesto alguna dificultad para el crecimiento de la asociación empezar a operar en semejante momento?

■ Como para todo el mundo, el año 2020 fue un reto constante de adaptación y manejo de la incertidumbre. El proceso de constitución y registro de una asociación es un trámite administrativo más, como otros muchos, que ha requerido de la adaptación de sus procedimientos dada la situación de restricciones de movilidad y reuniones presenciales. Sin embargo, esto no impidió que los nueve socios fundadores comenzaran a trabajar y se participase en las numerosas consultas públicas y alegaciones del segundo semestre del año pasado. Evidentemente, las cosas no se hacen como se han venido haciendo tradicionalmente, pero gracias a las herramientas digitales, colaboración en la nube, videoconferencias... se ha establecido una nueva forma de hacer las cosas. Se ha acelerado el proceso de transformación digital, en definitiva, y ningún asociado se ha encontrado impedido o con dificultades para participar en los grupos de trabajo, *webinars*, reuniones y asambleas de la asociación.

Evidentemente, hemos echado de menos reuniones, congresos y jornadas presenciales, gracias a lo cual también hemos aprendido a valorar la riqueza y oportunidades que ofrecen los formatos tradicionales y a mejorar la experiencia de los digitales.

■ Si mi información es correcta, en estos momentos la asociación cuenta con 15 de las principales empresas del sector, e imagino que siguen abiertos a la incorporación de otras nuevas. ¿Cómo trabaja Asealen y cuáles son sus objetivos a cinco y diez años? Porque 2030 se perfila como un año determinante para los objetivos de descarbonización perseguidos.

■ Actualmente somos 19 empresas asociadas, tras las incorporaciones consolidadas en verano, y han mostrado su interés de lanzar la solicitud de admisión otras tres empresas más en septiembre. Por supuesto, estamos abiertos a nuevas incorporaciones de empresas implicadas o con interés en el almacenamiento de energía, con una orientación a acelerar la descarbonización del sector eléctrico y en los usos térmicos.

El trabajo en Asealen se organiza en torno a grupos de trabajos: técnico, comunicación y divulgación, regulatorio, operación del sistema... Dados los retos actuales, los grupos más activos son los de regulación y de comunicación. En nuestra opinión, hay que profundizar y profesionalizar el debate en torno al almacenamiento, a las necesidades del sistema, los servicios, los mercados y cómo se adapta e influye cada tecnología de almacenamiento en todo este conjunto. Por supuesto que el tradicional debate tecnológico es importante, pero en el punto en el que nos encontramos, lo más urgente es trabajar para tener un marco técnico-regulatorio que permita a los promotores lanzarse al desarrollo y construcción de nuevas instalaciones de almacenamiento que traccionen sobre el resto de la cadena industrial de las distintas tecnologías. Nuestros objetivos son los objetivos del PNIEC y colaborar para que sea posible cumplirlos e incluso superarlos.

■ **Más información:**

→ www.asealen.es/



AMÉRICA

Brasil entra al selecto club de los países con 10 GW fotovoltaicos instalados

El anuncio hecho en agosto pasado por la Asociación Brasileña de Energía Solar (Absolar) de que el país sudamericano ha alcanzado el fiel de los 10 GW fotovoltaicos operativos, entre grandes plantas y sistemas pequeños y medianos instalados en tejados, fachadas y en suelo, lo coloca entre las 14 naciones del mundo que hablan de capacidad solar en dos cifras.

Luis Ini

Una de las comparaciones que gustan hacer en Brasil es relacionar la alcanzada capacidad fotovoltaica, los ya mencionados 10 GW, con la represa hidroeléctrica de Itaipú, que hasta la puesta en funcionamiento en 2011 de la china de las Tres Gargantas (22,5 GW), era la mayor del mundo. De todos modos, la repre-

sa binacional –pues es de propiedad compartida con Paraguay–, ubicada entre la ciudad brasileña de Foz do Iguaçu y la paraguaya de Hernandarias, con sus 14 GW sigue siendo, además de la segunda en la lista, actualmente la central hidroeléctrica con la más alta producción de energía eléctrica del mundo. Es decir, para seguir con las comparaciones, la

capacidad fotovoltaica de Brasil ya es similar al 70 % de lo que cubre aquella imponente obra, cuya construcción demandó una inversión de 36 mil millones de dólares para ambos países.

Según Absolar, desde 2012 la energía solar atrajo más de 10 mil millones de dólares en nuevas inversiones, ha generado 300 mil puestos de trabajo y ha evitado la emisión de 10,7 millones de toneladas de CO₂ en la generación de electricidad con base fósil. Además, se pone el foco en que se trata de la fuente de energía renovable más barata del país. Y ello sin entrar a hablar en términos medioambientales. Respecto al coste de esta fuente, el director general de Absolar, Rodrigo Sauaia, detalla que “grandes plantas solares generan electricidad a precios hasta 10 veces menores que las termoeléctricas fósiles de emergencia o que la electricidad importada de los países vecinos en la actualidad, dos de los principales responsables por el aumento de la factura a los consumidores”.

Este último apunte no es menor: en España, al momento de escribirse estas líneas, el creciente precio de la electricidad está provocando un verdadero temblor en la opinión pública, y en los bolsillos de los individuos que la conforman. No parece pasar algo dis-



Lapa Solar Park. El parque solar está compuesto por las plantas Bom Jesus da Lapa de 80 MW y Lapa de 78 MW, tiene una capacidad instalada total de 158 MW



tinto a miles de kilómetros. En ese sentido, existen algunas claves para entender qué es lo que ha llevado a la energía solar fotovoltaica a romper marcas, una tras otra, en Brasil.

■ Rush impresionante

Hace apenas un año atrás se conoció que en el primer semestre de 2020 la capacidad instalada fotovoltaica había crecido un 30 % y se situaba en casi 6 GW. Para finales de ese año ya eran 7 GW, con datos que reflejaban que el segmento de generación centralizada alcanzaba los 3 GW, equivalentes al 1,6 % de la matriz eléctrica y otros 4 GW correspondían a la generación distribuida.

En abril de este año, la fotovoltaica alcanzaba los 8 GW de capacidad instalada, con más del 60 % destinado a la generación distribuida, una fuente de generación mayor que la suma de toda la capacidad instalada de centrales eléctricas de carbón y centrales nucleares. El último hito —hasta hoy— en este impresionante rush de la industria fotovoltaica brasileña se conoció en junio pasado, cuando se supo que la capacidad operativa instalada de energía solar fotovoltaica en grandes centrales y sistemas de pequeña y mediana escala instalados en tejados, fachadas y en suelo ya tocaba los 9 GW.

De acuerdo al coordinador de Absolar, Guilherme Susteras, gran parte de este creci-

miento se debe a “las diferentes opciones de financiación, muy creativas, que hoy ofrece el mercado, tanto de bancos públicos y privados, como cooperativas de crédito y hasta algunas *fintech*”. Estas últimas involucran a

Los 850.000 paneles de la planta solar de Ituverava pueden producir 550 GWh al año, una cantidad de energía suficiente para satisfacer las necesidades de unas 268.000 familias. Está situada al nordeste del país y fue instalada por Enel Green Power en 2017

Los 14 principales

Al alcanzar la marca de 10 GW fotovoltaicos totales operativos, Brasil ha entrado en un club exclusivo: de los casi 200 países que hay en el mundo, solo 14 superan esa marca, si bien es verdad que hay mucha diferencia entre el líder, China, y el resto. En el país asiático, según datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), hay instalados 253,4 GW; a bastante distancia se sitúa el segundo, Estados Unidos, en donde se alcanzan los 93,2 GW.

Un segundo pelotón lo conforman Japón, con 71,4 GW instalados; Alemania, 53,9 GW; e India, 47,4 GW. Ya un poco más alejados, las posiciones sexta y séptima en ese ranking están ocupadas respectivamente por Italia, con 21,7 GW, y Australia, 20,2 GW. El bloque final lo componen países que si bien superan la primera decena en términos de gigavatios, está aún distantes de alcanzar la siguiente: Vietnam, 16,4 GW; Corea del Sur, 15,9 GW; Reino Unido, 13,5 GW; España, 12,7 GW; Francia, 10,9 GW; Holanda, 10,2 GW; y, en último lugar, el flamante integrante de este club, Brasil y sus 10 GW.

Otro dato de interés es que, en 2020, al menos 20 países instalaron más de 1 GW. En este rubro, también el líder es China, con 48,2 GW instalados en ese año, lo que representa el 35 % del mercado global. Detrás del gigante asiático, Estados Unidos ocupa el segundo lugar, con alrededor de 19,2 GW de instalaciones anuales, seguido de Vietnam, 11GW, y Japón, con un estimado de 8,2 GW.

India, que experimentó una importante contracción de su mercado, puso operativos alrededor de 5 GW. Alemania experimentó otro año de crecimiento, con aproximadamente 4,9 GW de capacidad adicional instalada. Corea del Sur y Australia instalaron alrededor de 4,1 GW.

Dos países cierran este Top Ten: Países Bajos 3 GW, aunque antes debe colocarse a Brasil, pues instaló 3,1 GW, convirtiéndose en el mercado más dinámico de América Latina.



El Parque Solar São Gonçalo, situado en el Estado de Piauí, ostenta el récord de contar con más de 2,2 millones de paneles solares. Además, está desempeñando un papel clave en la recuperación verde de Brasil

nuevos actores de la industria financiera que aplican nuevas tecnologías a actividades financieras y de inversión.

Susteras afirma que de este modo “serán 4 o 5 años pagando el préstamo y después de eso se pasa a pagar la factura mínima al con-

cesionario de electricidad y se tiene un equipo con una vida útil de 20, 25 años”. Este último dato hay que relacionarlo con una encuesta realizada por Ibope Inteligencia 2020, encargada por la Asociación Brasileña de Comerciantes de Energía (Abraceel), que reveló

Otra marca: 700 mil consumidores con generación distribuida fotovoltaica

Al tiempo que se conocía que la suma de todas las unidades generadoras fotovoltaicas ha alcanzado la marca de 10 GW, la Asociación Brasileña de Energía Solar (Absolar) daba a conocer los datos de una encuesta propia en la que se concluye que en el país hay ya 700.000 autoconsumidores solares. Esta modalidad representa un total de más de 6,3 GW de potencia instalada operativa, cuya sustentación ha atraído más de 6 mil millones de dólares en nuevas inversiones en el país, a la par que ha permitido la creación de más de 189 mil puestos de trabajo acumulados desde 2012.

En número de unidades de consumo que utilizan la generación de energía solar, los consumidores residenciales se colocan en la parte superior de la lista, al representar el 75,5 % del total. A continuación, se ubican los de los sectores comercio y servicios (14,8 %), productores rurales (7,2 %), industrias (2,1 %), el poder público (0,4 %) y otros tipos, tales como los servicios públicos (0,02 %) y el alumbrado público (0,01 %).

No obstante, esta cifra no deja de ser aún pequeña: de los más de 87,5 millones de consumidores de electricidad que hay en el país, sólo el 0,8 % hace uso del sol para producir energía limpia, renovable y competitiva. En un estudio similar que Absolar

presentó en septiembre del año pasado, se daba cuenta de que existían 300.000 sistemas fotovoltaicos de generación distribuida conectados a la red, que sumaban más de 3,6 GW de potencia instalada en todo el país.

Estos últimos datos certifican que prácticamente en menos de un año, este sector se ha más que duplicado en cuanto a consumidores, y ha crecido casi un 80 % en capacidad instalada.

en septiembre del año pasado que el 90 % de los brasileños quiere generar su propia energía. Además, un 84 % de los encuestados considera que el precio de la electricidad en el país es caro o muy caro.

En consonancia, el crecimiento del mercado fotovoltaico del año pasado y hasta la mitad de 2021, duplicándose aún con la pandemia, se debe también a que la mitad de los sistemas fotovoltaicos domésticos instalados se hicieron en hogares de clase C y D, es decir, de clase media (C) y menos favorecida (D).

Para Sauaia, el director general de Absolar, la razón de este fuerte interés de los consumidores está vinculada a tres factores fundamentales: la reducción de los precios de los equipos fotovoltaicos, el aumento creciente de las tarifas eléctricas para los consumidores, y una creciente conciencia de los brasileños sobre temas económicos y de sostenibilidad.

Respecto al precio de la energía fotovoltaica, basta decir que en 2019 esta tecnología fue la más competitiva entre las renovables en las dos Subastas de Nuevas Energías, A-4 y A-6, con precios promedio inferiores a 21,00 dólares/MWh.

Y las perspectivas pueden aún ser mejores. El 18 de agosto pasado la Cámara de Diputados aprobó el texto básico de un proyecto de ley –conocido como 5829/19– que prevé la reducción de tarifas para micro y mini generadores de energía, siendo el micro generador el propietario de sistemas hasta 75 kW, y el mini de 75 kW hasta 3 MW. La propuesta establece un periodo de transición de seis años al cobro de cargos y tarifas por el uso de los sistemas de distribución. También propone un plazo estipulado hasta 2045, en que los micro y mini generadores existentes pagarán los componentes de la tarifa solo sobre la diferencia, si es positiva, entre lo que se consume y lo que se genera de manera alternativa e inyectada a la red de distribución.

Según Sauaia, el acuerdo es un paso importante en la construcción de una política pública que fortalecerá el desarrollo de la energía solar en Brasil. “El gobierno federal se ha comprometido a apoyar y aprobar el texto de consenso en el Congreso Nacional y en la sanción presidencial, para transformarlo en ley este año”, dijo.

■ Más información:

→ www.absolar.org.br/en



Blue Power

The professional choice



victron energy
BLUE POWER

www.victronenergy.com

Energy. Anytime. Anywhere.

Encuentra estos productos en:



Sir Alexander Fleming, 2 N6
Parque Tecnológico
46980 Paterna, Valencia
Tel. 963 211 166
info@betsolar.es
www.betsolar.es



P.I. Riu, Cno. del Riu, s/n
03420 Castalla, Alicante
Tel. 965 560 025
bornay@bornay.com
www.bornay.com



Polígono Industrial "Els mollons",
Torners, 6
46970 Alaquàs, Valencia
Tel. 961517050
info@saclimafotovoltaica.com
www.saclimafotovoltaica.com

Somos agente representante de energía limpia y libre de emisiones

Desde hace más de 15 años, llevamos al mercado la electricidad generada por más de 9.000 productores de energías de origen 100% renovable con el más alto grado de profesionalidad y la mejor relación calidad-precio.

Solicita más información contactando con nosotros.



regimenespecial@gesternova.com / 91 357 52 64

www.gesternova.com

