

Revista mensual | 27 de abril de 2023 | N°119

ARTÍCULOS DE:

**Energía**  
elEconomista.es

Roman Rosslenbroich, cofundador y CEO de Aquila Capital

Rocía Llera, responsable de Green Energy & CO2 en ArcelorMittal España

Gonzalo Sáenz de Miera, presidente Grupo Español para el Crecimiento Verde

# LA ENERGÍA EÓLICA QUE SE TIRA SUBE UN 500% EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2023

Los 'curtailments' están afectando, especialmente, a los parques eólicos más antiguos

ENTREVISTA A RAÚL GARCÍA, DIRECTOR DE ASEALEN

**"NECESITAMOS UN SISTEMA DE  
INGRESOS QUE PERMITA HACER  
FINANCIABLES LOS PROYECTOS  
DE ALMACENAMIENTO"**



Actualidad | P6

## El coste de eólica y fotovoltaica aumenta por primera vez en la historia

Entre los motivos de esta subida están la inflación, el aumento del precio de los materiales y la subida de los costes de financiación.



Electricidad | P12

## La energía eólica que se tira sube un 500% en 2023

La energía renovable que no se puede inyectar en la red por la saturación de nudos en algunas zonas, se está desperdiciando.

Eficiencia | P20

## Nueva tecnología para conectar turbinas eólicas en redes débiles

Las pruebas de validación de la tecnología empezarán en mayo en Mondragon Unibertsitatea en el marco del proyecto europeo FASTAP, liderado por Siemens Gamesa.

Carburantes | P26

## Combustibles sintéticos: el salvavidas de los coches de combustión

Repsol construirá en Bilbao una de las mayores plantas de demostración del mundo de combustibles sintéticos en la que invertirá más de 100 millones de euros.



Gas | P32

## Biomasa, la gran aliada para la descarbonización de la industria

Las industrias españolas cada vez están más convencidas de las ventajas de la biomasa para optimizar sus procesos productivos.



Entrevista | P42

## Raúl García, director de la Asociación Española de Almacenamiento de Energía (Asealen)

“Necesitamos un sistema de ingresos que permita hacer financiables los proyectos de almacenamiento”.

Edita: Editorial Ecoprensa S.A.

Presidente Editor: Gregorio Peña.

Vicepresidente: Clemente González Soler. Director de Comunicación: Juan Carlos Serrano.

Director de elEconomista: Amador G. Ayora

Coordinadora de Revistas Digitales: Virginia Gonzalvo Director de elEconomista Energía: Rubén Esteller

Diseño: Pedro Vicente y Alba Cárdenas Fotografía: Pepo García Infografía: Clemente Ortega Tratamiento de imagen: Dani Arroyo Redacción: Concha Raso



## La eólica ha sido la principal sufridora de los recortes

La fuerte penetración de renovables en España está provocando un importante incremento de los vertidos de energía verde para poder garantizar el suministro de electricidad en el país. Esta situación se produce cuando Red Eléctrica se ve obligada a desconectar algunas centrales renovables, que tienen que interrumpir su producción (lo que se conoce como *curtailments*) en zonas de la red donde se quiere inyectar más energía de la que las redes pueden soportar en condiciones de seguridad y estabilidad.

Concretamente, los vertidos en España han pasado del 0,1% al 1,2% de la energía, aunque lejos aún del 5% de una red eficiente que marca el reglamento europeo. No obstante estos *curtailments* no están uniformemente repartidos, ya que hay zonas de España que superan ampliamente este porcentaje, llegando incluso a valores próximos al 10% en algunos nudos de la red típicamente eólicos. El coste de los mismos supondría alrededor de 25 euros por hogar, ya que las restricciones técnicas ascendieron a 1.104 millones, un coste todavía modesto en comparación con el resto de Europa pero que puede registrar un fuerte incremento este verano y en los próximos años a medida que vaya creciendo la instalación de nuevas plantas de generación renovable si no se logra adecuar al mismo tiempo la demanda y la capacidad de evacuación de la red.

■ En el primer trimestre de los 113 GWh que se han limitado, un total de 106 GWh correspondían a energía del viento

Concretamente, la energía renovable limitada o recortada fue de 82,6 GWh en 2022, de los que 78,5 GWh fueron eólicos. A la solar fotovoltaica se le recortó 0,2 GWh. Hasta el 31 de marzo de 2023, ya se han limitado 113 GWh renovables, de los que 106 GWh son eólicos. De esos 113 GWh, 72 GWh no se remuneraron.

Esta situación está perjudicando tanto a los productores como al sistema en general, porque esa energía renovable que no se está pudiendo inyectar a la red y que se está desperdiciando, se tiene que generar mediante otras tecnologías fósiles en otros puntos de España que no están colapsados para compensar el balance entre generación y demanda.

Los *curtailments* están afectando, especialmente, a los parques eólicos más antiguos que no disponen de una electrónica de potencia que les permita parar de manera progresiva, de manera que cuando el operador del sistema les impone una consigna de parada, tienen que hacerlo de forma instantánea, y esto provoca roturas, averías y desgastes importantes de algunos componentes, obligando a invertir en su sustitución, lo que deja la puerta abierta a la necesidad de ir electrificando una mayor demanda, mejorando el acceso a la red y actualizando los parques eólicos más antiguos del mercado.

### EL ILUMINADO



**Ignacio Galán**  
Presidente de Iberdrola

El presidente de Iberdrola, Ignacio Galán, renovará previsiblemente este próximo viernes su mandato de cuatro años al frente de la eléctrica. La compañía avanza a gran velocidad en el cumplimiento de su potente plan de negocios.

### EL APAGÓN



**Andrés Manuel López Obrador**  
Presidente de México

El presidente de México, Andrés Manuel López Obrador, calificó de nueva nacionalización el acuerdo alcanzado con Iberdrola para comprar 13 instalaciones en el país. Amlo debería evitar seguir la senda populista y cerrar la operación rápidamente.

8

**Evento:**  
II Foro Hidrógeno.

**Organiza:**  
elEconomista.

**Lugar:**  
Madrid.

**Contacto:**  
<https://www.economista.es>

9

**Evento:**  
Expobiomasa 2023.

**Organiza:**  
AVEBIOM.

**Lugar:**  
Valladolid.

**Contacto:**  
<https://www.expobiomasa.com>

9

**Evento:**  
World Hydrogen 2023.

**Organiza:**  
Sustainable Energy Council.

**Lugar:**  
Róterdam (Países Bajos).

**Contacto:**  
<https://www.world-hydrogen-summit.com>

18

**Evento:**  
Entrega de los XXXIII Premios de la Energía.

**Organiza:**  
Club Español de la Energía.

**Lugar:**  
Hotel Mandarin Oriental Ritz (Madrid).

**Contacto:**  
<https://www.enerclub.es>

24

**Evento:**  
IV Congreso Nacional de Autoconsumo.

**Organiza:**  
APPA Renovables.

**Lugar:**  
Valencia.

**Contacto:**  
<https://www.congresoautoconsumo.es>

30

**Evento:**  
#WindTalent.

**Organiza:**  
Asociación Empresarial Eólica (AEE).

**Lugar:**  
Salón de Actos de la ETSIDI. (Madrid).

**Contacto:**  
<https://aeolica.org/evento/windtalent2023>





# CULTIVAMOS UN MUNDO MEJOR PARA TODOS

Porque somos líderes en gestión integral y responsable de superficies forestales, ayudamos a mitigar el cambio climático, a prevenir incendios, crear empleo rural y cuidar nuestros bosques.

Porque somos el primer productor de Europa de celulosa de eucalipto de la mayor calidad, necesaria para fabricar productos que hacen más fácil nuestra vida diaria.

Porque somos el primer productor de energía con biomasa de España, la mejor energía renovable.

**Trabajamos con la naturaleza, por eso la sostenibilidad es una prioridad para Ence.**



# El coste de la eólica y la fotovoltaica sube por primera vez en la historia

El informe anual del banco francés Lazard señala que, aunque el LCOE de la eólica terrestre y de la solar fotovoltaica a gran escala sin subsidios ha disminuido en el extremo inferior del rango de costes, el LCOE medio de ambas tecnologías ha aumentado por primera vez en la historia.

Concha Raso. Fotos: iStock

**E**l banco de inversión francés Lazard, ha publicado este mes de abril su informe anual sobre el Coste Nivelado de la Energía (LCOE, sus siglas en inglés) de varias tecnologías de generación, tecnologías de almacenamiento de energía y métodos de producción de hidrógeno en base a una serie de escenarios, incluidos los precios del combustible, el precio del carbono y el coste de capital.

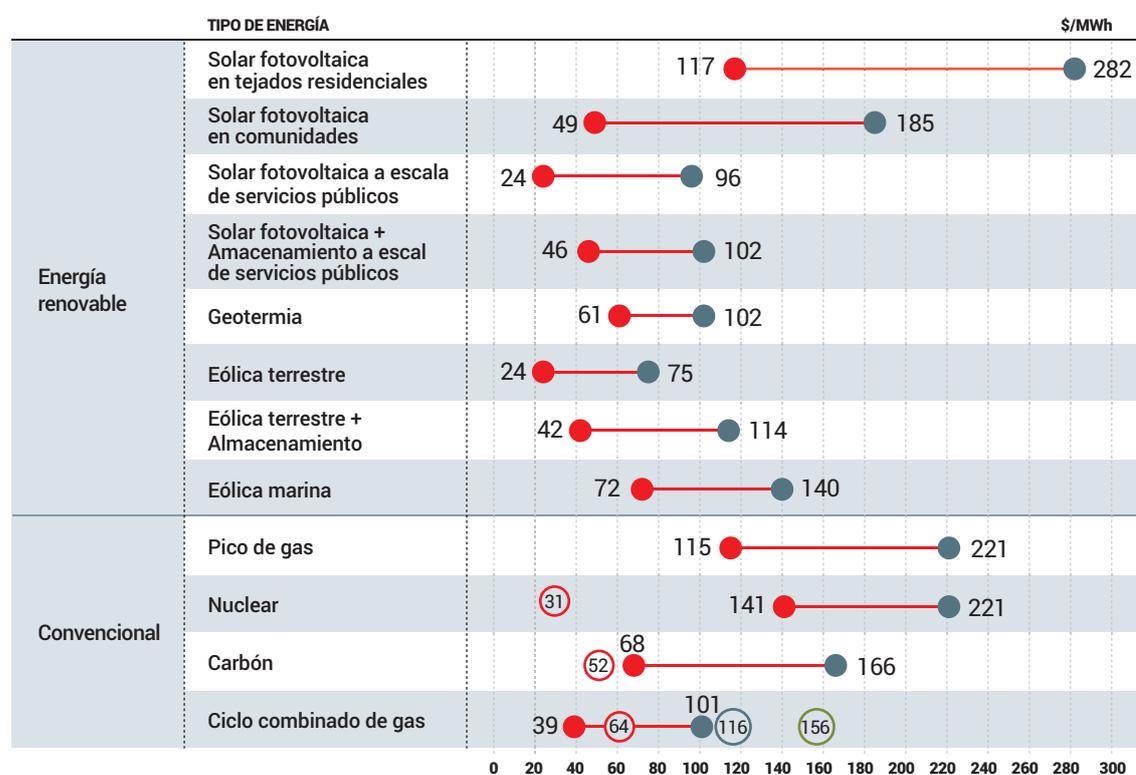
En líneas generales, el informe de Lazard muestra que, aunque el LCOE de las energías eólica terrestre y solar fotovoltaica a gran escala aumentó por primera vez en 2023, estas tecnologías ya son más baratas que el coste marginal del carbón y del gas. El informe también pone de manifiesto que la energía solar fotovoltaica sobre cubierta en edificios residenciales tiene un coste medio muy similar al precio de gas.



Paneles solares en una colina.

## Comparación de costes nivelados de energía, sin subsidios

Coste Nivelado de Energía (\$/MWh)



Fuente: Lazard & Roland Bergen.

elEconomista

Concretamente, Lazard señala que el LCOE de la eólica terrestre y de la solar fotovoltaica a gran escala sin subsidios ha disminuido en el extremo inferior del rango de costes, aunque el LCOE medio ha aumentado por primera vez en la historia.

Si lo traducimos en cifras, vemos que, en el caso de la solar fotovoltaica, la horquilla pasa de ser entre 30 \$/MWh y 41 \$/MWh en 2021 a estar entre 24 \$/MWh y 96 \$/MWh en 2023. En el caso de la eólica terrestre, la horquilla pasa de ser entre 26 \$/MWh y 50 \$/MWh en 2021 a estar entre 24 \$/MWh y 75 \$/MWh en 2023.

Entre los motivos del aumento del LCOE, están la inflación, los problemas en la cadena de suministro, el aumento del precio de los materiales y la logística, así como el aumento de los costes de financiación con la subida de los tipos de interés.

Por el lado contrario, el informe de Lazard indica que las significativas disminuciones históricas de costes para las tecnologías de generación de energía renovable a gran escala, se han visto impulsadas, entre otros factores, por la disminución de los costes de capital, la mejora de las tecnologías y el aumento de la competencia.



**El hidrógeno rosa puede llegar a alcanzar niveles de producción más bajos que el hidrógeno verde**

Como dato a tener en cuenta, decir que el informe de Lazard ya no analiza los costes de la energía solar térmica y que, en el caso de la solar fotovoltaica a gran escala, el informe solo refleja los costes de la tecnología solar cristalina.

Respecto al resto de tecnologías renovables (también sin subsidios), el informe revela que el LCOE de la eólica marina en 2023 oscila entre los 72 \$/MWh y los 140 \$/MWh y el de la geotermia está entre 61 \$/MWh y 102 \$/MWh. Por su parte, la energía fotovoltaica sobre cubierta en edificios residenciales tiene un LCOE entre 117 \$/MWh y 282 \$/MWh, mientras que el de la energía solar en comunidades, comercial e industrial oscila entre 49 \$/MWh y 185 \$/MWh.

Asimismo, el LCOE de la solar fotovoltaica a gran escala más almacenamiento se mueve en el rango entre 46 \$/MWh y 102 \$/MWh y el de la eólica terrestre más almacenamiento oscila entre 42 \$/MWh y 114 \$/MWh. En el caso de las tecnologías conven-

cionales, el informe refleja que el LCOE del pico de gas en 2023 está entre 115 \$/MWh y 221 \$/MWh, el de la nuclear oscila entre 141 \$/MWh y 221 \$/MWh, el del carbón se encuentra entre 68 \$/MWh y 166 \$/MWh y el de los ciclos combinados de gas varía entre 39 \$/MWh y 101 \$/MWh. (ver gráfico adjunto).

En base a los datos del informe, los analistas de Lazard señalan que las empresas que puedan aprovechar la cadena de suministro y otras economías de escala, "continuarán liderando la construcción de nuevos activos renovables, dadas las disminuciones observadas en el LCOE para la generación renovable en relación con las empresas más pequeñas o enfocadas a nivel regional, que han visto aumentos del LCOE de moderados a significativos, una tendencia que creemos conducirá a la consolidación continua en todo el sector, así como al desarrollo de modelos comerciales y estrategias evolucionadas para abordar la cadena de suministro y las consideraciones de escala".

### Costes del hidrógeno

En su informe, el banco francés también analiza el Coste Nivelado de Hidrógeno (LCOH, sus siglas en inglés). Lazard recuerda que, hoy en día, la mayor parte del hidrógeno se produce a partir de fuentes fósiles (hidrógeno gris) y se utiliza principalmente en los sectores del refino y productos químicos, aunque se espera que el hidrógeno limpio (azul, verde o rosa) desempeñe un papel importante en varios sectores nuevos en crecimiento, incluyendo la generación de energía.

Tanto el hidrógeno producido a partir de renovables (verde) como el producido mediante el uso de energía nuclear (rosa) -ambos subsidiados-, pueden alcanzar costes de producción nivelados por debajo de 2 \$/kg, señala Lazard. A este respecto, el informe indica que las plantas nucleares en funcionamiento completamente depreciadas, producen factores de capacidad más altos y, cuando solo se toman en cuenta los gastos operativos, el hidrógeno rosa puede alcanzar niveles de producción más bajos que el hidrógeno verde.

Si lo trasladamos a cifras concretas, el informe refleja que el LCOH para producir hidrógeno rosa con electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) con subsidios se mueve en el rango entre 0,48 \$/kg y 1,81 \$/kg, mientras que sin subsidios la horquilla está entre 2,75 \$/kg y 4,08 \$/kg. Por su parte, el LCOH para hidrógeno rosa con electrolizadores alcalinos va de 1,16 \$/kg a 2,99 \$/kg con subsidios y está en el rango de 3,47 \$/kg a 5,29 \$/kg sin subsidios.

En el caso del hidrógeno verde, el LCOH con electrolizadores PEM va de 0,83 \$/kg a 2,83 \$/kg con subsidios y está en el rango de 3,79 \$/kg a 5,78 \$/kg sin subsidios. Por su parte, el LCOH para hidrógeno



Parque eólico en Navarra.

verde con electrolizadores alcalinos va de 1,68 \$/kg a 4,28 \$/kg con subsidios y está en el rango de 4,77 \$/kg a 7,37 \$/kg sin subsidios.

El informe también refleja que, si bien las turbinas de gas natural preparadas para hidrógeno aún se están probando, los resultados preliminares, incluido el análisis ilustrativo de LCOH, indican que una mezcla de 25% de hidrógeno por volumen es factible y rentable.

# Trabajamos por y para productores de **energía limpia** y libre de emisiones

Desde 2005, llevamos al mercado la electricidad generada por casi 10.000 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.**



**PIENSA SOSTENIBLE  
ACTÚA SOSTENIBLE**



[regimenespecial@gesternova.com](mailto:regimenespecial@gesternova.com) / 91 357 52 64  
[www.gesternova.com](http://www.gesternova.com)

 **gesternova**  
energía

## Innovación

**Plenitude presenta a los ganadores del 'One to Zero Challenge'**

Enosi y Jedlix han sido las empresas ganadoras del reto *One To Zero Challenge*, la Convocatoria de Innovación de Plenitude que la energética puso en marcha el pasado mes de octubre y en la que han participado *startups*, *scale-ups* y pymes de todo el mundo con el objetivo de encontrar soluciones innovadoras para gestionar mejor la integración y las sinergias entre las tres líneas de negocio de Plenitude: generación de energía renovable, servicios

energéticos para clientes minoristas y movilidad eléctrica. Los finalistas presentaron sus proyectos ante un jurado compuesto por altos directivos de Plenitude y Eni. Enosi proporciona una plataforma digital que permite la trazabilidad completa de la energía renovable, mientras que la solución de Jedlix permite a Plenitude construir nuevos servicios de recarga de vehículos eléctricos más personalizados y sostenibles para los clientes.

## Convenio

**Capital Energy firma tres convenios ligados a su Proyecto Territorios**

Capital Energy ha firmado con el ayuntamiento de Castrocontrigo tres convenios de colaboración ligados a su Proyecto Territorios, los primeros que sella en la provincia de León. En virtud de estos acuerdos, el grupo renovable se compromete a impulsar, desde la construcción de los parques eólicos Veleta (66 MW), Torneros (54 MW) e Isidoro (54 MW) y de sus infraestructuras de evacuación, distintas actuaciones. En todos los casos, las iniciativas se en-

marcarán en unas líneas de acción concretas, entre las que se encuentran la mejora de infraestructuras y servicios, conectividad y digitalización, protección del patrimonio artístico y cultural, educación, y salud e integración sociolaboral de colectivos desfavorecidos. La colaboración entre el consistorio y Capital Energy se mantendrá, asimismo, en la fase de operación y mantenimiento de las mencionadas instalaciones renovables.

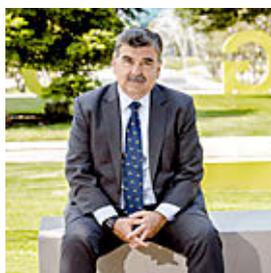
## Fundación

**Ecoener crea una Fundación para la conservación de un parque natural**

El Grupo Ecoener ha constituido la Fundación Fragas do Eume destinada a la defensa, conservación, protección y ordenación del medioambiente y la diversidad del parque natural del mismo nombre, uno de los bosques atlánticos de ribera mejor conservados del sur de Europa, con más de 9.000 hectáreas. La entidad acaba de ser declarada de Interés Gallego por la Xunta de Galicia. La Fundación tiene por objeto la mejora de la calidad paisajística, par-

ticipando activamente en la conservación del espacio natural y fomentando la custodia del territorio. Además, promoverá y ejecutará iniciativas que restauren las condiciones naturales favoreciendo la preservación de los hábitats, luchando contra el riesgo de incendios o contra la erosión del terreno. En el último año, Ecoener ha plantado en España unos 3.000 árboles y arbustos autóctonos y ha llevado a cabo la revegetación de 35.000 m<sup>2</sup> de terreno.

## Empresas

**Mitsubishi Electric, colaborador oficial de la selección femenina de fútbol**

Mitsubishi Electric ha acompañado a la selección femenina de fútbol durante los partidos amistosos que ha disputado en Ibiza frente a los combinados de Noruega y China en lo que supone el debut del acuerdo anunciado por la Real Federación Española de Fútbol (RFEF) y la firma japonesa, convirtiéndose en colaborador oficial de la selección absoluta de fútbol femenino. Esta alianza supone un paso más para la compañía dentro de su Plan de Soste-

nibilidad y de apoyo a la igualdad de género y al talento femenino. Mitsubishi Electric también se ha convertido en el primer patrocinador de la marca verde RFEF Sostenible. A este respecto, la compañía acompañará las políticas de sostenibilidad social, humana y medioambiental de la RFEF, tanto en las acciones previstas para la Ciudad del Fútbol, como en las que se desarrollen en los partidos de la selección.

## Eólica

**Iberdrola suministrará energía eólica marina al Grupo Salzgitter**

El Grupo Salzgitter está trabajando con clientes y socios para alcanzar sus objetivos climáticos, como demuestra la colaboración con el productor de energía español Iberdrola. Salzgitter Flachstahl GmbH e Iberdrola Deutschland, han firmado un contrato de suministro de energía a largo plazo. La electricidad procederá del parque eólico marino Baltic Eagle, actualmente en construcción en el Mar Báltico alemán.

En virtud de este acuerdo de compra de energía, Salzgitter Flachstahl GmbH se ha asegurado el suministro de 114 MW de electricidad verde durante un periodo de 15 años procedente del nuevo parque eólico marino, cuya puesta en marcha está prevista para finales de 2024. Una vez en funcionamiento, Baltic Eagle, que se está construyendo a unos 30 kilómetros al noreste de la isla de Rügen, tendrá una capacidad total de 476 MW.

## Adquisición

**Cox Energy compra el negocio productivo de Abengoa**

Cox Energy se ha impuesto en la puja para hacerse con las unidades productivas de Abengoa -integradas en Abengoa Abenewco 1- en el mundo, tras presentar una oferta que valora a la entidad en más de 500 millones de euros, imponiéndose así a las ofertas presentadas por Urbas, Terramar/Nox Engineering Services y RCP.

En su oferta mejorada, Cox Energy aporta 3 millones de euros para la adquisición de la unidad pro-

ductiva, dinero nuevo por hasta 15 millones, y ya ha aportado 2,5 millones como financiación interina, al tiempo que ha depositado 5,5 millones. La firma tendrá que realizar la subrogación en los derechos y obligaciones derivados de los contratos afectos a la continuidad de la actividad empresarial. Cox Energy se ha comprometido a mantener el empleo de los 9.505 trabajadores de la unidad productiva.

## Alianza

**Schneider Electric y GreenYellow se unen en soluciones de 'microgrids'**

Schneider Electric se ha aliado con GreenYellow para anunciar una nueva solución de *microgrid de Energy as a Service (EaaS)*. Esta solución se dirige a pequeñas y medianas empresas de los sectores comercial e industrial como el retail, centros logísticos, edificios comerciales y también fábricas, cervecerías, empresas lácteas, etc. Las *microgrids* permitirán a las empresas de toda Europa tomar el control de sus costes energéticos, aumentar su seguridad ener-

gética y acelerar su camino hacia la sostenibilidad. Proporcionada como un servicio, esta solución ofrecerá a las empresas todas las ventajas de una microgrid, ahorrándoles la inversión inicial habitual. La nueva oferta llega en un momento en que los costes de la energía se disparan en toda Europa y en previsión de una posible escasez importante durante el invierno de 2023-24, que podría provocar un alto riesgo de apagones.

## Antetítulo

**Statkraft y NEV firman la mayor operación de PPA de Portugal**

Statkraft y NextEnergy Capital (NEC), han suscrito la mayor operación de PPA de la historia del mercado portugués. En virtud de este acuerdo, Statkraft adquirirá la producción de electricidad de tres plantas solares fotovoltaicas de NEC, actualmente en construcción en el centro de Portugal y parte de su fondo solar internacional privado NextPower III ESG. En concreto, se trata de los proyectos Alforgemel, en el municipio de Cartaxo; y Casal do Paul y Encar-

nado, en el municipio de Santarém. En total, las tres instalaciones suman una capacidad instalada de 210 MW y su producción anual estimada asciende a 341 GWh, equivalente al consumo medio anual de cerca de 98.000 hogares. Este nuevo acuerdo para el mercado portugués se suma al firmado anteriormente entre Statkraft y NEC para la planta solar Agenor que, con 50 MW de potencia instalada, está ubicada en Jerez de la Frontera (Cádiz).

# La energía eólica que se tira crece un 500% en el primer trimestre de 2023

El incremento de nueva potencia renovable en los próximos dos años aumentará el número de plantas eólicas y solares que tendrán que interrumpir su producción en algunas zonas de la red debido a la saturación de los nudos, lo que provocará que aumente la cantidad de energía renovable desperdiciada.

Concha Raso. Fotos: iStock



Parque eólico en Zaragoza.

La fuerte penetración de renovables en España, está provocando un importante incremento de los vertidos de energía verde para poder garantizar el suministro de electricidad en el país. Esta situación se produce cuando Red Eléctrica se ve obligada a desconectar algunas centrales renovables, que tienen que interrumpir su producción (lo que se conoce como *curtailments*) en zonas de la red donde se quiere inyectar más energía de la que las redes pueden soportar en condiciones de seguridad y estabilidad.

Concretamente, los vertidos en España han pasado del 0,1% al 1,2% de la energía, aunque lejos aún del 5% de una red eficiente que marca el reglamento europeo. No obstante estos *curtailments* no están uniformemente repartidos, ya que hay zonas de España que superan ampliamente este porcentaje, llegando incluso a valores próximos al 10% en algunos nudos de la red típicamente eólicos. El coste de los mismos supondría alrededor de 25 euros por hogar, ya que las restricciones técnicas ascendieron a 1.104 millones, un coste modesto en comparación con el resto de Europa.

“En el sector eólico hemos visto cómo los *curtailments* han aumentado exponencialmente en los últimos tres años”, señala Tomás Romagosa, director técnico de la Asociación Empresarial Eólica (AEE). “De 2020 a 2021 hubo un incremento importante. En 2022 ha seguido la tendencia ascendente y, en los tres primeros meses de 2023, han aumentado un 500,14% con respecto al año anterior”, explica.

Concretamente, la energía renovable limitada o recortada fue de 82,6 GWh en 2022, de los que 78,5 GWh fueron eólicos. A la solar fotovoltaica se le recortó 0,2 GWh. Hasta el 31 de marzo de 2023, ya se han limitado 113 GWh renovables, de los que 106 GWh son eólicos. De esos 113 GWh, 72 GWh no se remuneraron, “lo que supone un impacto económico importante sobre los modelos financieros de los parques”, afirma Romagosa.

Esta situación está perjudicando tanto a los productores como al sistema en general, porque esa energía renovable que no se está pudiendo inyectar a la



Representación abstracta de resolución de problemas mediante IA para reducir pérdidas en la red.

red y que se está desperdiciando, “además de no poderse comercializar en el mercado, se tiene que generar mediante otras tecnologías fósiles en otros puntos de España que no están colapsados para compensar el balance entre generación y demanda”, comenta el director técnico de la asociación eólica.

Los *curtailments* están afectando, especialmente, a los parques eólicos más antiguos. “Estos aerogeneradores no disponen de una electrónica de potencia que les permita parar de forma progresiva, de manera que cuando el operador del sistema les impone una consigna de parada, tienen que hacerlo de forma instantánea, y esto provoca roturas, averías y desgastes importantes de algunos componentes, obligando a invertir en su sustitución”, añade el representante de AEE.

El problema que viene es de tal magnitud, “que incluso con el almacenamiento no se va a poder solucionar del todo”, afirma Romagosa. “La disminución progresiva de demanda eléctrica que estamos experimentando, junto con los elevados excedentes de generación fotovoltaica que entrarán en el sistema, pueden provocar que las baterías no puedan evacuar toda la energía almacenada en otras horas del día”. “Entre todos -añade- deberíamos conseguir fasear las instalaciones, de manera que no se instale toda la nueva potencia renovable a la vez, sino que se vaya instalando de forma gradual y coordinada con las actuaciones de la Planificación de la Red de Transporte, sin que eso penalice a las empresas, ni se les quiten los accesos”.

El Miteco está al tanto del problema. “Además, desde AEE estamos preparando una serie de análisis, con datos, escenarios y simulaciones. Ahora mismo el Ministerio está en proceso de actualizar el PNIEC y pensamos que es el momento de replantearse esto en detalle”, concluye Romagosa.

#### Situación cada vez más frecuente

Desde el sector solar fotovoltaico también ven con preocupación cómo el problema de los *curtailments* se está agudizando, cada vez con más frecuencia, en determinados nudos. “El inconveniente ya está aquí”, señala José Donoso, director general de UNEF. “El problema es que según vaya pasando el tiempo y se vaya incorporando más potencia, si la demanda no crece, nos encontraremos con que esta situación se hará más frecuente”, añade.

Lo cierto es que hay muchísima generación con accesos ya concedidos (sobre todo de fotovoltaica) que han conseguido superar el hito de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) positiva el pasado 25 de enero. Teniendo en cuenta que la fotovoltaica está incrementando su participación en el mix energético de forma importante, todo indica que se podría producir una gran saturación de fotovoltaica en muchos nudos de la red -algunos de ellos ya de por sí saturados-, de manera que el nuevo número de instalaciones de fotovoltaica en los próximos dos años incrementaría el porcentaje de vertidos, porque muchas zonas de la red no están preparadas para evacuar tanta energía, situación ésta que podría poner en peligro la financiación de todos estos parques.

Una de las soluciones que plantean desde la patronal del sector fotovoltaico es agilizar la introducción del almacenamiento para que esa energía no se pierda y se pueda almacenar. Para ello, explica Donoso, "es necesario tener lista cuanto antes la regulación del almacenamiento y eliminar todas las barreras existentes".

Otro punto que, a juicio de la asociación, es muy importante es todo el tema de planificación de las redes. "Se supone que cuando se dieron los puntos de conexión -comenta Donoso-, este asunto ya se había analizado; sin embargo, ahora nos encontramos con la sorpresa". A este respecto, el director general de UNEF cree que esta situación podría mejorar considerablemente "si Red Eléctrica, que entendemos que tiene identificados los nudos problemáticos y unos porcentajes posibles de vertidos, informara previamente de esta situación a las empresas para que lo tuvieran en cuenta a la hora de invertir en un proyecto".

Donoso recuerda que algunos proyectos fotovoltaicos que en enero pasado recibieron la DIA, "la han recibido con restricciones, lo que resta rentabilidad. Si a eso le añadimos que pueden tener problemas de vertidos, se pueden poner en riesgo esas rentabilidades de inversión y, por tanto, sería bueno que las empresas conocieran todo previamente para que cada una lo pueda meter en su cálculo financiero", reitera.

A este respecto, el director general de UNEF señala que "estamos trabajando con Red Eléctrica para que conozcan, en el caso de los autoconsumos, cuántos hay en los nudos para que solo hagan las restricciones necesarias. Estamos hablando con ellos de la posibilidad de incorporar sistemas en los nuevos inversores para que el operador del sistema pueda tener un conocimiento instantáneo de las instalaciones de autoconsumo que hay, sin que esto tenga un coste para el autoconsumidor".

## Restricciones Técnicas a las Renovables 2021-2022

### Restricciones Técnicas PDBF\* Energía a Bajar Valores acumulados Ene-Dic.

	2021	2022	Variación (%)
Solar fotovoltaica	1,3	378	29.236
Solar térmica	6,1	327	5.219
Eólica	70	388	457
<b>Total</b>	<b>77</b>	<b>1.093</b>	<b>1.318</b>

### Restricciones Técnicas TR\* a Bajar Valores acumulados Ene-Dic.

	2021	2022	Variación (%)
Solar fotovoltaica	3,6	24,8	594
Solar térmica	9,2	17,4	90
Eólica	288,8	286,9	-1
<b>Total</b>	<b>301,5</b>	<b>329,2</b>	<b>9</b>

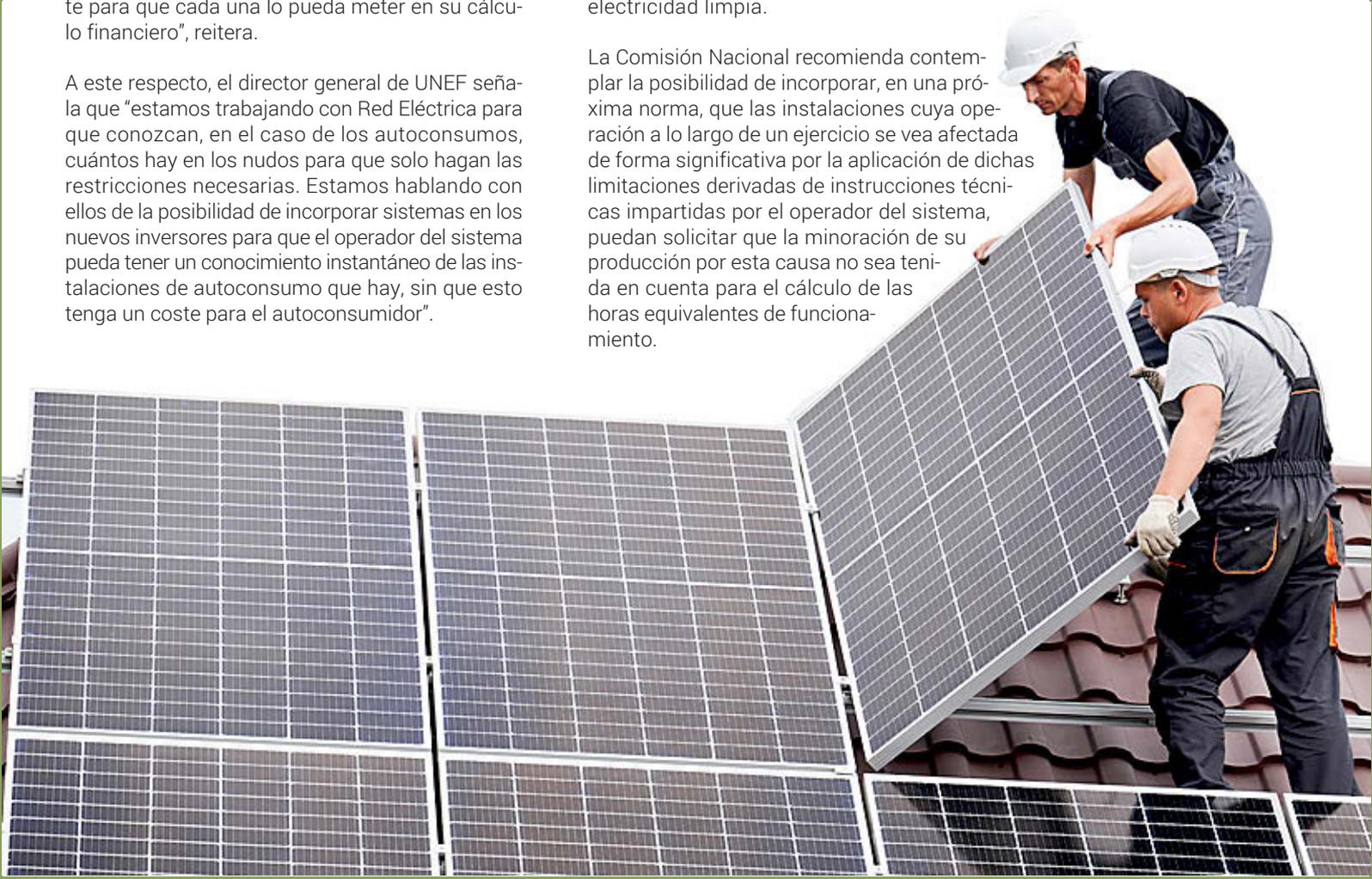
\* PDBF: Programa Diario Base Funcionamiento. TR: Tiempo Real.

Fuente: Red Eléctrica.

elEconomista

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por su parte, ha pedido al Ministerio de Transición Ecológica que tome medidas para hacer frente a los crecientes vertidos de electricidad limpia.

La Comisión Nacional recomienda contemplar la posibilidad de incorporar, en una próxima norma, que las instalaciones cuya operación a lo largo de un ejercicio se vea afectada de forma significativa por la aplicación de dichas limitaciones derivadas de instrucciones técnicas impartidas por el operador del sistema, puedan solicitar que la minoración de su producción por esta causa no sea tenida en cuenta para el cálculo de las horas equivalentes de funcionamiento.



# APPA

## BIOMASA

ENERGÍA RENOVABLE GESTIONABLE

CREACIÓN DE EMPLEO

ESPAÑA VACIADA

TRANSICIÓN JUSTA



Desde APPA Biomasa, llevamos más de 15 años defendiendo un marco regulatorio adecuado que nos permita alcanzar un futuro más sostenible gracias a la biomasa eléctrica y térmica, el biogás y los residuos renovables. Únete a nosotros, entra en

[www.appa.es/appa-biomasa](http://www.appa.es/appa-biomasa)

y averigua todo lo que podemos hacer por ti. ¡Te esperamos!



biomasa@appa.es

91 400 96 91

## Proyecto

**EDP presenta su proyecto para la central de Puente Nuevo en Córdoba**

La energética EDP ha presentado los planes para transformar la central Puente Nuevo en la energía renovable de Córdoba.

El proyecto pasa por la construcción y puesta en marcha de un parque fotovoltaico flotante de 50 MW de potencia, parques fotovoltaicos terrestres en los alrededores que sumen 300 MW, una central de biomasa de 50 MW y un compensador síncrono

que dé estabilidad y dote de mayor flexibilidad al sistema eléctrico.

Para llevar a cabo la ambiciosa transformación de la central, será necesaria una inversión de 400 millones de euros, que se traducirán en 1.500 empleos en la fase de construcción, más de 50 empleos en la fase de operación y 1.200 puestos de trabajo indirectos a lo largo de la vida útil de los proyectos.

## Alianza

**Gerternova y DKV se alían para impulsar el consumo de energía verde**

A través de esta alianza, la aseguradora DKV refuerza su compromiso con la sostenibilidad y la eficiencia energética, permitiendo al Grupo Gesternova llegar a sus clientes interesados en este tipo de ofertas -ya sea contratando energía verde o instalando un sistema de autoconsumo-, facilitándoles así un servicio de primera calidad con unas condiciones excelentes. Por su parte, Gesternova ofrecerá a sus clientes descuentos exclusivos al con-

tratar el seguro Ecohogar de DKV.

“Con este compromiso nos hemos fijado como meta que nuestros clientes rebajen su huella de carbono y se unan a la lucha contra el cambio climático, no solo mediante el uso de energías verdes y autoconsumo, sino también contratando seguros del hogar ecológicos”, ha asegurado Jorge González Cortés, vicepresidente del Grupo Gesternova.

## Solar

**X-ELIO logra 102 millones para tres proyectos renovables en Extremadura**

X-ELIO ha cerrado un acuerdo de financiación de 102 millones de euros para tres proyectos solares fotovoltaicos: Los Llanos I, II y III, ubicados en Extremadura, concretamente en el término municipal de Medina de las Torres (Badajoz). Se trata de una financiación conjunta de BBVA y Santander CIB de 82 millones de euros de deuda, 6 millones de euros a crédito RSD y 14 millones de euros en línea de avales.

Los tres proyectos, con una potencia total instalada de 147 MW, generarán, en conjunto, más de 300.000 MWh de energía limpia al año, un suministro medio estimado de energía renovable equivalente a 91.800 hogares/año. Con estos nuevos proyectos, X-ELIO consolida su apuesta por Extremadura, una de sus regiones estratégicas clave en España, donde el año pasado abrió una nueva oficina en Mérida.

## Eólica

**Vestas obtiene un pedido de 140 MW para el aerogenerador V163-4.5 MW**

Vestas ha recibido un pedido de 140 MW para los parques eólicos de Cerrato, Atalayas y San Cebrián, ubicados en Castilla y León. El contrato incluye el suministro e instalación de 20 aerogeneradores V163-4.5 MW y 11 máquinas V150-4.5 MW, así como un contrato de servicios 4000 Active Output Management a 10 años.

Gracias a una gran ratio entre el tamaño del rotor y

su potencia nominal, el modelo V163-4.5 MW ofrece un alto factor de capacidad, lo que aumenta la producción anual de energía al tiempo que proporciona estabilidad y predictibilidad en la producción, optimizando la utilización del parque eólico y beneficiando a la red eléctrica. El pedido ha sido realizado por Estudios y Proyectos Pradamap y Cerrato Eólica (Grupo Vapat). La entrega y puesta en marcha de los aerogeneradores está prevista para 2024.



# good new energy

Así es nuestra energía. Así somos.

Somos **good** porque desde hace 50 años contribuimos al bienestar de las personas, operando infraestructuras de gas natural de manera segura y eficiente.

Somos **new** porque innovamos y desarrollamos nuevos servicios y soluciones para una energía cada vez más competitiva.

Somos **energy** porque trabajamos con ganas e ilusión y con una de las energías más limpias para un futuro sostenible.

*Líder mundial de su sector en el Dow Jones Sustainability Index en 2019.*



**Roman Rosslenbroich**  
Cofundador y CEO de Aquila Capital

## El año 2023 marcará un punto de inflexión para las soluciones de almacenamiento de energía

**T**odo apunta a que el desarrollo de soluciones para el almacenamiento de energía en baterías -conocidas como BESS por sus siglas en inglés-, experimentará un auténtico auge a lo largo de este año. La Unión Europea se ha marcado como objetivo aumentar al 45% el consumo final de energía renovable en 2030. Y, para conseguirlo, la tecnología de almacenamiento es la clave. Tanto es así, que no me cabe la menor duda de que los órganos políticos no tardarán en crear marcos legislativos para poder regular su uso.

El suministro de energía renovable, como la solar o la eólica es volátil, ya que depende de recursos naturales que no siempre están disponibles. Aquí es donde sale a relucir el valor de las baterías de gran escala.

Estas permiten almacenar los excedentes de la energía producida durante las horas de máxima generación y utilizarlos cuando dichas fuentes renovables se encuentren inactivas, lo que mejora la continuidad del suministro energético. Sin embargo, algunos países europeos siguen teniendo restricciones a la utilización de estas baterías y a su optimización en los mercados.

Las BESS son una herramienta fundamental que nos permitirá descarbonizar Europa. Ya el año pasado, pudimos observar una creciente actividad en el mercado de las BESS en esta región y en el resto del mundo y vemos como se están desarrollando varios proyectos en nuestros principales mercados europeos.

Esto se debe, en parte, a que las baterías se basan en una tecnología que ya está consolidada y que puede ponerse en marcha de manera inmediata para apoyar la transición energética. Hemos hecho una importante inversión en este tipo de tecnología y nuestro objetivo es crear una de las mayores carteras de BESS de Europa continental.

En este sentido, el reto al que se enfrenta el sector es que en muchos países europeos no existe un marco legislativo adecuado que sirva para estimular las inversiones a gran escala e, incluso, en muchos casos las regulaciones existentes ponen trabas a las conexiones a la red eléctrica.



Ante esta situación, el poder político debe aprovechar la oportunidad para desarrollar no solo normativas coherentes, sino también incentivos a largo plazo para el almacenamiento en baterías.

Resulta necesario implementar un marco legislativo -de aplicación en toda Europa- que defina el concepto de almacenamiento energético, así como aprobar una exención de tasas de red para fomentar su desarrollo. Por otro lado, también ayudaría enormemente unificar los criterios de concesión de licencias para la ubicación de almacenamiento con generación fotovoltaica y eólica.

El Reino Unido ha sido pionero en este sentido. Tras elaborar un marco legislativo adecuado, ha logrado potenciar el desarrollo y la instalación de baterías, hasta el punto de que el número de baterías de gran escala instaladas actualmente en el país es igual a la suma de todas las baterías instaladas hoy por hoy en la Unión Europea. Y sigue desarrollando el sector a buen ritmo, con una cartera de más de 30 GW de capacidad de baterías en fase de desarrollo.

Con un número de baterías instaladas mucho más bajo, en la Unión Europea los excedentes de energía renovable no se aprovechan tanto y, como consecuencia, para compensar esa pérdida de suministro, se recurre con demasiada frecuencia al gas o al carbón, que es aún más nocivo.



Europa tendrá que cambiar este enfoque si quiere lograr su objetivo de cero emisiones de carbono y mejorar la seguridad energética, reduciendo su dependencia de los combustibles fósiles importados.

## Europa debe proporcionar un marco legislativo que elimine las restricciones impuestas al sector

En algunos países -por ejemplo, en Bélgica- se han tomado importantes medidas que siguen el ejemplo de Reino Unido y estos están cambiando cada vez más la normativa para fomentar la inversión en BESS.

Pero mientras cada país siga tratando la cuestión de forma diferente, los inversores seguirán viéndose obligados a tener que escoger entre uno u otro, en lugar de simplemente invertir en soluciones de almacenamiento con baterías a nivel europeo.

La tecnología de baterías de iones de litio, que es la más adecuada para este tipo de instalaciones, ha evolucionado en un tiempo récord en los últimos años, convirtiéndose en la tecnología de almacenamiento más competitiva para un despliegue escalable.

Por ejemplo, las BESS de gran escala que tenemos instalada en Bélgica tienen la capacidad suficiente para almacenar energía con la que suministrar electricidad a 60.000 hogares durante cuatro horas. Esto la convierte en una tecnología, además de viable, muy atractiva para los inversores.

Estamos ante el aliado perfecto para la producción de energía solar y para satisfacer las necesidades diarias de almacenamiento. Sin embargo, en los próximos diez años se espera que la penetración de las renovables supere el 80%, para lo cual tendremos que recurrir a otras tecnologías de almacenamiento de mayor duración, como podría ser el hidrógeno.

Europa se ha marcado unos objetivos muy claros de cara a la transición energética. Por ello, los órganos reguladores tendrán que actuar rápido, ya sea incentivando las inversiones en baterías o acelerando los procesos de concesión de licencias para los parques solares y eólicos de nueva construcción.

La tecnología de almacenamiento en baterías está muy avanzada y los inversores están dispuestos a invertir grandes sumas. Ahora es Europa la que debe proporcionar un marco legislativo que elimine las restricciones impuestas al sector y le permita alcanzar su máximo potencial.

# Nueva tecnología para turbinas eólicas en redes débiles

Las pruebas de validación de la tecnología empezarán el mes de mayo en Mondragon Unibertsitatea en el marco del proyecto europeo FASTAP, liderado por Siemens Gamesa.

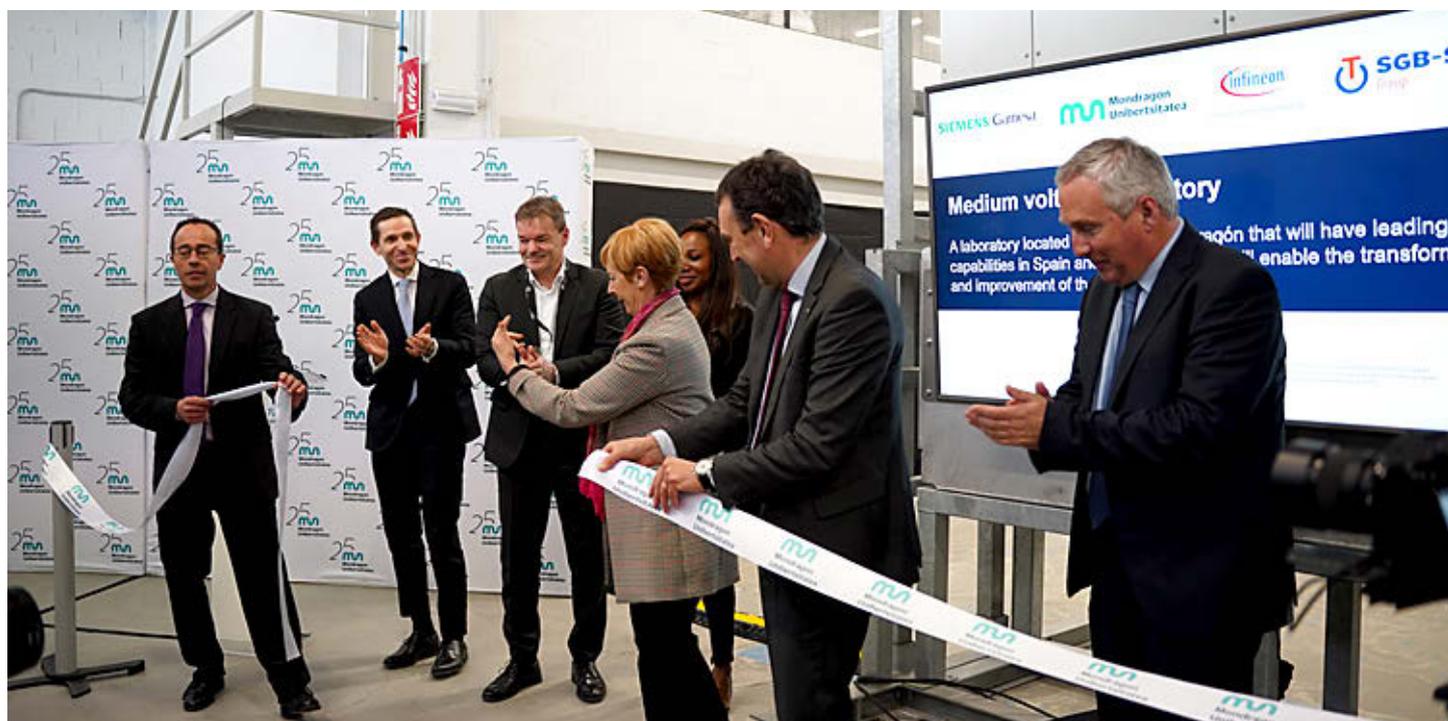
Concha Raso. Fotos: eE

A finales del pasado mes de marzo, Mondragon Unibertsitatea inauguraba un nuevo laboratorio de media tensión en sus instalaciones en la localidad guipuzcoana de Arrasate-Mondragón, que se convertirá en referente en Europa en la transformación y mejora del sector eólico.

Los nuevos equipos instalados, que amplían la capacidad del laboratorio de media tensión que la Universidad puso en marcha en 2006, permitirán llevar a cabo distintos ensayos con los que ampliar el mercado de la instalación de aerogeneradores en zonas con redes débiles. Concretamente, el nuevo equipamiento tendrá capacidad para testear máquinas rotativas de hasta 8 MW de potencia nominal y validar códigos de red en media tensión de 20 kV.



Prototipo de la Siemens Gamesa 5.X, situado en el Centro Experimental de CENER en Alaiz (Navarra).



Momento de la inauguración del nuevo laboratorio de media tensión en Mondragon Unibertsitatea.

Su puesta en marcha forma parte del proyecto europeo FASTAP, impulsado por la propia Universidad, el fabricante español de aerogeneradores Siemens Gamesa, el fabricante alemán de semiconductores Infineon y el fabricante alemán de transformadores SGB-SMIT, con el objetivo de optimizar las capacidades eléctricas de las turbinas con tecnologías que aumenten hasta un 5% la producción de energía anual, reduzcan un 5,5% el coste de apalancamiento de la energía eólica y reduzcan las emisiones de CO<sub>2</sub>. Cofinanciado por la UE dentro del programa de investigación e innovación Horizonte 2020, el desarrollo del laboratorio ha requerido una inversión de dos millones de euros.

“Todo empezó en 2016”, indica a *elEconomista Energía* Fernando Santodomingo, director de Proyectos de I+D en Siemens Gamesa y director del proyecto FASTAP. “En ese momento teníamos que validar una máquina, la 2,5 MW de Gamesa, que pudiera superar los picos de tensión que exigen los códigos de red de México y Brasil para poder operar en ambos países. Los requisitos de sobretensión que nos pedían eran muy altos y necesitábamos ser capaces de seguir inyectando potencia, subiera lo que subiera la tensión”, relata Santodomingo.

“Esta circunstancia -continúa Santodomingo- coincidió con las pruebas que el laboratorio de Mondragón estaba haciendo en un transformador de la máquina 850 kW de Gamesa con unos tiristores. Fue entonces cuando vimos la posibilidad de integrar los tiristores en un transformador y regular tensión, y preparamos un equipo que pudiera

replicar los picos de tensión que nos exigían en México y Brasil”.

Todo funcionó tan bien que, en 2018, empezaron a valorar poner en marcha un proyecto para incluir de serie esta tecnología en sus aerogeneradores. “Gracias a esta tecnología, es posible reducir los costes de inversión en los parques y mantener o aumentar su rendimiento en redes débiles, de manera que cuanto más débil sea la red, mayor es el ahorro”, explica Santodomingo.

# 2 M€

Es la cantidad que se ha invertido en la ampliación del nuevo laboratorio

En 2020 consiguieron la subvención europea que les permitía llevar esta tecnología desde el nivel TRL5 al TRL8, que es el nivel comercial. Actualmente han desarrollado seis patentes en esta tecnología: cuatro propiedad de Siemens Gamesa y dos propiedad al 50% de Siemens Gamesa e Infineon.

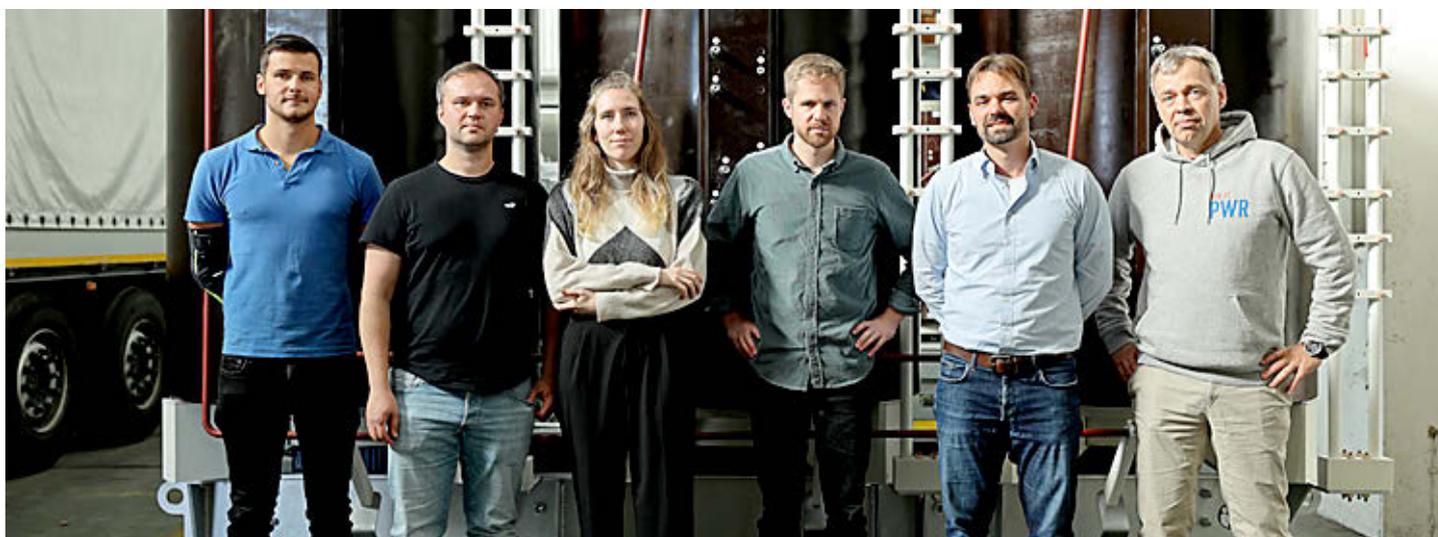
La aportación de Infineon al proyecto es la tecnología de tiristores activados por luz (LTT) para media tensión. El uso de tiristores en lugar de interruptores mecánicos reduce el esfuerzo de mantenimiento y permite una conmutación más rápida. Además, no se requiere aislamiento eléctrico adicional porque los LTT se activan mediante luz transmitida por

fibra óptica. Su carcasa herméticamente sellada, permite que el LTT, a diferencia de la mayoría de los tiristores, también se pueda instalar en transformadores sumergidos en aceite.

SGB, por su parte, aporta un transformador de tipo seco de resina fundida, cuya potencia durante la prueba es de unos 7,4MVA, un peso aproximado de 19 t y una dimensión de 4x2x3 metros. El transformador se puede ajustar a varios niveles de tensión principal (30/20/15kV) para simular diferentes redes de media tensión, aunque en sus niveles principales se pue-



Tiristor LTT de Infineon.



Transformador de SGB para el proyecto FASTAP.

de regular más finamente para simular el comportamiento y los fallos de la red. SGB también provee los prototipos del transformador FASTAP que se instalarán en los aerogeneradores de validación de SGRE para las plataformas 4.X (transformador de tipo seco) y 5.X (transformador de aislamiento en aceite).

#### El proyecto finaliza en abril de 2024

El nuevo laboratorio tiene 700 metros cuadrados de superficie y cuenta con dos zonas de ensayos independientes. "Por un lado está la zona de baja tensión/baja potencia (BTBP), de 100 m2, dividida, a su vez, en dos áreas: una de prueba destructiva y otra de prueba convencional. La segunda zona, de 600 m2 y destinada a media tensión/alta potencia (MTAP), está dividida en cuatro áreas: dos de testeo independientes de 10MVA y 4MVA, respectivamente, donde realizamos ensayos de máquinas rotativas hasta esos niveles de potencia y validamos códigos de red; un área de contenedores con espacio suficiente para introducir equipos del propio cliente o alquilados a terceros para dichas validaciones; y una sala de transformadores", explica Manex Barretxea, responsable del laboratorio.

El proyecto FASTAP se encuentra actualmente en fase de validación de la tecnología en laboratorio

para, posteriormente, pasar a la fase de validación en aerogenerador. "Empezaremos las pruebas en el laboratorio de Mondragón entre mayo y junio de este año en un prototipo de transformador seco. En julio tenemos planeado integrarlo en el prototipo de la plataforma Siemens Gamesa 4.X que tenemos en el Parque Eólico Experimental de CENER en la sierra de Alaiz (Navarra) para empezar las pruebas en agosto. Entre agosto y diciembre está planeada la campaña de certificación, relata Santodomingo.

Asimismo, "tenemos también un prototipo de transformador en aceite para la plataforma Siemens Gamesa 5.X, cuyas pruebas en banco está planeado empezarlas en septiembre. En noviembre lo llevaremos a Alaiz para tenerlo instalado antes de Navidad, donde permanecerá hasta marzo de 2024. El proyecto finalizará en abril de 2024, después de conseguir todos los papeles de certificación. A partir de ese momento, empezará la fase comercial", concluye el representante de Siemens Gamesa.

El laboratorio de media tensión podrá ser usado por empresas no ligadas al proyecto para realizar testos y ensayos de sus equipos, en el que también se podrán validar sistemas de generación de tipo fotovoltaico, sistemas de almacenamiento, etc.



LA CITA  
INTERNACIONAL  
DE LAS  
TECNOLOGÍAS  
DE LA BIOMASA



# Expo Biomasa

9.10.11 MAYO 2023

VALLADOLID - SPAIN

ORGANISER  
ORGANIZA

CO-SPONSORS  
COLABORAN

EXPOBIOMASA.COM



# El aire acondicionado no tiene por qué aumentar la factura energética

La serie MSZ-LN Kirigamine Style se presenta como la mejor opción para acondicionar espacios interiores con el mayor ahorro energético, contando con una clasificación energética A+++

**A**nte la inminente llegada del calor, y con veranos cada vez más calurosos, es imprescindible contar con equipos de aire acondicionado que permitan disfrutar de una temperatura óptima dentro de casa, oficina o negocio y que no supongan un problema a la hora de hacer frente a la temida factura energética.

Las tarifas energéticas, durante este último año, están marcando récords históricos por lo que, ahora más que nunca, la adecuada elección de un equipo de aire acondicionado de alta eficiencia es crucial para ayudar a reducir el consumo energético.

Consciente de la importancia de ahorrar de forma significativa en la factura energética a final de mes, Mitsubishi Electric, líder de climatización en España, dispone de la serie MSZ-LN Kirigamine Style, que se presenta como la opción de mayor eficiencia energética tanto en frío como en calor, contando con la máxima clasificación energética existente, la A+++.

## Mayor eficiencia energética y menor consumo

Con el fin de contribuir al mayor ahorro energético, la serie MSZ-LN Kirigamine Style, ajusta su funcionamiento a modo ahorro de forma automática, en caso de que se abandone la estancia, gracias a su revolucionaria tecnología 3D I-see Sensor, que mide la temperatura de la estancia en tres dimensiones para redirigir el aire hacia donde detecta desequilibrios, siendo capaz de memorizar aquellas zonas críticas para ajustar automáticamente el flujo de aire.

Por otro lado, su eficaz sistema de control wifi integrado a través de MELCloud permite controlar el aire acondicionado desde cualquier *smartphone*, tableta o PC, permitiéndole al usuario el acceso, desde cualquier lugar, a la información de su consumo a través de la *app* en cualquier momento, para monitorizar su gasto a tiempo re-

Su sistema de control wifi integrado a través de MELCloud permite controlar el aire acondicionado desde cualquier 'smartphone', tableta o PC





Mitsubishi Electric

al durante las 24 horas del día. Como novedad, se ha mejorado el tiempo de respuesta, consiguiendo una respuesta totalmente inmediata.

¿Se podría decir que la competitiva serie MSZ-LN Kirigamine Style de Mitsubishi Electric logra reducir la factura energética? Sin duda, por su innovadora tecnología de alta eficiencia y respeto al medio ambiente. Es por ello que el aire acondicionado de Mitsubishi Electric no da disgustos, logrando el mayor ahorro energético, sin sorpresas a la hora de recibir la factura energética.

La firma japonesa cuenta con una calculadora de ahorro energético que ayuda a conocer el consumo anual estimado de sus equipos de aire acondicionado, y conocer algunos datos tan útiles como que el aire acondicionado Mitsubishi Electric puede gastar menos que todos los electrodomésticos en *stand by* de tu casa, menos que tu plataforma de series favorita o incluso menos que en la vuelta al cole de tu hija.

#### A favor de la salud y el medio ambiente

Respecto al compromiso contra el cambio climático y la necesaria protección al planeta, este saludable equipo de climatización doméstico usa para su funcionamiento el novedoso gas refrigerante R32, mucho más respetuoso con el medio ambiente y también más eficiente, pues necesita una cantidad inferior a la que habitualmente emplea cualquier otro aparato similar.

En cuanto a calidad del aire interior, y ante la presencia de agentes contaminantes, virus y bacterias invisibles en el ambiente, Mitsubishi Electric cuenta con una tecnología propia, Plasma Quad, un sistema de filtrado de aire de alta eficacia que garantiza la mejor calidad del aire interior, eliminando los principales contaminantes del aire: neutralizando el 99% de bacterias, virus y moho, eliminando el 98% de elementos alérgenos como el polen, capturando el 99,7% de ácaros y polvo, el 99% de las partículas en suspensión de menos de 2,5 micras, e incluso inhibiendo el 99,8% del SARS-CoV-2, y eliminando malos olores.

Destacar que esta tecnología de filtrado de Mitsubishi Electric es la única avalada por la Sociedad Española de Alergología e Inmunología Clínica (SEAIC).

Cabe destacar, además, su elegante diseño y su bajo nivel sonoro de tan solo 19 decibelios, lo que lo convierte en la opción ideal para cualquier tipo de estancia.

En definitiva, conseguir la temperatura idónea en el hogar sin preocuparnos de más en la factura energética, es hoy en día posible gracias a los equipos de aire acondicionado de la mayor eficiencia energética de Mitsubishi Electric.

Su precisa tecnología de filtrado ha sido la única avalada en nuestro país por la Sociedad Española de Alergología e Inmunología Clínica (SEAIC)

## Precios de los carburantes



	España	Austria	Bélgica	Bulgaria	Chipre	Rep. Checa	Croacia	Dinamarca	Estonia
GASOLINA	1,651€	1,616€	1,783€	1,303€	1,422€	1,620€	1,498€	2,004€	1,689€
DIÉSEL	1,519€	1,580€	1,757€	1,346€	1,470€	1,470€	1,494€	1,658€	1,568€



## Combustibles sintéticos: el salvavidas de los coches de combustión

Repsol construirá en Bilbao una de las mayores plantas de demostración del mundo de combustibles sintéticos en la que invertirá más de 100 millones de euros.

Concha Raso.

Caravana de coches. iStock

El pasado 28 de marzo, la Unión Europea aprobaba el Reglamento que prohíbe la venta de nuevos vehículos ligeros y furgonetas con motor de combustión a partir de 2035. Sin embargo, el veto de Alemania a este acuerdo las semanas previas, lograba que la Comisión Europea reconociera el caso particular de los combustibles sintéticos para su uso en este tipo de vehículos.

A partir de esta fecha, los países de la UE solo podrán comercializar vehículos con motor de combustión que utilicen únicamente combustibles sintéticos para circular (también conocidos como *e-fuels*). El Ejecutivo comunitario se ha comprometido a presentar en otoño una propuesta legislativa para consagrar dicha exención para este tipo de combustibles.

## Precios de los carburantes



	Finlandia	Malta	P. Bajos	Polonia	Portugal	Rumanía	Eslovaquia	Eslovenia	Suecia
GASOLINA	1,969€	1,340€	1,878€	1,474€	1,714€	1,417€	1,605€	1,407€	1,814€
DIÉSEL	1,920€	1,210€	1,601€	1,451€	1,490€	1,480€	1,493€	1,479€	1,961€

Los combustibles sintéticos se fabrican a partir de CO<sub>2</sub> capturado e hidrógeno renovable como únicas materias primas. Al tener propiedades fisicoquímicas similares a los combustibles actuales, los combustibles sintéticos -al igual que sucede con los biocombustibles-, son compatibles con los vehículos actuales, pudiendo utilizarse en flotas de camiones, coches, aviones y barcos, aprovechando además la infraestructura ya existente. El ciclo de vida de este tipo de combustibles da como resultado cero emisiones de CO<sub>2</sub>, ya que en su producción absorben el mismo dióxido de carbono que, posteriormente, emiten en su utilización.

La decisión de Bruselas abre así la puerta al uso de un tipo de combustible renovable o ecocombustible, como solución a medio-largo plazo para la descarbonización del sector del transporte -y complementaria a la electrificación-, responsable del 33% de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>, a medida que su producción alcance la escala industrial y, por tanto, la fase comercial. El Reglamento, sin embargo, deja de lado a los biocombustibles avanzados, otro tipo de combustible renovable producido a partir de biomasa, especialmente residuos.

Según la eFuel Alliance, la producción de *e-fuels* podría crear cerca de 280.000 nuevos empleos, de los que unos 20.000 serían directos y alrededor de 260.000 indirectos.

## Primeros proyectos

Haru Oni se ha convertido en la primera instalación de combustibles sintéticos en funcionamiento en el mundo, propiedad de HIF Global, empresa mundial líder en *e-fuels*. A finales de diciembre del pasado año, esta planta de demostración, ubicada al sur de Chile, produjo los primeros litros de gasolina sintética. El objetivo de HIF Global es convertirse en el mayor productor de *e-fuels* a nivel global, alcanzando los 140.000 barriles al día en 2030, capturando más de 25 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> y descarbonizando cinco millones de vehículos.

La planta de Haru Oni producirá 350 toneladas anuales de *e-metanol* y 130.000 litros anuales de *e-gasolina*. La instalación espera iniciar operaciones comerciales este 2023. En una primera etapa, el fabricante de automóviles de lujo Porsche -uno de los socios del proyecto junto a Siemens Energy, Exxon-



Repsol levantará una planta demostrativa de combustibles sintéticos. eE

Mobil, Empresas Gasco, Enel y EGP- utilizará el *e-fuel* producido para sus centros de experiencia Porsche y la supercopa Porsche Mobil 1. Ferrari, Mazda e Iveco son otros fabricantes que también están apostando por el desarrollo de los combustibles sintéticos. Además de la planta de Chile, HIF Global sumará dos instalaciones más para la fabricación de este tipo de combustible: una de ellas se ubicará en Texas (Estados Unidos) y la otra en Tasmania (Aus-

### Chile cuenta con la primera planta de combustibles sintéticos del mundo

tralia). Esta última ya ha iniciado el proceso para conseguir los permisos ambientales para una planta a gran escala.

A nivel nacional destaca el proyecto de la multienergética Repsol, que construirá una de las mayores plantas de demostración del mundo de combustibles sintéticos en Bilbao, con una inversión inicial

# Energía

elEconomista.es

## Precios de los carburantes



	Francia	Alemania	Grecia	Hungría	Irlanda	Italia	Letonia	Lituania	Luxemburgo
<b>GASOLINA</b>	1,961€	1,880€	1,948€	1,642€	1,610€	1,885€	1,644€	1,570€	1,633€
<b>DIÉSEL</b>	1,799€	1,687€	1,655€	1,577€	1,579€	1,766€	1,532€	1,440€	1,481€

superior a los 100 millones de euros. El consejero delegado de Repsol, Josu Jon Imaz, participó en mayo de 2022 en el acto de primera piedra de este proyecto, reafirmando el compromiso de la compañía por proyectos industriales que aporten soluciones a la descarbonización real.

Se trata de un proyecto tecnológico que necesita de una etapa de desarrollo para convertirse en una solución a escala industrial. Para abordar este reto, la compañía cuenta con socios como Petronor, uno de los principales centros industriales de España, y Aramco, la mayor compañía energética del mundo.

### Elevado precio

Uno de los principales escollos para el despliegue de los combustibles sintéticos en el transporte estaría en su elevado precio. Aunque varias universi-

**El coste de llenar un depósito con gasolina sintética podría rondar los 2.300 euros al año en 2030**

dades, institutos de investigación y la propia industria llevan tiempo trabajando intensamente en el desarrollo de este tipo de combustible neutro en carbono, conseguir abaratarlos dependerá, tal y como apuntan desde la AOP, "de la política fiscal y la normativa que permita su desarrollo para que sea posible reducir los costes de producción y ofrecer precios más competitivos", de ahí que desde el sector reclamen certidumbre regulatoria tanto a nivel nacional como europea.

Según un análisis reciente elaborado por la organización ecologista Transport & Environment, un litro de gasolina sintética podría costar 2,80 euros en 2030, lo que supone un 50% más respecto al precio medio que se paga actualmente por repostar un litro de gasolina, de manera que el coste medio anual por llenar el depósito ascendería a 2.300 euros por cliente.

El informe también señala que permitir la venta de vehículos con motores de combustión después de 2035, desplazaría las ventas de hasta 46 millones de vehículos eléctricos para 2050.



El hidrógeno renovable es uno de los componentes que se utiliza en la fabricación de combustibles sintéticos. iStock

## Iniciativa

## Repsol recoge aceite de cocina usado para fabricar combustible renovable



Repsol ha puesto en marcha 134 puntos de recogida de aceite de cocina usado en sus estaciones de servicio de la Comunidad de Madrid, que se ampliarán hasta los 150 puntos. Se trata de un nuevo servicio que la compañía ofrece a sus clientes para facilitar la gestión sostenible de este residuo doméstico. Repsol promueve así la economía circular al utilizar este aceite como materia prima para producir combustibles renovables, con cero emisiones

netas de CO<sub>2</sub>. Los clientes podrán entregar el aceite usado en botellas de plástico de, al menos, un litro y entregarlo en las estaciones de servicio habilitadas. Los usuarios de la aplicación *Waylet* podrán, además, beneficiarse de un descuento de 30 céntimos de euro por litro de aceite de cocina usado, entregado para un próximo repostaje o para adquirir otros productos en las más de 3.300 estaciones de servicio de la compañía en España.

## Biocombustibles

## Cepsa y Bio-Oils se unen para construir una planta de biocombustibles



Cepsa y Bio-Oils han creado una *joint venture* para impulsar la producción de biocombustibles de segunda generación a través de la construcción de la mayor planta en el sur de Europa. El complejo se ubicará en el Parque Energético La Rábida, en Palos de la Frontera (Huelva), y supondrá una inversión de hasta 1.000 millones de euros.

La instalación producirá anualmente, de manera

flexible, medio millón de toneladas de SAF (combustible sostenible para la aviación) y diésel renovable para contribuir a la descarbonización de la aviación, el transporte marítimo y terrestre, permitiendo reducir hasta un 90% las emisiones de CO<sub>2</sub> respecto al uso de combustibles tradicionales. El proyecto generará cerca de 2.000 puestos de trabajo, entre directos e indirectos, durante su construcción y operación.

## Alianza

## Nace la Alianza para la Sostenibilidad del Transporte Aéreo



Los principales agentes del sector empresarial, académico y ONG, han marcado un hito histórico con la creación de la Alianza para la Sostenibilidad del Transporte Aéreo en España (AST), para dar respuesta al mayor reto presente y futuro de la aviación y la sostenibilidad. Esta unión nace con el objetivo de promover el desarrollo de una aviación sostenible tanto desde la perspectiva medioambiental, como económica y social.

La Alianza ha arrancado tras la firma de su constitución en las instalaciones de Airbus en la localidad madrileña de Getafe por parte del Consejo Rector formado por las entidades ALA, Airbus, Aena, AESA, Air Europa, Air Nostrum, AOP, Binter, Boeing, CEOE, Ecodes Ecología y Desarrollo, ENAIRE, Exolum, IATA, Iberia, Senasa, TEDAE, Transport & Environment, la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) y Vueling.

## Promoción

## Petroprix regalará un litro de combustible a sus clientes



Petroprix ha decidido ampliar su oferta comercial regalando un litro de gasolina o diésel a aquellos usuarios que paguen por primera vez a través de la aplicación. Para acceder al descuento, el conductor debe tener la *app* de Petroprix y registrar la matrícula del vehículo con el que quiera repostar. La aplicación, desarrollada íntegramente por la compañía jienense con tecnología propia, cuenta con más de 150.000 usuarios activos mensuales repartidos por

toda España. Esta oferta se suma a otras que Petroprix ha puesto en marcha, como sorteos de productos tecnológicos (teléfonos móviles, consolas, robots de cocina, etc.), entre los consumidores que reposten más de 30 euros en sus más de 135 estaciones. Además, desde las redes sociales de Petroprix se ofrecen códigos de descuento y se sortea hasta un año de combustible para los usuarios que sean seleccionados mediante sorteo.

**Rocío Llera**

Responsable de Green Energy and CO<sub>2</sub>, Global I+D  
en ArcelorMittal España

## Por una industria más diversa, innovadora y sostenible

La descarbonización es uno de los mayores retos a los que se enfrenta actualmente el sector del acero. No solo estamos hablando de la necesidad urgente de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, sino también de transformar completamente uno de los principales sectores de la economía global. Un desafío de tal magnitud requiere innovación y formación a todos los niveles, y la colaboración entre empresas, sectores y disciplinas para desarrollar e implementar soluciones innovadoras. Las competencias de los equipos de trabajo evolucionan a un ritmo acelerado en base a las necesidades de las personas y del planeta, y debemos contar con profesionales que tengan las competencias, habilidades y liderazgo necesarios en esta transformación. Y aquí radica el segundo gran reto de la industria: atraer al talento femenino.

Las mujeres siguen subrepresentadas en muchos sectores STEM: el alumnado femenino supone un 34% de las matrículas en carreras técnicas en la Unión Europea y un 30% en España. La mayoría elige carreras relacionadas con el cuidado: enfermería, biomedicina, medicina o biotecnología. El sector siderúrgico emplea a una trabajadora por cada 10 hombres y tan solo un 16% de los puestos ejecutivos están ocupados por mujeres. Estos índices, que reflejan la realidad de un sector históricamente masculino, están cambiando por la activa presencia de la mujer en el ámbito laboral y por las ilimitadas y cambiantes necesidades técnicas de un sector en plena revolución industrial. La igualdad de oportunidades es un elemento esencial en la cultura organizativa y un facilitador para que la innovación surja de forma natural en equipos más plurales.

Para lograr una mayor presencia de la mujer en el entorno industrial, se deben seguir impulsando iniciativas que den visibilidad a referentes femeninos. En marzo participé en el foro "Mujeres de Acero, el puente hacia la Descarbonización", gracias al cual UNESID reunió por primera vez a representantes de las principales siderúrgicas del país en torno al papel de la mujer en el sector, y lo considero un claro ejemplo de hacia dónde debe encaminarse la cultura corporativa industrial. Definitivamente es un *win-win*: un equipo más diverso supone nuevos enfoques y puntos de vista, podría tener un gran impacto en términos de innovación y competitividad. La descarbonización del sector del acero no solo es un gran reto, sino también una oportunidad histórica. Trabajadores y trabajadoras compartimos la responsabilidad de crear soluciones innovadoras y sostenibles que nos permitan crear "la siderurgia del mañana".



POSITIVE  
MOTION

ESTRATEGIA  
2030 PARA UNA  
NUEVA CEPSA

# POSITIVE MOTION

ES EL COMPROMISO  
DE MOVERNOS  
JUNTOS HACIA UN  
MUNDO MÁS  
SOSTENIBLE

*Es ayudar a nuestros clientes en sus objetivos de descarbonización.*

*Es crear la mayor red de carga ultrarrápida de España y Portugal para coches eléctricos.*

*Es reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> de nuestras operaciones un 55% en 2030 y convertirnos en una compañía Net Positive que crea valor.*

DESCUBRE NUESTRO COMPROMISO EN [CEPSA.COM](https://www.cepasa.com)





Fábrica textil. Alamy

# Biomasa, la gran aliada para la descarbonización de las industrias

Las industrias españolas cada vez están más convencidas de las ventajas de la biomasa para optimizar sus procesos productivos, conseguir importantes ahorros energéticos y mejorar su competitividad.

Concha Raso

**L**as industrias españolas necesitan descarbonizarse, pero muchas de ellas tienen dudas ante el momento de incertidumbre global y energético que vivimos. El abanico de opciones para optimizar sus procesos productivos, reducir su impacto ambiental, lograr importantes ahorros energéticos y mejorar su competitividad es cada vez mayor, pero no todas ellas se ajustan a sus necesidades reales.

Una de esas opciones es la biomasa, una fuente de energía de origen renovable que, a pesar de su gran

potencial en España -y a diferencia de lo que ocurre en otros países de Europa-, nunca ha jugado un papel relevante en el conjunto de las tecnologías limpias del país. No obstante, en los últimos tiempos ha logrado despertar el interés de ciertos tipos de industrias, algunas de las cuales ya han implementado o están empezando a implementar esta tecnología en sus fábricas.

Además de las diferentes medidas impulsadas por las distintas administraciones públicas españolas



Centro de producción de Nestlé en La Penilla (Cantabria). eE

para promover el uso de la biomasa a nivel industrial, iniciativas como la que se ha puesto en marcha en Navarra el pasado mes de marzo, con la apertura de una oficina de la biomasa en las instalaciones del CENER en Aoiz desde la que ya se está dando respuesta a la gran demanda de información que ha surgido a nivel empresarial en cuanto al uso de la biomasa, dan una idea del grado de interés existente.

Las empresas podrán visitar la oficina o bien solicitar que personal técnico acuda a sus instalaciones para que puedan explicarles in situ los ahorros que podrían conseguir con la biomasa. Además, la oficina cuenta con una página web donde las empresas podrán calcular el ahorro energético que obtendrán si escogen esta tecnología.

Sin embargo, el mejor escaparate a la hora de tomar decisiones a nivel industrial (y, en realidad, en todos los ámbitos) es tener como referencia algún caso real. Un claro ejemplo es el de la empresa Nestlé España, que en los últimos años ha implementado distintas medidas de eficiencia energética en sus centros de producción, entre las que se encuentra la biomasa. Además, toda la energía eléctrica comprada para las fábricas de Nestlé en España es 100% renovable.

Uno de los proyectos más recientes ha sido la instalación de una caldera de biomasa en su fábrica de Cantabria (la primera caldera se instaló en la fábrica de Girona), que utiliza la cascarilla que se obtiene en el proceso de torrefacción del cacao como biocombustible para producir vapor que, a su vez,

50

Valor en millones del 'pipeline' de proyectos para los próximos tres años de Bioenergy Ibérica

se convertirá en fuente de energía para el propio proceso de tostado de esta materia prima. Gracias a esta iniciativa, Nestlé fomenta la economía circular en sus procesos productivos. La caldera reducirá en unas 2.100 toneladas las emisiones de CO<sub>2</sub> que se producen anualmente en la factoría y generará unas 12.250 toneladas de vapor al año.

#### Proyecto flexible

La empresa que se ha ocupado de todo el proceso es Bioenergy Ibérica, especializada en el diseño e instalación de plantas de biomasa para grandes clientes industriales, aunque focalizada principal-

mente en el sector agroalimentario, un gran consumidor de energía térmica y uno de los de mayor crecimiento en España.

De la mano de la gestora española Q-Impact, que recientemente ha formalizado su inversión en Bioenergy Ibérica a través de su fondo de capital riesgo Q-Impact II, la compañía salmantina pretende afianzar su posición en España con el desarrollo de varios proyectos en el país, aunque no descarta dar el salto fuera de nuestras fronteras. Actualmente, cuenta con un pipeline de proyectos por valor de más de

### Bioenergy Ibérica también desarrollará plantas de biogás en el sector ganadero

50 millones de euros en los próximos tres años, que se traduce en torno a los 20-30 MW de potencia.

“Actualmente, estamos ejecutando tres proyectos: una planta de biomasa para una industria de fabricación de muebles en Burgos, otro para una minería en Salamanca y uno de purines en una granja en Benavente de unas 1.600 madres para gestionar el purín y luego con el digestato hacer fertilizantes”, explica a *elEconomista* Alfonso Barbero, CEO de Bioenergy Ibérica.

La compañía también ha firmado recientemente una alianza con el Grupo Starnaliza, especializado en soluciones de externalización para la industria, para el desarrollo y ejecución de proyectos de biogás en el sector ganadero. “Hemos creado una división que se llama Starbiogás, a través de la cual vamos a intentar *atacar* al sector de las granjas en España con el objetivo de hacer en torno a 20 plantas de biogás en un año”, concluye Barbero.

Por su parte, Álvaro Guarner, socio de Q-Impact, ha querido resaltar que “el sector industrial es uno de los más difíciles de descarbonizar, por lo que es interesante aprovechar los residuos de sus propios procesos productivos para producir energía y reducir las emisiones de las calderas tradicionales de gas”.

“Intentamos invertir en compañías que vayan a tener un impacto, pero que venga acompañado de crecimiento y rentabilidad. En el caso de Bioenergy, hemos hecho un esquema muy flexible para la compañía. Hemos invertido para que tengan músculo financiero para crecer y hemos hecho una estructura en la que la compañía ofrece dos soluciones a sus clientes: una, hacerles la instalación y vendérsela y, otra, como en el caso de Nestlé, hacerles la instalación pero, en lugar de vendérsela, firmar con ellos un PPA o HPS, de manera que Nestlé paga a Bioenergy el calor que genera esa instalación y, encima, reutilizan sus subproductos”, finaliza Guarner.



Álvaro Guarner, socio de Q-Impact, y Alfonso Barbero, CEO De Bioenergy Ibérica durante el encuentro con 'elEconomista Energía'. A. Morales



# LLEGA UNA NUEVA ERA DE DECISIONES CONSCIENTES.

Llega Plenitude.  
Energía  
Autoconsumo  
Renovables



plenitude

eniplenitude.es · 900 37 37 63



**Gonzalo Sáenz de Miera**  
Presidente del Grupo Español para el Crecimiento Verde

## El hidrógeno verde, una oportunidad para atraer industria a España

La transición energética, en la que ya estamos inmersos, pero en la que todavía tenemos que profundizar mucho más, tiene como objetivo principal la descarbonización de toda la economía y cuenta como herramienta principal con el desarrollo de renovables para la electrificación de la mayor parte de los usos energéticos; aunque es obvio que algunos procesos industriales de alta temperatura o, por ejemplo, el transporte marítimo y aéreo de larga distancia serán más difíciles de electrificar. Para la descarbonización de estos sectores contamos con la alternativa del hidrógeno verde, fabricado con agua y electricidad renovable.

Estos nichos de mercado, que podrían representar un 15% del consumo final de energía, van a requerir grandes cantidades de hidrógeno verde y de desarrollo de renovables, que muy probablemente se convertirá así en el principal complemento de la electrificación en la transición energética, pudiendo representar hasta un 70% del consumo final de energía.

El hidrógeno verde como vector energético crea un gran potencial industrial en aquellos lugares con buen potencial renovable, como España, que va a generar ingentes inversiones, creación de riqueza real y puestos de trabajo; un potencial que las empresas debemos y queremos aprovechar.

Desde el Grupo Español para el Crecimiento Verde (GECV) consideramos que entre las oportunidades que plantea esta apuesta por el hidrógeno verde, que será un *input* importante en muchas industrias, la más relevante es que no deberíamos contentarnos con producirlo aquí, lo que tenemos al alcance de la mano por los generosos recursos renovables con los que cuenta nuestro país, sino que deberíamos aprovechar esta ventaja competitiva para atraer industria que hoy está en otros países porque cuentan con energía más barata y que en el futuro se pasarán al hidrógeno como alternativa para su descarbonización.

Generemos hidrógeno verde barato, sí; pero la apuesta principal debe ser usarlo aquí, ahorrando unos costes de transporte y exportación que nos harían perder gran parte del valor añadido. Asumamos el reto de atraer industrias gracias a un hidrógeno verde de bajo coste para emplearlo aquí y atraer nuevas cadenas de va-



lor, el resultado será mucho más beneficioso para nuestro país que si nos conformamos con su exportación a través de costosas y complejas infraestructuras.

Hace pocas semanas, la Energy Transitions Commission, un organismo internacional independiente con base en Londres, y de la que forman parte importantes empresas globales, publicó un informe que decía que España tiene una oportunidad indudable para fabricar acero verde por sus buenos recursos renovables para generar hidrógeno verde, en lugar de exportarlo al norte de Europa para que otros hagan el acero verde allí.

Efectivamente, parece evidente que es mucho mejor utilizar ese hidrógeno verde barato para atraer las industrias a nuestro país, obtener un mayor valor añadido y crear empleo. Además, otro argumento importante es que es mucho más fácil y barato exportar acero que hidrógeno. Lo mismo sucede con otros productos como los fertilizantes, la industria química o los combustibles sintéticos que utilizará la aviación o el transporte marítimo en el futuro.

Todas estas industrias utilizarán hidrógeno verde como *input* e irán allí donde sea más económica su producción. De hecho, ya está habiendo anuncios de traslado de empresas internacionales de primer nivel a España para producir acero, hidrógeno o metanol verde. Potencemos esta tendencia para generar riqueza y empleo en nuestro país en vez de que otros aprovechen nuestros recursos en otros lugares.



■

**El hidrógeno verde como vector energético crea un gran potencial que las empresas debemos y queremos aprovechar**

■

Recientemente participamos en la presentación de la Alianza Andaluza por el Hidrógeno Verde, un proyecto ejemplar de colaboración público-privada promovido por la Junta de Andalucía. Desde el GECV nos felicitamos de esta iniciativa porque somos conscientes de que crear una nueva industria prácticamente de cero como esta requiere la colaboración de todos, y la administración sin ninguna duda puede ayudar, por ejemplo, promoviendo que la oferta y la demanda crezcan al mismo ritmo de forma ordenada, con marcos adecuados, pensando y planificando a lo grande con una política industrial potente y focalizada, y logrando una mayor involucración social.

Andalucía, pero también el resto del territorio español, tiene una situación tremendamente favorable para aprovechar las oportunidades de las que estamos hablando, porque contamos con los mejores recursos renovables, así como con una excelente capacidad industrial para desarrollarlas.

Si enfocamos el desarrollo del hidrógeno verde hacia la captación de inversiones industriales, nuestro país podrá aspirar a tener un liderazgo en la escena internacional dentro del ámbito de la transición energética.

En el GECV estamos convencidos que la economía verde no es un coste, sino una enorme oportunidad, y estamos ante una de las más claras que se nos plantea, siempre que trabajemos alineados, pensemos y planifiquemos con visión de futuro.



## Reconocimiento

**Naturgy, comprometida con la visibilidad y promoción de la mujer**

Naturgy ha sido reconocida como una de las 20 compañías más comprometidas con la visibilidad y la promoción de la mujer en la empresa por parte de INTRAMA. El otorgamiento del certificado *Best Women Talent Company 2023*, recompensa el valor de las medidas puestas en marcha por el Grupo energético para promover el liderazgo femenino y el empoderamiento de las mujeres en todas las áreas de la compañía. El Grupo promueve medidas enfo-

cadadas a la promoción del talento joven, como su programa *Internal Lead* para desarrollar habilidades gerenciales entre los futuros managers de la asociación y por el que han pasado 190 profesionales, de los que un 60% son mujeres. Para la captación del talento femenino está el programa *Flex & Lead*, gracias al cual ya se han incorporado a la plantilla 167 jóvenes menores de 30 años, de los que un 77% son mujeres.

## Acuerdo

**Ence y Duro Felguera firman tres contratos para el complejo de Huelva**

Duro Felguera Servicios ha firmado tres contratos de prestación de servicios de Operación y Mantenimiento con Magnon Green Energy, filial de energías renovables de Ence, para sus plantas del complejo energético de Huelva.

Estos contratos, que tendrán una duración de cinco años, incluyen las plantas de generación de energía con biomasa de Huelva 50 MW y Huelva 46 MW,

así como la planta de tratamiento de biomasa de Huelva 46 MW. En el caso de la planta Huelva 50 MW, el nuevo contrato supone la continuación del servicio de O&M que Duro Felguera Servicios lleva prestando en esa instalación desde 2012.

Gracias a la energía renovable generada en estas instalaciones, es posible cubrir las necesidades energéticas de hasta 785.000 personas.

## Biometano

**Axpo Iberia y Sorigué adquieren la planta de biometano Torre Santamaría**

Axpo Iberia y Sorigué han dado un importante impulso a la planta de biometano de Torre Santamaría con la adquisición del 80% del accionariado de la planta (40% Axpo Iberia, 40% Sorigué y 20% TSM) y la intención de invertir 15 millones adicionales en este proyecto. Tras la firma en 2020 del primer acuerdo de compraventa de biometano a largo plazo en España entre la granja Torre Santamaría y Axpo Iberia, el proyecto comenzó a inyectar biometano en la

red de gas en febrero de 2022, tras una inversión de 4 millones de euros. En ese momento, Axpo Iberia hizo posible un proyecto pionero en España, al utilizar exclusivamente los residuos ganaderos procedentes de la granja Torre Santamaría para la producción de biometano. Actualmente, la planta está inyectando 26 GWh cada año en la red de distribución de gas. En esta segunda fase se pretende pasar a una producción de 115 GWh al año.

## Premios

**Avebiom concede sus Premios a la Innovación en Biomasa 2023**

El "Control Electrónico de la Combustión-ECC" para estufas de leña desarrollado por Jotul Group, ha sido elegido por el jurado como ganador en la categoría de Innovación Tecnológica. Este sistema mejora, de forma sustancial, el funcionamiento de este tipo de equipos, reduciendo sus emisiones y aumentando su eficiencia, con un fácil manejo por el usuario. En la categoría Práctica Innovadora, la votación pública y el jurado han premiado la iniciativa

MHE+Bosque, que Monte Holiday Ecoturismo está llevando a cabo en la Sierra de Guadarrama (Madrid). La biomasa obtenida del manejo del encinar privado donde se emplaza el complejo y de otras masas forestales cercanas, se valoriza en la red de calor del camping. Los premios se entregarán el próximo 9 de mayo en Feria de Valladolid, tras la inauguración oficial de Expobiomasa, la feria internacional de las tecnologías de la biomasa.

es.edp.com

NOSOTROS  
ELEGIMOS  
LA TIERRA

Elegimos cambiar hacia una energía mejor. Elegimos ser 100% verdes en 2030 y producir energía solo a partir de fuentes renovables. Y lo vamos a hacer porque elegimos la Tierra. Elegimos la Tierra en las grandes decisiones, pero también en las más pequeñas. Elegimos la Tierra con palabras, acciones y certezas. Elegimos tener un impacto positivo. Elegimos aprender, experimentar, hacer y deshacer, lo que sea necesario para conseguirlo. No es solo un compromiso, es una elección. Elegimos la Tierra.



# Adiós al modelo energético tradicional

**La dependencia de fuentes de energía no sostenibles y exteriores sigue siendo demasiado alta. Sólo en 2020 importamos un 68% de la energía.** Martina Tomé, VP de Power Systems Iberia en Schneider Electric

**L**a energía ha sido y es un elemento clave en el desarrollo económico de cualquier sociedad. Sin embargo, en los modelos energéticos de los países todavía hay dos retos críticos a abordar: la todavía elevada dependencia de combustibles fósiles o derivados del petróleo, que son altamente contaminantes y reducidos; y la dependencia energética del exterior, es decir, la capacidad que tiene el país para abastecer sus necesidades de energía primaria.

Sí que es cierto que las renovables están viviendo un hito, y de hecho el 50% de la electricidad que se generará este año en España será de origen renovable, según la previsión de Red Eléctrica. Sin embargo, la dependencia de fuentes de energía no sostenibles y exteriores sigue siendo demasiado alta. En 2020, antes del conflicto Ucrania-Rusia, importamos un 68% de la energía, fundamentalmente en forma de petróleo y gas. Unas cifras muy alejadas de los porcentajes de dependencia de otros países de Europa, cuya media rondaba el 53%.

Además, las renovables no están exentas de retos importantes para que su integración en el sistema eléctrico sea una integración con éxito. Estos retos se deben abordar ya ahora, con una perspectiva a largo plazo. La transición energética representa una oportunidad para replantearnos desde la base la forma en la que producimos y consumimos la energía, y diseñar así el modelo energético por el cual como país queremos apostar.

Asimismo, los objetivos de descarbonización no se podrán conseguir si no basamos nuestro modelo en que las energías renovables tengan un papel protagonista en la contribución del uso final de la energía:

En primer lugar nuestro foco debe seguir estando puesto en incrementar la electrificación. Hay mucho camino recorrido ya, pero todavía hay margen de mejora, a través de un mayor grado de electrificación de los usos fi-

nales. Así lo contempla el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, que pretende incrementar ese porcentaje hasta que represente el 52% en 2050. Está demostrado que la electricidad es de 3 a 5 veces más eficiente que cualquier otra fuente de energía y también es el mejor vector para la descarbonización, por su capacidad de ser generada por energías renovables. En España según PNIEC, se espera pasar al 83% de generación eléctrica renovable para 2030.

Y, finalmente, debemos apostar por otras tecnologías, como los combustibles renovables allá donde la electrificación no pueda llegar. Hay ciertos usos del consumo (como el transporte marítimo, la aviación, las empresas siderometalúrgicas, las cerámicas o petroquímicas) en los que la electrificación no es técnicamente posible, o competitiva. Estos nichos representan el 16% del consumo energético y de las emisiones de la UE. Para avanzar en su madurez tecnológica, se debe impulsar el I+D en estas soluciones limpias, involucrando a los sectores implicados para optimizar la descarbonización de sus procesos. En estos casos, será necesario utilizar combustibles descarbonizados para alcanzar la neutralidad en carbono, como es el caso del hidrógeno verde.

## El nuevo modelo energético

El modelo energético (eléctrico) del que partimos se basaba en grandes centrales de producción, es decir, en una generación centralizada que utilizan para su operación combustibles fósiles, muy densos en potencia, pero altamente contaminantes. La particularidad de este sistema es que trataba de producir en cada momento tanta energía como la que sus consumidores demandaban, conectando y desconectando centrales, o bien regulando la "intensidad" en el consumo de dichos combustibles fósiles. Dicho de otra forma, la generación seguía a la de-



Energía eólica.

manda. Al mismo tiempo, sin embargo, la necesidad de cumplir con la neutralidad climática obliga a que las energías renovables tengan una importante contribución en los usos finales de la energía, tal y como comentábamos. Lo que trae asociada una gran variabilidad, puesto que las renovables son flujos que no podemos controlar, y que solo se pueden “recortar” o desconectar.

Esta variabilidad pone en jaque al sistema eléctrico, puesto que para que éste funcione de manera correcta hay un condicionante técnico que debe cumplirse en todo momento: la estabilidad de la frecuencia de la red. Para ello se debe garantizar que en todo momento la generación y la demanda están equilibradas.

El operador del sistema controla la frecuencia entre los puntos de generación y consumo y debe actuar rápidamente para garantizar ese equilibrio en todo momento. Si no se actúa con la velocidad necesaria, el sistema podría colapsar y se produciría el temido apagón general.

Por lo tanto, este condicionante técnico de la red se vuelve más complejo en un modelo descentralizado y con gran aporte de energías renovables, por la variabilidad, incertidumbre e imposibilidad de regulación de la producción renovable. Esto nos lleva a tener que actuar y regular el lado de la demanda para poder seguir garantizando ese equilibrio que el sistema necesita en todo momento. Estamos ante un cambio de paradigma en el que la demanda deberá seguir a la generación que haya disponible.

Las operaciones de la red de transporte y distribución se van a volver cada vez más difíciles de gestionar y por ello se requerirá un mayor impulso de la digitalización. Una gestión más inteligente de la energía, proporcionada a través de la tecnología digital, aplicaciones y *software*, es una palanca clave para equilibrar un ecosistema de oferta y demanda cada vez más complejo.

El *software* podría ser el gran protagonista de la red eléctrica del futuro, junto a una tecnología, como la IA o el gemelo digital, que nos permitirán incrementar la visibilidad de la red de distribución y, así, conocer cuáles son sus necesidades, optimizar inversiones y habilitarla para la creación de mercados de flexibilidad.

La red va a tener que cobrar más inteligencia para ser capaz de tomar decisiones en tiempo real y, cada vez más, desde lejos. Y deberán ser los sistemas quienes tomen esas decisiones con agilidad. Se trata de un nuevo modelo perfectamente viable si además de implantar una generación renovable, actuamos en tres sentidos.

En primer lugar, desplegando tecnologías que favorezcan el almacenamiento energético: para garantizar por un lado el aprovechamiento de los recursos disponibles y evitar recortes en su producción posible (los conocidos como “*curtailments*”), y para actuar a modo de “re-



Paneles solares para autoconsumo.

servas” que nos permitan cubrir la falta de generación renovable en un momento dado. En este sentido, hay que tener muy presente que nos encontramos ante una amenaza muy real de escasez energética y apagones para el próximo invierno 2023-24: debemos garantizar la continuidad del suministro con almacenamiento.

En segundo lugar, disponiendo de otras plantas de generación descentralizadas, como la fotovoltaica de autoconsumo. En tercer lugar, favoreciendo e incentivando la participación de más usuarios finales, además de los grandes consumidores industriales como viene siendo habitual, lo que permitiría gestionar y “regular” el sistema así desde el lado de la demanda.

Vamos por lo tanto hacia un sistema dotado de una mayor “flexibilización” que debe abarcar desde el lado de generación (conocido como “*Front of the meter*”), dotando a las redes de mayor capacidad para ser gestionadas y para generar una respuesta dinámica, gracias a la digitalización, hasta el punto de consumo (o “*Behind the meter*”). Es en este punto que los consumidores, ya sean particulares, edificios, industrias o infraestructuras, se tendrán que dotar de sistemas basados en *hardware* “inteligente” y *software* que les permita gestionar la energía desde un punto de vista diferente, enfocándola como un activo en lugar de un gasto.

En definitiva, en las redes del futuro será fundamental garantizar en todo momento la calidad, la estabilidad y la fiabilidad del sistema eléctrico, y para ello será necesario reforzar la monitorización, maximizar la predictibilidad y la coordinación de todos los actores de la red. Pero en mi opinión se trata más de una importante oportunidad que de un reto.

## RAÚL GARCÍA

Director de la Asociación Española de Almacenamiento de Energía (Asealen)



**“Necesitamos un sistema de ingresos que permita hacer financiables los proyectos de almacenamiento”**

**Asealen lleva tres años luchando por el desarrollo y puesta en marcha de proyectos de almacenamiento en España. En la siguiente entrevista, Raúl García, director de la asociación, analiza en detalle la situación del almacenamiento en el país y desarrolla distintas propuestas para avanzar en su implementación.**

R. Esteller / C. Raso. Fotos: Alberto Martín

### ¿Cómo ha evolucionado el almacenamiento en España en estos tres últimos años?

La asociación se fundó en junio de 2020, en plena pandemia, y se puso formalmente en marcha en enero de 2021 con el objetivo de integrar cualquier tecnología de almacenamiento para acelerar la descarbonización de los sistemas. Ahora mismo somos 35 socios. En estos casi tres años, hemos tratado de participar en todas las

consultas públicas, expresiones de interés y todo tipo de documentos para avanzar lo máximo posible en el desarrollo y puesta en marcha de proyectos de almacenamiento. Nos daba miedo que se volcase todo en baterías, en tecnologías de corta duración que son fáciles de implantar, donde los ratios por megavatio de potencia son cómodos, pero que no cumplen con la expectativa de energía del PNIEC. El punto de infle-

xión que lo ha acelerado todo se ha producido en el último año, debido al rápido crecimiento de la solar fotovoltaica, lo que nos ha llevado a una situación de alta penetración renovable, tanto en suelo como en autoconsumo que, sin embargo, no ha ido asociado a un incremento relevante de la potencia de almacenamiento. Si no desarrollamos el almacenamiento, no vamos a poder reducir la dependencia de los combustibles fósiles, no vamos a poder reemplazar toda la potencia nuclear cuando se cierren las centrales, ni tampoco podremos evacuar toda la energía que se genere, de manera que parte de ella se perderá.

**¿Cuáles son los aspectos clave en los que hay que avanzar para el despliegue del almacenamiento en España?**

El almacenamiento de energía es un negocio de riesgo. Lo que hace falta es tener un sistema de ingresos que te permita hacer financierables los proyectos. Por eso, es ne-

cesario que se avance lo más rápido posible en el establecimiento de un mercado de capacidad, aunque no creo que esté listo hasta finales del año que viene. Mientras tanto, una de las propuestas que planteamos desde Asealen es la aprobación de un esquema de remuneración específico para instalaciones de almacenamiento, como el del régimen retributivo específico, porque creemos que encajaría muy bien, tanto para almacenamiento *stand alone* como para instalaciones de generación con almacenamiento de larga duración como el de las termosolares o el de fotovoltaicas con bombas de calor de alta eficiencia o almacenamiento en aire líquido. El almacenamiento de corta duración vendrá muy bien para integrar parte del contingente fotovoltaico que viene, pero necesitamos poder poner un foco en tecnologías de seis, ocho, diez horas para que de verdad se pue-

**Otro de los retos a los que se enfrenta el almacenamiento es la falta de capacidad de acceso disponible en la red de transporte.**

Efectivamente, una limitación que es ma-

*“La alta penetración de renovables no ha ido asociada a un incremento relevante de la potencia de almacenamiento”*

*“Desde Asealen planteamos la aprobación de un esquema de remuneración específico para instalaciones de almacenamiento”*



cesario que se avance lo más rápido posible en el establecimiento de un mercado de capacidad, aunque no creo que esté listo hasta finales del año que viene. Mientras tanto, una de las propuestas que planteamos desde Asealen es la aprobación de un esquema de remuneración específico para instalaciones de almacenamiento, como el del régimen retributivo específico, porque creemos que encajaría muy bien, tanto para almacenamiento *stand alone* como para instalaciones de generación con almacenamiento de larga duración como el de las termosolares o el de fotovoltaicas con bombas de calor de alta eficiencia o almacenamiento en aire líquido. El almacenamiento de corta duración vendrá muy bien para integrar parte del contingente fotovoltaico que viene, pero necesitamos poder poner un foco en tecnologías de seis, ocho, diez horas para que de verdad se pue-

yor cuanto mayor es el proyecto y más restricciones físicas tiene. Hoy en día, si una instalación de almacenamiento *stand alone* quiere solicitar un punto de conexión, compite con cualquier otra tecnología de generación, con lo cual, en el contexto que estamos, con la situación de nudos saturados, por falta de capacidad o porque están retenidos para los concursos de capacidad de acceso, es muy difícil plantear un proyecto, especialmente si es de gran potencia. Y aquí los grandes perjudicados son los grandes almacenamientos en bombeos. El problema con el que se están encontrando nuestros asociados es que, cuando inician sus tramitaciones y van a pedir un punto de acceso, se encuentran con que las capacidades que había de generación sincrónica se han asignado a Módulos de Parque Eléctrico con compensadores síncronos. A los bombeos les afecta especialmente por sus

condiciones geográficas, pero esta problemática también puede afectar a las plantas de biomasa, termosolares.... Toda esta situación va en contra de la lógica de esos potenciales servicios de respuesta rápida que pueden dar los almacenamientos electroquímicos para mejorar la estabilidad de la red. Si tú te encuentras que un nudo sin capacidad de acceso está congestionado, no puedes instalar en él un sistema salvo que lo hagas hibridado, y lo haces hibridado sólo si los que están quieren hacerlo. Y esta es otra de las posibilidades que se podría explorar: ver cómo se pueden flexibilizar esas opciones para que un sistema de almacenamiento pueda compartir distintos derechos de acceso y conexión. No se puede tratar al almacenamiento como una generación. Entendemos que ha sido el camino para facilitar trámites, pero en año y medio nos hemos encontrado que tenemos un problema.

se, ya que en el momento en el que el autoconsumo empiece a tener más almacenamiento, si eres un consumidor que tienes una instalación de baterías en tu perímetro, cambia radicalmente los servicios que tú puedes dar al sistema.

#### **En el caso hipotético de que se mantuvieran las centrales nucleares, ¿éstas supondrían una competencia?**

Somos un complemento. El almacenamiento es el que ajusta y el que equilibra el sistema. Si las nucleares no se cierran y hay almacenamiento, no habrá problema, seguirá habiendo una generación base que la irás trasladando y la irás moviendo. Si no tienes nucleares vas a tener que diseñar sistemas que acumulen mucha fotovoltaica para llegar seguro a las noches y llevar la energía de julio y agosto a septiembre y octubre, y ahí es donde tendrán que entrar las tecnologías de larga duración como el almacenamiento térmico, el

***“El PNIEC debería fomentar el almacenamiento térmico en consumos industriales, domésticos y comerciales”***

***“Si se decide cerrar las nucleares, el almacenamiento estará ahí para gestionar la energía de la manera que sea necesaria”***



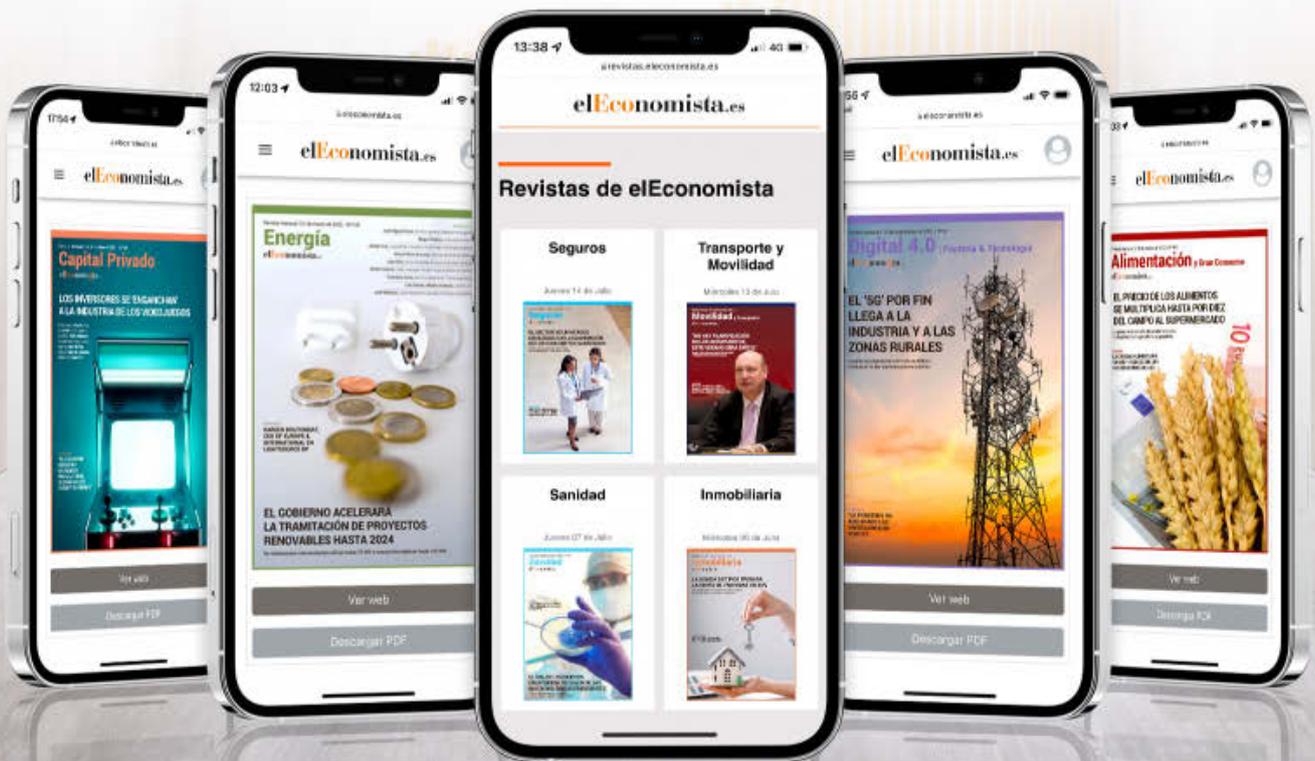
#### **¿Qué esperan del nuevo PNIEC?**

Creemos que el objetivo de baterías se tiene que incrementar porque no sería coherente el avance de los proyectos que están ahora mismo con vistas a 2025-2026 con el ritmo actual. Otra cosa que tendría que fomentar el PNIEC es el almacenamiento térmico en consumos industriales, domésticos y comerciales para poder aprovechar los excedentes de fotovoltaica que se esperan a partir de 2025-2026. Debemos poner en valor la electrificación de esos consumos, que todavía son fósiles en la mayoría de los casos, bien sea con bombas de calor, una resistencia o algo que consuma electricidad y lo almacenes en esas formas de calor que son muy sencillas. Con esto equilibrarías las cargas de la red y ayudarías a descarbonizar esos consumos. Los agregadores de demanda es otro de los puntos que tiene que terminar de desarrollar-

aire líquido y los bombeos. En España tenemos grandes bombeos capaces de almacenar energía de un año para otro. Esos esquemas con grandes embalses del Estado se podrían plantear. También tenemos la regulación de la gran hidráulica para que, a partir de primavera, reduzcan su aportación a los momentos cruciales del sistema para sustituir a los combustibles fósiles en esas horas donde no hay otra cosa. Los sistemas térmicos y de aire líquido tienen a su favor un desarrollo y tramitación más sencillo, más rápido, y la posibilidad de utilizar prácticamente cualquier emplazamiento. Si se considera que la energía nuclear no emite emisiones, lo normal es que esté, pero no nos posicionamos. Si se decide cerrar, se sustituirá por otra cosa y el almacenamiento estará ahí para gestionar la energía de la manera que sea necesaria.

## Nuestras revistas sectoriales en todos los formatos digitales

Agro • Agua y Medio Ambiente • Alimentación y Gran Consumo  
Buen Gobierno, Luris&lex y RSC • Capital Privado • Catalunya • Comunitat Valenciana  
Digital 4.0, Factoría & Tecnología • Energía • Franquicias, Pymes y emprendedores  
Inmobiliaria • País Vasco • Sanidad • Seguros • Movilidad y Transporte



Accede y descarga desde tu dispositivo todas las revistas en: [revistas.eleconomista.es/](https://revistas.eleconomista.es/)  
Síguenos en nuestras redes sociales: @eleconomistaes    



**Rubén Esteller**  
Director elEconomista Energía

## Cuando la energía renovable se convierte en un problema

La energía renovable se ha convertido a lo largo de estos tres primeros meses del año en un quebradero de cabeza. La creciente producción de energía solar y eólica en momentos de baja demanda está provocando que se esté -literalmente- tirando a la basura el 1,2% de la generación, según los datos del Ministerio de Transición Ecológica.

Aunque estas cifras entran dentro de lo que el Reglamento europeo considera un valor de vertido adecuado -como máximo debería estar en el 5%- supone la escenificación de una situación que irá creciendo con el paso de los meses y la entrada en operación de nuevas plantas de energías renovables.

Si en pleno invierno, con una producción fotovoltaica lejos de su máximo rendimiento, ya se están alcanzando estos niveles, el riesgo de que se produzcan un gran número de horas a precio cero en el verano se incrementa y con ello el impacto económico que supone para los promotores de las plantas.

A lo largo del año pasado hemos asistido a un fuerte debate sobre los llamados *windfall profits* de las eléctricas pero, si esta situación se sucede, cuál será la respuesta del Gobierno. ¿Se intervendrán los precios del mercado para garantizar la retribución de las plantas?

Lo más probable es que la respuesta sea que no. Quizá también habrá llegado el momento de retirar los topes de precios artificiales que el Gobierno puso en marcha para las renovables y que mientras en Europa acabarán este mismo verano, en España se pueden prorrogar hasta finales de año. Del impacto de esta situación en autoconsumo, baterías y cierres de plantas hablaremos otro día.



### EL PERSONAJE



**Pablo Abejas**  
Consejero delegado de Visalia

El consejero delegado de Visalia, Pablo Abejas, quiere ganar presencia en las comunidades de vecinos. La compañía que dirige aspira a incorporar un buen número de tejados para poder instalar autoconsumos y compartir los beneficios con los propietarios. El modelo de negocio de la compañía aspira a crecer por esta vía facilitando, al máximo posible, la puesta en funcionamiento de las instalaciones y abriendo la posibilidad a que las comunidades pueden quedarse las instalaciones o ceder el uso del tejado.

### LA CIFRA

# 115.000

millones

El 'trading' de materias primas superó en 2022 el umbral de los 100.000 millones de dólares de márgenes brutos de beneficio por primera vez en la historia, alcanzando los 115.000 millones de dólares, lo que supone que, desde 2018, se han triplicado las ganancias de esta industria. Ese año, el 'trading' de materias primas sumó 36.000 millones de dólares. Así lo expone Oliver Wyman en su informe 'Commodity Trading's \$100 Billion Year'. El comercio del petróleo creció un 55% y el de la electricidad, gas y emisiones llegó a incrementarse hasta un 90%.

### LA OPERACIÓN



Iberdrola avanza en su Plan Estratégico 2023-2025. La compañía ha firmado con GIC, uno de los principales inversores institucionales del mundo, un acuerdo estratégico para el desarrollo de las redes de transmisión en Brasil por 430 millones de euros. Ambas sociedades coinvertirán en activos operativos de transporte y el vehículo que se crea al 50% tendrá la posibilidad de comprar otra cartera de activos a la eléctrica y acudirá a las nuevas subastas de redes que llevará a cabo Brasil.