

Paula Román, directora general Fenie Energía

Óscar Barreiro, socio Resp. Energía PwC

Laura Gonçalves, directora general Powerdot España

Andrés Jiménez, socio Eversheds Sutherland

Joan Batalla, presidente de Sedigas

Silvia Sanjoaquín, presidenta de Gasnam

Jacobo Canseco, director Green Energy Axpo Iberia

## ESPAÑA RECORTA UN 24% SU CONSUMO DE GAS LICUADO

Se convierte en el tercer país que menos gas importó en 2024, según GIIGNL



ELECTRICIDAD

**EL NUEVO DECRETO SOBRE  
PROTECCIÓN DE AVES PONE  
EN JAQUE A LA EÓLICA**



Actualidad | P6

## Bruselas prevé inversiones de 241.000 millones en nuclear hasta 2050

La capacidad nuclear instalada en la UE podría alcanzar hasta los 144 GWe en 2050. Para lograrlo, se necesitarán hasta 250.000 nuevos profesionales.



Electricidad | P14

## El nuevo decreto sobre aves amenaza la expansión eólica

De salir adelante, se pondría en peligro la inversión en nuevos proyectos y el cumplimiento de los objetivos españoles de renovables.

Eficiencia | P25

## Especial Autoconsumo

Recogemos las propuestas que algunas de las empresas más relevantes del sector están ofertando en estos momentos para el desarrollo del autoconsumo en España.

Carburantes | P50

## La nueva generación de carburantes conquista las gasolineras

Repsol, Moeve, bp y Galp amplían su gama de carburantes, con productos más eficientes y la entrada de combustibles 100% renovables.



Gas | P56

## La demanda de GNL en España se desploma un 24% en 2024

España es el tercer país europeo que menos GNL importó en 2024, llevando al Continente a registrar una caída histórica del 19%.



Entrevista | P76

## Sebastià Masas, presidente de AGL

“No queremos una población que vaya a dos velocidades, por eso pedimos un bono social GLP”.

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

Director de elEconomista Energía: Rubén Esteller

Diseño: Pedro Vicente Infografía: Clemente Ortega Redacción: Concha Raso



## El gas natural licuado se convierte en el comodín energético

**E**l mercado mundial de gas natural licuado (GNL) ha entrado en una fase de madurez que redefine los flujos tradicionales de comercio energético. Así lo confirma el último informe anual del Grupo Internacional de Importadores de GNL (GIIGNL), que retrata un 2024 de aparente estabilidad global –con un crecimiento marginal del 1% en las importaciones totales–, pero marcado por dinámicas regionales profundamente divergentes. En un contexto geopolítico volátil, de aceleración de la transición energética y de transformación estructural de la demanda, el GNL se reafirma como un vector estratégico tanto para la seguridad energética como para la diplomacia del gas.

Asia emerge como epicentro indiscutible de la demanda, con un crecimiento del 8% y el 69% de las importaciones globales. China consolida su liderazgo como principal comprador mundial, impulsada por la recuperación industrial y el uso del gas como respaldo a su compleja matriz energética. India, forzada por las olas de calor extremas, y el resto del bloque asiático, refuerzan la tendencia. Este desplazamiento del centro de gravedad hacia Oriente tiene consecuencias directas para los suministradores tradicionales del Atlántico, como Estados Unidos o Rusia, cuyas exportaciones se redirigen cada vez más hacia los mercados asiáticos en busca de mejores retornos.

■ **Europa logró reducir en un 19% sus importaciones de gas natural licuado en 2024, frente al tirón de demanda asiático**

■ Europa, por el contrario, ha registrado en 2024 la mayor contracción de su historia, con una caída del 19% en las importaciones de GNL. Esta disminución, reflejo de un menor consumo de gas y del auge renovable, representa un punto de inflexión. Países como España o Reino Unido han reducido drásticamente la participación del gas en su *mix* eléctrico, gracias al peso creciente de la generación eólica y solar. Aunque esta transformación es positiva desde el punto de vista climático, abre interrogantes sobre la estabilidad del suministro en momentos de baja producción renovable. Además, el giro del aprovisionamiento español, con Rusia como primer suministrador en 2024, plantea preguntas incómodas sobre la coherencia entre los objetivos geopolíticos y las decisiones comerciales.

El caso de América Latina ilustra otra dimensión de la vulnerabilidad energética: el impacto climático. En 2024, las sequías extremas en Brasil y Colombia forzaron un aumento abrupto de las importaciones de GNL, que se utilizaron como solución de emergencia para compensar la caída de la generación hidroeléctrica. Este patrón, que también afectó al mercado egipcio en Oriente Medio, revela cómo el GNL puede funcionar como salvavidas en crisis climáticas, aunque a un elevado coste económico y ambiental. Desde el lado de la oferta, Estados Unidos consolida su liderazgo como primer exportador mundial.

### EL ILUMINADO



**Pedro Azagra**  
Consejero delegado de Iberdrola

Pedro Azagra, consejero delegado de Iberdrola, ha logrado un importante avance de la compañía en EEUU durante sus tres años. La eléctrica se prepara para llevar a cabo importantes inversiones en redes, una de las apuesta del futuro plan estratégico de la empresa.

### EL APAGÓN



**Beatriz Corredor**  
Presidenta de Redeia

Redeia es, por delegación del Gobierno, la máxima responsable de la seguridad de suministro. Tras el apagón del 28 de abril, se echa en falta un análisis más transparente por parte del operador del sistema eléctrico que representa Beatriz Corredor.

1

**Evento:**

UK Solar Summit 2025.

**Organiza:**

Informa Markets.

**Lugar:**

Leonardo Royal Hotel. London Tower Bridge. Londres.

**Contacto:**<https://uss.solarenergyevents.com>

3

**Evento:**

VI Congreso de Ingeniería Energética (IENER'25).

**Organiza:**

AEE Spain Chapter.

**Lugar:**

Edificio Escuela de Minas y Energía. C/ de Ríos Rosas, 21. Madrid.

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

8

**Evento:** VI Foro Internacional Power Our Future (POF).**Organiza:** CIC energiGUNE.**Lugar:** Palacio de Congresos y Exposiciones Europa. Vitoria-Gasteiz.**Contacto:**<https://cicenergigune.com/en/agenda/power-our-future-2025>

9

**Evento:**

Battery Cells &amp; Systems Expo.

**Organiza:**

Event Partners Ltd.

**Lugar:**

National Exhibition Center (NEC). Birmingham (Reino Unido).

**Contacto:**<https://batterysystemsexpo.com>

15

**Evento:**

V Congreso de Hidrógeno para América Latina y Caribe (H2LAC 2025).

**Organiza:**

New Energy Events.

**Lugar:**

Grand Hyatt. Sao Paulo (Brasil).

**Contacto:**<https://newenergyevents.com/h2lac>

17

**Evento:**

Australia Wind Energy Melbourne 2025 (AuWE).

**Organiza:**

Leader Associates.

**Lugar:**

Melbourne Convention and Exhibition Centre (MCEC), Australia.

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



# GLN: Energía sostenible y eficiente.

¡Infórmate aquí!





Chimeneas de la planta nuclear de Cofrentes (Valencia). iStock

# Bruselas prevé inversiones de 241.000 millones en energía nuclear hasta 2050

La Comisión cree que la capacidad nuclear instalada en la UE podría alcanzar hasta los 144 GWe en 2050, consolidando esta tecnología como pilar clave en la transición hacia una electricidad descarbonizada. Para lograrlo, se necesitarán hasta 250.000 nuevos profesionales

Concha Raso. Fotos: iStock

La Comisión Europea ha publicado el Octavo Programa Nuclear Ilustrativo (PINI), un documento que define el papel de la energía nuclear en el sistema energético de la UE hasta 2050. El texto, que actualiza el anterior adoptado en 2017 y cuya versión definitiva se publicará a finales de año, proporciona una visión global del estado actual del sector, sus objetivos, necesidades de inversión, desafíos y retos futuros de esta tecnología en

un contexto marcado por la crisis climática, las tensiones geopolíticas y la necesidad de garantizar una electricidad limpia, segura y asequible.

La energía nuclear generó el 22,8% de la electricidad de la UE en 2023. Con 101 reactores en operación en 12 Estados miembros y una capacidad neta de 98 GWe el pasado año, la nuclear sigue siendo una de las principales fuentes de generación sin

emisiones de carbono. La Comisión prevé que, para 2040, más del 90% de la electricidad europea provenga de fuentes descarbonizadas, con renovables y nuclear como pilares fundamentales.

Según los Planes Nacionales de Energía y Clima, se estima que la capacidad nuclear instalada en 2050 se situará en torno a los 109 GWe. Esta cifra dependerá de la extensión de la vida útil de los reactores actuales (algunos más allá de los 60 años) y de la puntualidad en la ejecución de nuevos proyectos. Sin embargo, el margen de incertidumbre es amplio, de manera que la capacidad nuclear de la UE en esa fecha podría oscilar entre menos de 70 GWe y hasta 144 GWe, en función de los avances y obstáculos técnicos, financieros y regulatorios, tal y como recoge el documento. Además, los reactores modulares pequeños (SMR) podrían aportar entre 17 y 53 GWe adicionales en 2050. Para acelerar su implementación, la Comisión presentará una Comunicación específica a principios de la década de 2030.

Cumplir estos objetivos requerirá fuertes inversiones. Se calculan 205.000 millones de euros para nuevas construcciones y 36.000 millones para la extensión de vida útil de los reactores existentes, lo que suma un total de 241.000 millones. No cumplir

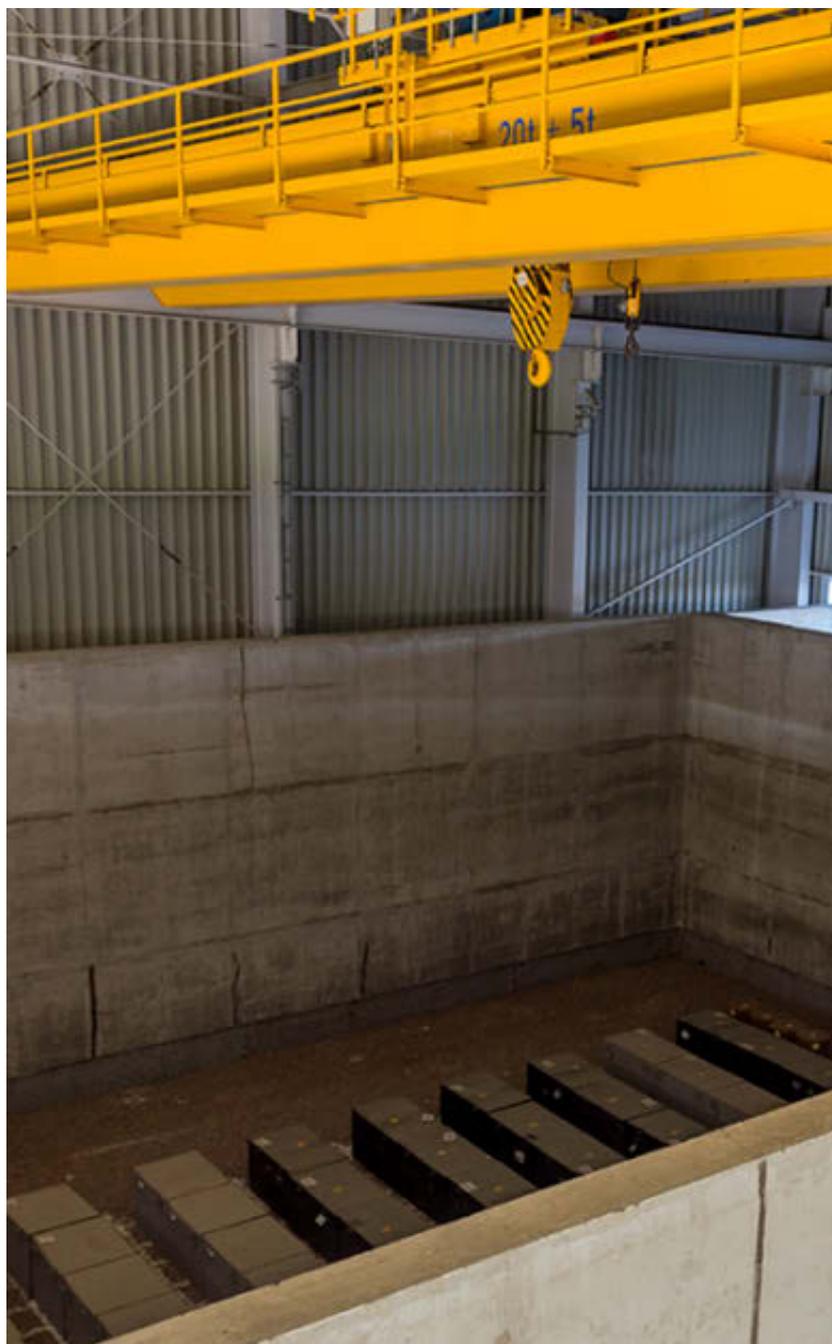
### El coste total estimado para la gestión de los residuos radiactivos es de 300.000 M€

los plazos puede salir caro, ya que un retraso de cinco años en los nuevos proyectos reduciría la capacidad instalada en 9 GWe y encarecería el coste en más de 45.000 millones de euros.

El texto refleja que la energía nuclear también contribuirá a la estabilidad del sistema eléctrico. Su capacidad para suministrar potencia firme y flexible respalda la integración de renovables y reduce las necesidades de inversión en redes y almacenamiento. En 2023, nueve de los diez Estados miembros exportadores netos de electricidad contaban con generación nuclear.

La seguridad nuclear sigue siendo un eje prioritario. Desde 2024, los Estados miembros han empezado a aumentar sus plantillas a nivel regulatorio entre un 10% y un 100%, dependiendo del país. En esta línea, la Comisión alienta la creación de una coalición reguladora para acelerar los procesos de licenciamiento mediante reconocimiento mutuo.

Respecto a la gestión de los residuos, el documento recoge que la UE genera anualmente unos 40.000 m<sup>3</sup> de residuos radiactivos y 1.000 toneladas de combustible gastado. El coste total estimado para



Complejo para uso y almacenamiento larga duración basura radiactiva . Dreamstime

su gestión hasta el cierre del ciclo asciende a 300.000 M€. La Comisión defiende un enfoque basado en la economía circular, destacando casos como la planta Bohunice V1 (Eslovaquia), donde se recicló más del 95% de los materiales desmontados.

### Nuevos usos de la nuclear

Más allá de la electricidad, la energía nuclear puede ofrecer soluciones adicionales. Uno de los mercados emergentes es el calor industrial, que a día de hoy representa 1.900 TWh anuales en la UE. Para 2050, se prevé una reducción del 40%, hasta 620 TWh, por efecto de la electrificación. Los SMR es-



Sala de control central de una central nuclear rusa. Dreamstime

tán siendo diseñados para atender esta demanda de calor de alta temperatura, incluyendo calefacción urbana, industria química o desalinización.

También en el ámbito médico la cadena de valor nuclear europea es líder mundial: suministra más del 65% de los servicios de irradiación. Se espera que el número de pacientes tratados con radiofármacos se triplique para 2035. Sin embargo, hay riesgos de suministro por la dependencia de materiales críticos como el Uranio poco Enriquecido de Alto Rendimiento (HALEU, sus siglas en inglés). Dos nuevos reactores de investigación están en construcción en la UE, con entrada en operación prevista para principios de los años 2030.

### Uno de los mercados emergentes es el calor industrial, que hoy representa 1.900 TWh anuales

En otro orden de cosas, la guerra en Ucrania ha puesto de relieve la vulnerabilidad europea en servicios de conversión, enriquecimiento y fabricación de combustible. Entre febrero de 2022 y diciembre de 2023, los precios de conversión y enriquecimiento se triplicaron. La UE ha respondido con inversiones puntuales -como un préstamo de 400 millones del Banco Europeo de Inversiones a Orano-, pero reconoce que hacen falta contratos a largo plazo para respaldar nuevos proyectos. Además, el 100% de los reactores VVER (de diseño ruso) en la UE todavía dependen de un único proveedor. Se espera que existan

fuentes alternativas en 2027 tras la aprobación regulatoria.

Respecto a la minería de uranio en la UE, ésta es marginal y depende actualmente de cinco países exportadores. Las tensiones geopolíticas han agravado los riesgos logísticos. La Comisión insiste en que superar estas dependencias es esencial para la seguridad económica y energética.

La transición energética también requiere personas formadas. Entre 180.000 y 250.000 nuevos profesionales serán necesarios hasta 2050, de los que entre 100.000 y 150.000 lo serán para la fase de construcción, y hasta 40.000 para desmantelamiento. Incluso sin crecimiento, se necesitarán al menos 100.000 reemplazos por jubilación. El proyecto SKILLS4NUCLEAR, lanzado en 2025 con 1,5 millones de euros del programa Horizonte Europa, busca cubrir esta brecha. También se creará un foro europeo de competencias para actualizar los programas de formación y fomentar la movilidad laboral.

La UE mantiene una fuerte inversión en el desarrollo de la fusión nuclear como solución energética del futuro. El proyecto ITER, ubicado en Francia, sigue siendo el eje central. La Comisión trabaja en una estrategia integral sobre fusión que la incorpore no solo como línea de investigación, sino como pilar estratégico de autonomía y competitividad. Asociaciones público-privadas, inversión en el ciclo del combustible específico para fusión y la creación de un marco regulador adecuado, serán esenciales para comercializar esta tecnología en las próximas décadas.

### IDOM participa en un proyecto sobre fusión industrial

La empresa de energía verde Gauss Fusión refuerza su colaboración con uno de sus socios fundadores, la española IDOM, así como con el Instituto de Tecnología de Karlsruhe (KIT) y el Centro de Investigación de Jülich (FZJ) para desarrollar tecnologías clave destinadas a centrales de fusión de uso industrial. El proyecto forma parte de una iniciativa de investigación alemana respaldada por el Ministerio Federal de Educación e Investigación (BMBF). El principal objeto de la colaboración con IDOM es el manto reproductor de tritio, componente crítico dentro del ciclo de combustible y responsable de la generación de tritio, uno de los dos isótopos del hidrógeno utilizados en la reacción de fusión. El comienzo de la colaboración está prevista para antes del verano. El enfoque está puesto en utilizar tecnologías ya probadas y principios de ingeniería sólidos, en lugar de depender de avances futuros aún no demostrados. El sistema modular de manto reproductor de tritio está diseñado para ser escalable, integrando aspectos de economía circular como el aprovechamiento y reutilización de materiales entre sus ciclos de operación, y es totalmente compatible con el concepto de central eléctrica GAUSS GIGA, un modelo que tiene como objetivo industrializar la comercialización de energía de fusión.



# Salón del gas\_renovaBle

VALLADOLID 1-2.OCT.2025



Quinta edición del **evento profesional**  
más importante sobre **biogás,**  
**biometano y otros gases renovables**  
en España, Portugal y América Latina

[www.salondelgasrenovable.com](http://www.salondelgasrenovable.com)

**+250**  
expositores  
y marcas

**+3.600**  
visitantes profesionales

**¡AVANCE  
EXPOSITORES  
DISPONIBLE!**

EVENTO PARALELO

ORGANIZADOR

PARTNER TECNOLÓGICO

CONGRESO INTERNACIONAL  
**BIOENERGÍA**

**aveBiom**  
Asociación Española  
de la Biomasa

**aebig**

DEP

## Fallece Arcadio Gutiérrez Zapico, director general de Enerclub

El pasado 8 de junio nos enteramos de la triste noticia del fallecimiento de Arcadio Gutiérrez Zapico, director general de Enerclub. Asturiano de nacimiento, llevaba desde 2012 al frente del Club Español de la Energía, entidad que este año celebra su 40 aniversario y de la que Arcadio ha sido parte fundamental.

Gutiérrez Zapico ha sido todo un referente en el sector. Comenzó en 1976 su trayectoria profesional en el sector energético. En 1987 ingresó en el Cuerpo Técnico de la Administración Civil del Estado, donde fue subdirector general en los ministerios de Trabajo y Seguridad Social y de Industria y Energía.

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Madrid, cursó también el Programa de Alta Dirección de Empresa (PADE) del IESE.



Arcadio Gutiérrez Zapico. eE

En la nota de prensa que el Club publicó el día de su fallecimiento, sus compañeros destacan su gran profesionalidad, ya que "nos ha enseñado a trabajar buscando siempre la excelencia, nos ha exigido y cuidado a partes iguales. Nos ha enseñado a sentir un profundo respeto por esta casa, el Club Español de la Energía, un club al estilo anglosajón, como él mismo decía, donde todo el mundo tiene cabida".

Desde *elEconomista Energía* nos unimos al dolor de familiares y amigos, así como al de sus compañeros de Enerclub. DEP

Innovación

## Ence invierte 12 millones en producir envases renovables



Ence ha desarrollado una innovadora gama de envases renovables elaborados con celulosa moldeada. Estos envases están diseñados para sustituir al plástico en el sector alimentario, ofreciendo soluciones sostenibles como bandejas para productos frescos y platos preparados. La compañía tiene previsto iniciar la producción y comercialización de estos envases este 2025 y prevé alcanzar una capacidad de producción de 40 millones de envases en

2026, con posibilidad de escalarla en el futuro. La inversión estimada para la primera fase se sitúa en 12 millones de euros. En su apuesta por la innovación y el desarrollo sostenible, Ence está impulsando productos que ofrecen soluciones reales a los desafíos actuales, mejorando no solo en competitividad, sino contribuyendo también a la reducción de residuos plásticos y apuesta por un producto de proximidad reduciendo la huella de carbono.

Inteligencia artificial

## Schneider Electric y NVIDIA se unen en el desarrollo de fábricas de IA



Schneider Electric ha anunciado su colaboración con NVIDIA para atender la creciente demanda de infraestructuras sostenibles preparadas para la IA. Juntos están impulsando iniciativas de I+D en sistemas de energía, refrigeración, control y racks de alta densidad, para hacer posible la próxima generación de fábricas de IA en Europa. En apoyo al anuncio, Schneider Electric ha presentado una gama de nuevas soluciones para centros de datos prepara-

dos para IA, incluyendo las nuevas infraestructuras EcoStruxure™ Pod y Rack. La primera solución es una arquitectura escalable basada en pods, que permite un despliegue rápido de centros de datos de IA. En el caso de los racks, se trata de un nuevo sistema inspirado en el Open Compute Project (OCP) de Schneider Electric para dar soporte a la plataforma NVIDIA GB200 NVL72, que utiliza la arquitectura modular NVIDIA MGX.

## Adquisición

**Ares Management compra el 20% de Plenitude por 2.000 millones**

Los fondos Ares Management Alternative Credit ("Ares"), han firmado un acuerdo con Eni para adquirir una participación del 20% de Plenitude por un valor total aproximado de 2.000 millones de euros, basado en una valoración de capital de 10.000 millones de euros, lo que corresponde a un valor empresarial superior a 12.000 millones de euros. La operación está sujeta a las aprobaciones regulatorias habituales.

Esta transacción refuerza aún más el valor de mercado de Plenitude, reafirmando la solidez de su modelo de negocio, que integra la producción de energía renovable, la venta de energía y servicios para hogares y empresas, así como soluciones de recarga para la movilidad eléctrica.

La entrada de Ares se suma a la de Energy Infrastructure Partners, que posee un 10% de Plenitude.

## PPAs

**Ecoener fortalece su crecimiento internacional con PPAs de 2.600 M€**

Ecoener ha alcanzado acuerdos de venta de energía a largo plazo (PPAs) por un valor total estimado de 2.600 millones de euros, según anunció su presidente, Luis de Valdivia, durante la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada en A Coruña. Gracias a esta estrategia, la compañía suma 723 MW bajo contratos de PPAs, incluyendo activos en operación, construcción y desarrollo, cuatro veces más que los 167 MW de 2022. Estos acuerdos se

han firmado con grandes grupos de distribución eléctrica en República Dominicana, Guatemala, Ecuador, Colombia, Honduras y Canadá, con una duración media de 19 años. El presidente de Ecoener resaltó que los resultados de 2025 se verán impulsados por la entrada en operación de activos en República Dominicana, Guatemala y Colombia. De los 360 MW en construcción, 312 MW ya tienen sus plantas finalizadas.

## Almacenamiento

**Grupo MET inaugura una planta de almacenamiento en Hungría**

Grupo MET ha puesto en funcionamiento una planta de almacenamiento eléctrico en baterías en Hungría, con una potencia nominal total de 40 MW y una capacidad de almacenamiento de 80 MWh.

En la central eléctrica de Dunamenti, en la ciudad húngara de Százhalombatta, MET ya instaló una planta de demostración de 4 MW / 8 MWh basada en baterías Tesla Megapack 2 en 2022.

Con esta última planta BESS que ha entrado en funcionamiento, Grupo MET y la central eléctrica de Dunamenti refuerzan aún más su contribución a la transición energética en este país.

La capacidad de almacenamiento actual de todas las unidades BESS in situ, sería suficiente para abastecer todas las necesidades de iluminación decorativa y pública de Budapest durante 4 horas.

## Inversores

**Grenergy compra 1 GW de inversores a Ingeteam**

Grenergy ha cerrado un nuevo acuerdo con la compañía española Ingeteam para el suministro de aproximadamente 1 GW de inversores (298 unidades), destinados a las fases 4 y 6 del proyecto Oasis de Atacama, ubicado en Chile, conocidas como Gabriela y Elena. Este pedido refuerza la colaboración entre ambas compañías, que ya han trabajado juntas en las tres fases anteriores del proyecto. En total, suma 2 GW con 610 inversores (410 de baterías y

200 FV), todos ellos integrados en 305 centros de transformación de energía. Además, incluye el sistema de control de planta PPC (Power Plant Controller) y los servicios de puesta en marcha.

Grenergy e Ingeteam mantienen una relación estratégica desde 2016, con proyectos conjuntos desarrollados en mercados clave como Chile, España, México y Colombia.



**Paula Román**  
Directora General de Fenie Energía

## Una rentabilidad razonable menguante

**D**esde Fenie Energía, como comercializadora independiente fuertemente vinculada a los pequeños productores renovables, queremos alertar sobre un fenómeno preocupante que está generando graves consecuencias a una parte esencial del tejido energético nacional. Una situación que vuelve a poner en el ojo del huracán al polémico régimen retributivo específico del RECORE. Esta regulación, que aún sufre los litigios y laudos internacionales, afronta ahora un nuevo foco de conflicto por una realidad de mercado para la que no fue diseñada.

Nuestra compañía, nacida hace 15 años de la mano de la Federación Nacional de Empresas de Instalaciones Eléctricas, Telecomunicaciones y Climatización de España (FENIE), está formada por más de 2.400 Agentes Energéticos que perciben y trasladan rápidamente este tipo de situaciones de mercado. Como representantes de más de 3.000 productores de energía renovables distribuidos por todo el país, consideramos urgente adaptar la regulación actual a la nueva realidad del mercado eléctrico. Nuestra experiencia nos proporciona una visión cercana y precisa del día a día al que se enfrentan las pequeñas y medianas instalaciones.

El régimen retributivo específico fue diseñado para garantizar una "rentabilidad razonable" -según la definición de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico- a aquellas instalaciones renovables pioneras en España, construidas entre 2002 y 2012, cuando los costes eran mucho más altos y la rentabilidad no estaba asegurada sin una prima adicional. Esa rentabilidad razonable se recalcula cada tres años en función de los precios del mercado eléctrico. Cuando los precios suben se reduce la prima adicional y cuando bajan se incrementa para garantizar la rentabilidad. El conflicto surge porque solo se paga esa prima si el productor gestiona bien la planta y produce un mínimo de energía al año.

Todos estamos de acuerdo en que no se primen inversiones inactivas que se hayan abandonado y no se hayan mantenido correctamente. Sin embargo, el problema actual es que miles de pequeñas instalaciones bien gestionadas están siendo clasificadas como inactivas debido al aumento de horas con precios ne-



gativos, lo que les impide recibir una prima justa que asegure su rentabilidad razonable. Hace poco más de un año, el mercado eléctrico español registró por primera vez una hora con precio negativo. Lo que entonces parecía una excepción se ha convertido en algo habitual. En lo que llevamos de 2025, ya se han contabilizado más de 400 horas con precios negativos, a las que se suman otras 120 horas con precios cero en el mercado diario.

La cláusula 21.2 del Real Decreto 413/2014 establece que no se contabilizará la energía producida durante seis horas consecutivas con precios iguales o inferiores a cero. Es decir, aunque la planta haya funcionado correctamente y vertido energía a la red, no recibirá prima si lo ha hecho durante un tramo prolongado de precios cero o negativos. Esta cláusula no formaba parte del Real Decreto original. La Unión Europea exigió introducirla en 2018 con el objetivo de no fomentar una producción primada cuando al sistema le sobra energía. Un cambio también lógico, pero que está generando consecuencias no previstas que debemos analizar con atención.

Tres circunstancias, implementadas en diferentes momentos, que por sí solas no generan problemas, pero que al combinarse requieren una reconsideración de la regulación: El primer factor es que el productor no cobra su prima si no supera una producción mínima anual (2013). En segundo lugar, cada vez hay más horas con precios negativos o cero (2024-2025). Y, por último, la energía generada en esas horas no se contabiliza para la obtención de la prima (2018).



■

**Miles de pequeñas instalaciones están siendo clasificadas como inactivas por el aumento de horas con precios negativos**

■

El año pasado, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), lanzó una consulta pública para modificar la cláusula 21.2 del Real Decreto 413/2014 reconociendo la necesidad de corregir esta situación. La propuesta, alineada con la normativa europea, planteaba excluir solo las horas con precios negativos, permitiendo contabilizar la energía generada en horas con precio cero. Esta consulta todavía no ha sido publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE). Además, el contexto en 2025 ha cambiado: lo que antes eran muchas horas con precio cero, ahora son horas con precios negativos. Por tanto, la medida, aunque apremiante, ya resulta insuficiente.

Ante este escenario, el sector exige una respuesta clara y urgente. En primer lugar, es imprescindible que se publique cuanto antes un cambio normativo. En segundo lugar, se solicita que esta modificación tenga efectos retroactivos, permitiendo a los productores recuperar las primas correspondientes a su actividad de 2024 y asegurar su rentabilidad razonable.

Más allá de la corrección puntual propuesta en 2024, cada vez son más las voces que reclaman una revisión estructural del sistema de retribución, lo que permitiría mayor flexibilidad y adaptación, dos pilares necesarios para un sistema energético moderno y competitivo. Proponen que la energía mínima exigida para cobrar la prima se ajuste anualmente en función de las condiciones y precios reales del mercado. Solo así se podrá garantizar de forma efectiva esa "rentabilidad razonable" prevista en el Real Decreto 413/2014 y evitar una etapa de inseguridad e incertidumbre para los inversores en energías renovables.

Desde Fené Energía queremos ser una voz constructiva en este debate. Apostamos por una regulación coherente con los objetivos de descarbonización y justa con los pequeños productores que han apostado por las renovables desde el inicio. No olvidemos que el futuro energético de España depende de la sostenibilidad, también económica, de todos los productores que evitan que la generación esté en manos de unas pocas empresas. Solo con un sistema equilibrado y adaptado a los nuevos tiempos se garantizará un sector energético diverso, competitivo y comprometido con el medioambiente y la sociedad.



Aguilucho cenizo sobrevuela un parque eólico en Andalucía. David Barros

## El nuevo decreto sobre aves amenaza la expansión de la eólica

Desde el sector eólico estiman que 500 paradas anuales en el 10% de los aerogeneradores supondrían un coste de 104 millones de euros al año. La aprobación del nuevo RD también pondría en riesgo la viabilidad de nuevos proyectos y el cumplimiento de los objetivos climáticos

Concha Raso.

**A**l sector eólico se le ha abierto un nuevo frente. El nuevo borrador de Real Decreto presentado por el Ministerio para la Transición Ecológica para reforzar la protección de la avifauna en torno a las instalaciones eólicas, ha desatado una fuerte preocupación en la industria. Si bien el objetivo ambiental es compartido, las medidas contempladas podrían generar efectos no deseados sobre la operatividad de los parques eólicos.

Heikki Willstedt, director de Políticas Energéticas y Cambio Climático en la Asociación Empresarial Eólica (AEE), advierte de que el texto propuesto también podría tener consecuencias económicas muy serias. "El proyecto de RD es mejorable, sobre todo porque las medidas que se proponen son demasiado generales. Muchas de ellas quedan abiertas a posteriores desarrollos reglamentarios y afectan por igual al funcionamiento de todas las instalacio-

nes eólicas, incluidas las ya existentes". De salir adelante la normativa, tal y como está contemplada, "se pondría en peligro la inversión en nuevos proyectos y el cumplimiento de los objetivos españoles de renovables y cambio climático para 2030", señala Willstedt.

Uno de los puntos más controvertidos es la obligación de instalar, en los proyectos eólicos autorizados después de la entrada en vigor del RD, sistemas automáticos (o manuales) que paren los aerogeneradores cuando se detecten trayectorias de vuelo peligrosas.

El problema, según Willstedt, "es que esta tecnología aún es inmadura y propensa a fallos. Si por cada ave que se acerque, ya mida 8 ó 100 cm de envergadura, se activa una señal de parada, el sistema puede volverse loco. Estamos hablando de hasta 304 especies contempladas en el Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial (LESRPE). Esto podría disparar las paradas aleatorias en el sistema eléctrico por toda España, un sistema donde el 25% de la electricidad proviene del viento, además de crear una inseguridad jurídica muy seria en un sector que realiza inversiones a 30 años".

**Retirar un aerogenerador de 5 MW de potencia podría costarle al promotor 22 millones de euros**

#### Graves consecuencias

Las consecuencias económicas no son menores. Según Willstedt, "se estima que 500 paradas anuales en solo el 10% de los aerogeneradores supondrían un coste de 104 millones de euros al año por incremento del coste de la electricidad, mayores emisiones de CO2 y la compra de más gas importado para sustituir la generación eólica. Si se extrapola a todos los parques eólicos del país, con unas 3.000 paradas anuales por aerogenerador, el impacto podría superar los 3.400 millones para la economía española". Esta circunstancia, añade el director de Política Energética de AEE, "incluye pérdidas económicas para las empresas y mayores costes eléctricos para los ciudadanos al tener que sustituir energía renovable por gas".

Otro punto alarmante del borrador es la posible paralización o incluso desmantelamiento de aerogeneradores en caso de producirse tres colisiones con aves protegidas en un periodo de cinco años. "Nosotros no decimos que no se tomen medidas; de hecho, ya se establecen medidas preventivas, correctoras y compensatorias en los permisos medioambientales de los parques eólicos, pero desmantelar un aerogenerador implica perder energía limpia, in-



Instalación de una turbina eólica. Dreamstime

gresos municipales, empleo y pagar más por la electricidad. ¿Se ha calculado realmente el coste social y económico de esto en los 30 años de vida de la instalación?", plantea Willstedt. "Solo en lucro cesante, retirar un aerogenerador de 5 MW de potencia le puede costar unos 22 millones de euros al promotor. Por otro lado, el impacto total para la sociedad, incluyendo el coste del gas importado y la pérdida de ingresos fiscales, muchos de ellos a nivel local, se estima en más de 50 millones por unidad", afirma.

Con el objetivo de paliar estos efectos, desde el sector proponen alternativas más constructivas, como



Equipo técnico delante de un parque eólico. iStock

planes de reposición de especies o inversiones en hábitats de conservación alejados de los parques. “No tiene ningún sentido destruir actividad económica en la España vaciada cuando podemos invertir en mejorar la biodiversidad. Si tenemos que desmontar un aerogenerador a partir de tres colisiones, lo único que ganas son tres aves accidentadas, cuando la mejor solución sería reponer dichas especies y mejorar los hábitats”.

La incertidumbre regulatoria también amenaza la financiación de nuevos proyectos. “A nosotros nos consta que algunas empresas han recibido negativas por parte de bancos para financiar sus proyectos eólicos por la imposibilidad de estimar con precisión cuántas paradas pueden llegar a tener al año”, afirma Willstedt. “El problema es que nadie puede predecir cuántas aves van a migrar a una zona en concreto. Y si no puedes estimar las paradas, no puedes calcular los ingresos y la rentabilidad, por tanto, no hay inversión”, añade el representante de la AEE.

La nueva normativa también afectaría a las repotenciaciones, que ya de por sí deben someterse a Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) más estrictas que hace dos décadas, lo que incrementa aún más los costes y las barreras.

En este contexto, el sector pide una regulación más flexible, que contemple salvaguardas, rangos de aplicación realistas y diálogo entre las partes interesadas. “Si ocurre algo que no se puede prever, debe haber una solución. La naturaleza es impredecible. El invierno pasado, por ejemplo, llegaron 10.000 milanos reales a Castilla y León que no estaban antes. ¿Qué puede hacer un parque si le llegan esas aves y colisionan dos?”

Pese a las críticas, el sector eólico no niega el impacto que sus infraestructuras pueden tener sobre la fauna. “No decimos que la eólica no sea un problema para algunas especies, pero también ha sido una oportunidad para mejorar la situación de especies emblemáticas. Gracias a su presencia se han financiado estudios, anillado de aves y conservación de especies como el águila imperial o el quebrantahuesos.”

La industria reclama sensatez y colaboración: “Queremos seguir luchando contra el cambio climático y proteger la biodiversidad, pero no podemos permitir que una causa justa destruya otra. Necesitamos equilibrio. Si el Real Decreto sale adelante tal y como está, el golpe puede ser muy serio para un sector estratégico en la transición energética”.

## Unos 18 millones de aves mueren al impactar con aerogeneradores

Más de la mitad de las muertes no naturales de aves en España están relacionadas con las infraestructuras eléctricas y eólicas, según el último informe de SEO/BirdLife. En 2023, el 49,31% de las muertes se produjeron por electrocución (10,63%), colisión con tendidos eléctricos (38,68%) e impacto con aerogeneradores (4,6%). La colisión con líneas eléctricas muestra una tendencia ascendente desde 2008. El impacto de los parques eólicos es significativo, con estimaciones de hasta 18 millones de aves muertas al año, cifra que podría haber aumentado con el crecimiento del 30% en el número de aerogeneradores desde 2011. Casos como el de La Alfranca (Zaragoza) o Tarifa muestran un aumento preocupante en especies amenazadas como el milano real, el cernícalo primilla o el buitre leonado. Juan Carlos Atienza, jefe de la Unidad de Incidencia para la Transición Verde de SEO/BirdLife, reclama “una reforma urgente del RD 1432/2008, ya obsoleto, para incorporar tecnologías más efectivas, ampliar su aplicación a todo el territorio y evitar nuevas instalaciones en zonas de alta sensibilidad”. Atienza propone “mesas de trabajo con administraciones, empresas y expertos para diseñar soluciones consensuadas que garanticen la protección de la biodiversidad”.



## A tu lado en el camino hacia un futuro más verde

Gesternova y Contigo Energía ahora se unen para estar más cerca de ti y acompañarte en cada paso que des hacia un mundo sin emisiones.

Descubre cómo podemos ayudarte a transformar la energía de tu hogar o empresa, para avanzar en el camino de la transición energética.

Piensa sostenible  
Actúa sostenible

 **Contigo**  
Energía

## Nombramiento

**Pedro Azagra, nuevo consejero delegado del Grupo Iberdrola**

El Consejo de Iberdrola ha nombrado consejero delegado del Grupo a Pedro Azagra, que hasta ahora ocupaba el puesto de CEO de USA en sustitución de Armando Martínez.

Azagra lleva 25 años en Iberdrola, primero como director de Desarrollo y responsable de la expansión internacional de la compañía y desde hace tres años como CEO de la filial de Iberdrola en EEUU.

Azagra es licenciado en Administración de Empresas y en Derecho por el Instituto Católico de Administración y Dirección de Empresas (ICADE) de la Universidad Pontificia de Comillas de Madrid, donde también ha sido profesor de Finanzas Corporativas y Fusiones y Adquisiciones. MBA por la Universidad de Chicago, desarrolló su carrera profesional en la división de banca de inversión de Morgan Stanley hasta su incorporación al Grupo Iberdrola.

## Acuerdo

**Naturgy y Moeve lanzan una oferta conjunta de movilidad, luz y gas**

Naturgy y Moeve han lanzado *Plan Multienergy*, que combina las soluciones energéticas de los clientes en ambas compañías, ofreciéndoles un ahorro que será mayor en función de los servicios contratados. Sumando su contrato de luz o gas y repostajes, los clientes obtienen 10 céntimos por litro. Añadiendo el servicio de mantenimiento de Naturgy logran hasta 15 cts./l. Si se cuenta con el mantenimiento y el suministro de luz y gas de manera conjunta, el ahorro alcanza los 20 cts./l. El mayor ahorro (30 cts./l) se obtiene si instalan las placas solares con Naturgy. Para impulsar la movilidad sostenible, esta oferta también permite ahorros de hasta 15 cts/kWh en recargas eléctricas ultrarrápidas en las EESS Moeve, si se cuenta con energía, mantenimiento e instalación de placas solares con Naturgy. Pagando con la tarjeta Mastercard Moeve gow el saldo puede alcanzar hasta 40 cts./l.

El mayor ahorro (30 cts./l) se obtiene si instalan las placas solares con Naturgy. Para impulsar la movilidad sostenible, esta oferta también permite ahorros de hasta 15 cts/kWh en recargas eléctricas ultrarrápidas en las EESS Moeve, si se cuenta con energía, mantenimiento e instalación de placas solares con Naturgy. Pagando con la tarjeta Mastercard Moeve gow el saldo puede alcanzar hasta 40 cts./l.

## Empresas

**Soltec ultima el plazo de negociación con los bancos**

Soltec se encuentra inmersa en un proceso de reestructuración financiera y está en negociaciones con entidades financieras y proveedores para reforzar su estructura de capital. La prórroga que la compañía recibió al plazo del precurso para reestructurar su deuda venció el pasado 26 de junio. Mientras, la compañía continúa las conversaciones con los diferentes acreedores iniciadas en septiembre de 2024.

Soltec afronta una situación de liquidez que requiere una respuesta inmediata. La compañía acumula una deuda bruta financiera y comercial de 412 millones de euros, gran parte de la cual vence en los próximos doce meses. Esta tensión financiera compromete la continuidad operativa a corto plazo y ya ha provocado la pérdida de oportunidades de negocio, debido a la imposibilidad de aportar avales bancarios desde mayo de 2024.

## Solución

**Mitsubishi Electric lanza MELCloud Commercial para edificios comerciales**

Mitsubishi Electric ha presentado MELCloud Commercial, una plataforma avanzada de gestión energética basada en la nube, diseñada para optimizar el consumo y el confort en edificios comerciales. Se trata de una solución integral orientada a gestores de instalaciones y consultores para controlar de manera eficiente los sistemas de climatización y calefacción en entornos como oficinas, tiendas, hoteles y espacios industriales. Entre sus principales ven-

tajas se encuentra la capacidad de gestionar múltiples ubicaciones desde una única interfaz centralizada. A través de su panel de control energético, los usuarios pueden desglosar el consumo total y por unidad, facilitando la identificación de áreas de alto consumo y la comparación de la eficiencia energética entre edificios. MELCloud es escalable, adaptándose a cualquier instalación sin importar el número de unidades de Mitsubishi Electric instaladas.



appa  
biomasa

Desde APPA Biomasa, llevamos más de 20 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

# Bosch invertirá 2.500 millones en IA hasta el año 2027

La compañía refuerza su apuesta por la inteligencia artificial como motor de crecimiento. De aquí a 2035, aspira a generar más de 10.000 millones en ventas con soluciones basadas en IA para la conducción asistida y automatizada

elEconomista.es.

**B**osch reafirma su liderazgo en inteligencia artificial (IA) con una inversión de más de 2.500 millones de euros hasta 2027, consolidándola como motor clave de innovación y crecimiento en productos y servicios, tal y como quedó patente durante la celebración de su 'Bosch Tech Day'. Esta tecnología mejora la seguridad en la conducción automatizada, optimiza procesos industriales y facilita la vida cotidiana, tanto en el hogar como en el trabajo. La empresa ha presentado más de 1.500 solicitudes de patentes en IA en los últimos cinco años, siendo uno de los principales referentes europeos.

Uno de los principales focos de aplicación de la IA para Bosch es la conducción asistida y automatizada. Aunque el mercado aún está en desarrollo, la compañía espera duplicar sus ventas en *software*, sensores y ordenadores de alto rendimiento hacia mediados de la próxima década, superando los 10.000 millones de euros. Gracias a la IA, se puede prever el comportamiento del tráfico, reducir los tiempos de desarrollo de nuevos productos y entrenar sistemas de conducción más eficaces y seguros mediante el uso de datos recopilados por sensores.

En el ámbito industrial, Bosch avanza hacia la IA agente, una tecnología que permite a los sistemas

tomar decisiones y ejecutar acciones de forma autónoma. Estos agentes trabajan en conjunto dentro de sistemas multiagente, ya en uso en fábricas de Bosch para prever mantenimientos, supervisar procesos y optimizar la productividad. Además, en 2025 lanzará una plataforma abierta que permitirá a terceros implementar sus propios sistemas de IA con mínimos conocimientos técnicos, lo que puede traducirse en importantes ahorros y mejoras en eficiencia.

La IA también impulsa innovaciones en productos cotidianos: desde cunas inteligentes que monitorizan a bebés, hasta hornos que ajustan la cocción

La empresa ha presentado más de 1.500 solicitudes de patentes en IA en los últimos cinco años

automáticamente o escáneres que detectan cables y vigas en la pared. Para preparar a su plantilla ante esta transformación, Bosch ha formado a más de 65.000 empleados en IA desde 2019 y cuenta con unos 5.000 especialistas activos.



Trabajadores en una industria. eE



▼ Biofábrica de Ence en Navia.



Una apuesta por la competitividad  
y la independencia energética  
a través de la descarbonización



**Óscar Barrero**  
Socio responsable de Energía en PwC

## Atasco regulatorio en las redes eléctricas

**E**n la carrera hacia la descarbonización y el cumplimiento del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), las redes eléctricas son una pieza clave del sistema energético, el motor “invisible” que hará posible la electrificación del consumo, la integración masiva de renovables y la atracción de nuevas industrias. Sin embargo, su desarrollo se está viendo condicionado por un marco regulatorio lento en su evolución y que debe avanzar con urgencia para que pueda actuar de elemento catalizador y no un obstáculo.

Las redes eléctricas son, y han de ser, la columna vertebral de un sistema energético que debe ser inteligente, resiliente y sostenible. Su fortalecimiento y modernización es imprescindible para afrontar los desafíos que plantea la transición energética. Sin redes modernizadas no será posible alcanzar el objetivo de integración de energías renovables, ni se podrá dar respuesta a la creciente demanda de industrias que buscan electrificarse o instalarse en España, atraídas por la competitividad del recurso renovable nacional. Disponer de una red robusta e inteligente es, además, clave para garantizar un suministro eléctrico fiable. El PNIEC estima inversiones acumuladas en redes por 53.000 millones de euros hasta 2030, lo cual supone multiplicar casi por tres la media de inversión realizada en periodos anteriores. Pero para que este reto sea viable, es necesario que se proporcionen las señales regulatorias oportunas y se disponga de mecanismos de planificación eficaces que permitan impulsar este ciclo inversor con seguridad y visibilidad para los agentes del sector.

Para que este ambicioso ciclo inversor se pueda realizar con éxito, existen ciertos cambios e hitos regulatorios clave que, si bien están claramente identificados y en proceso de adopción, los retrasos en la ejecución y la falta de visibilidad sobre el resultado están generando una gran incertidumbre en el conjunto de los agentes del sector. Un ejemplo es el retraso en la publicación de la nueva planificación de la red de transporte para el periodo 2025-2030, que debería marcar la hoja de ruta para el desarrollo de gran parte de las infraestructuras de red para los próximos años. El retraso en la Planificación impide dar visibilidad a los proyectos y limita la capacidad de Red Eléctrica y del resto de actores para planificar inversiones de forma eficiente y alineada con la demanda futura. Hay que



tener en cuenta que existen multitud de proyectos industriales que se encuentran a la espera de dicha Planificación para tomar la decisión de inversión, con el consiguiente riesgo de que los proyectos se abandonen o se deslocalicen.

Tampoco se han convocado los anunciados concursos de acceso a la red para grandes demandas, lo que paraliza inversiones clave para la reindustrialización del país. Es vozpópuli que empresas tecnológicas y manufactureras que necesitan grandes volúmenes de energía limpia para instalarse en España están encontrando serias dificultades para conectar sus proyectos. Muchos proyectos industriales tienen bloqueada la solicitud de acceso a la red en aquellos nudos reservados a un procedimiento de subasta, a la espera de conocer el procedimiento y fechas de dichos concursos, generando la correspondiente incertidumbre y falta de visibilidad en cuanto a la viabilidad de los proyectos. Siendo consciente de esta urgencia, recientemente el Gobierno ha iniciado la tramitación de los concursos de acceso a demanda a la red eléctrica en ocho de los nudos reservados, si bien es deseable que se extienda a la totalidad de los nudos con la mayor celeridad, dado que en la actualidad más de 50 nudos de transporte se encuentran bloqueados a la espera de las correspondientes convocatorias, afectando a cientos de proyectos industriales, tecnológicos y energéticos.



■

**Disponer de una red robusta e inteligente es clave para garantizar un suministro eléctrico fiable**

■

A esta situación se suma la incertidumbre en torno al marco retributivo para las redes eléctricas, actualmente en revisión para el periodo 2026-2031. Las cifras preliminares que baraja la CNMC -en torno al 6,5% frente al valor actualmente fijado del 5,6% nominal antes de impuestos- podrían ser insuficientes para movilizar las inversiones necesarias. Recientemente los analistas de Goldman Sachs, por ejemplo, fijan en el 7,3% la tasa de rentabilidad que consideran adecuada para incentivar el despliegue de redes eléctricas en España, en línea con otros países de nuestro entorno. En su opinión, una cifra inferior puede comprometer seriamente las inversiones necesarias en la medida que no se alcanzarían los niveles mínimos de rentabilidad y, por tanto, los inversores priorizarían otros mercados donde dicho objetivo sí se alcanza. Según las cuentas de la patronal eléctrica aeec, una tasa del 6,5% significaría reducir la retribución un 25% respecto de la actual si lo comparamos con el coste de la deuda (el diferencial respecto al coste de la deuda se reduciría desde los 400 ppbb hasta los poco más de 300 ppbb).

Otro obstáculo pendiente es que el límite legal vigente a la inversión en redes continúa operando como un tapón estructural que impide adaptar con agilidad las infraestructuras a la demanda emergente en zonas de fuerte crecimiento industrial o demográfico. Recordemos que dicho límite se incorporó en 2013 en un contexto de déficit del sistema eléctrico, un contexto totalmente distinto al actual donde las necesidades de inversión en redes previstas por el PNIEC superan ampliamente dicho límite regulatorio, lo cual no deja de ser una contradicción.

El atasco regulatorio existente en las redes puede convertirse en una amenaza estructural. Cada mes de retraso supone proyectos bloqueados, empleo perdido y un aumento del riesgo de no cumplir los compromisos climáticos asumidos. Las redes no son solo el soporte físico, son infraestructuras habilitadoras del nuevo modelo energético y del futuro industrial de nuestro país. España tiene una oportunidad histórica para posicionarse como líder en la transición energética en Europa. Pero aprovecharla requiere más que ambición en los planes: exige decisiones, visión a largo plazo y una política regulatoria que no frene el desarrollo de unas redes eléctricas modernas, resilientes y adaptadas a las necesidades del futuro.

Porque la transición energética no puede esperar. Y sus infraestructuras, mucho menos.

# Microgrids: energía inteligente para empresas que buscan eficiencia, sostenibilidad y control

**La urgencia de reducir emisiones, mantener los costes bajo control y asegurar el suministro frente a la incertidumbre está empujando a muchas organizaciones a replantear su relación con la energía**

**E**l sector energético atraviesa un cambio profundo. La urgencia de reducir emisiones, mantener los costes bajo control y asegurar el suministro frente a la incertidumbre global está empujando a muchas organizaciones a replantear su relación con la energía. En este contexto, las microgrids se consolidan como una solución innovadora para lograr mayor independencia energética y avanzar hacia modelos de operación más sostenibles.

Las microgrids permiten a las empresas generar, almacenar y gestionar su propia energía, incorporando fuentes renovables y ajustando el consumo a sus propias necesidades. Esta capacidad de control energético mejora la estabilidad operativa, reduce la exposición a variaciones del mercado eléctrico y contribuye a los objetivos ambientales de cada organización.

Durante años, este tipo de soluciones solo estaba al alcance de grandes corporaciones, debido a sus elevados costes de implementación y complejidad técnica. Sin embargo, los avances tecnológicos han facilitado el acceso a las microgrids para empresas de distintos tamaños y sectores. Los sistemas modulares permiten incorporar generación renovable, almacenamiento energético o infraestructura para vehículos eléctricos de forma progresiva, adaptándose a las necesidades cambiantes de cada empresa y evitando grandes inversiones iniciales. Plataformas como EcoStruxure Microgrid Flex de Schneider Electric, permiten integrar generación y consumo en un mismo sistema de control. Esta estructura flexible facilita la adaptación a las necesidades cambiantes de cada empresa, evitando grandes inversiones iniciales o interrupciones en la operación.

“La demanda de soluciones energéticas más sostenibles y autónomas está creciendo con rapidez. Con soluciones como EcoStruxure Microgrid Flex, ofrecemos una plataforma accesible y escalable que se adapta al ritmo de cada organización”, señala Víctor Moure, vicepresidente de Power Products & Digital Energy en Schneider Electric Iberia.

## Tecnología para una gestión más eficiente

Una de las ventajas de las microgrids actuales es su capacidad para operar de manera inteligente y con algoritmos de inteligencia artificial. La inteligencia artificial de nuestra solución permite adaptarse a los patrones de consumo de la instalación y preparar los

momentos de carga, producción, y deslastrado de cargas sin necesidad de invertir tiempo humano en la toma de esas decisiones.

Utilizando herramientas de monitorización y gestión permiten supervisar el consumo en tiempo real, automatizar decisiones estratégicas y optimizar el uso de energías renovables, lo que puede ayudar a mejorar la eficiencia y la autonomía energética frente a posibles variaciones en el precio de la electricidad o cambios regulatorios.

La adopción de microgrids responde a una estrategia integral que combina ahorro, eficiencia y compromiso ambiental. Integrar energías limpias y reducir las emisiones ya es una exigencia en muchos sectores. Además, contar con una estrategia energética sólida refuerza la imagen corporativa ante clientes, socios, inversores y administraciones.

La implementación de Microgrid Flex puede reducir significativamente la factura eléctrica mensual al



**Instalación en un tejado en la ciudad china de Shenzhen.**

optimizar la generación y consumo del edificio. Se estima que los ahorros pueden aumentar un 15% respecto a un sistema convencional y rentabilizar la inversión en casi 5 años. Más allá del ahorro y el retorno previsto, el valor de las microgrids reside también en su papel ante paradas inesperadas en instalaciones críticas, ya que permiten minimizar el impacto productivo y económico de estos imprevistos.

Gracias al desarrollo tecnológico, las microgrids se han convertido en una opción realista y accesible. Cualquier empresa que quiera mejorar su eficiencia operativa, reducir su dependencia de la red eléctrica y avanzar hacia un modelo energético responsable puede dar el paso hoy.

La transformación del sistema energético ya está en marcha. Las organizaciones que decidan liderarla estarán mejor preparadas para afrontar los retos del presente y del futuro

# ESPECIAL AUTOCONSUMO



# Soluciones innovadoras para ahorrar en tus facturas

**Descubre las propuestas que algunas de las empresas más relevantes del sector energético están ofreciendo a todo tipo de clientes y sectores para sacar el máximo partido al sol**

Concha Raso.

**N**adie puede poner en duda que España es uno de los países más soleados de Europa. Sus 2.500 horas de sol anuales, garantizan una radiación solar suficiente para que la energía solar sea una inversión sólida y rentable.

Aunque los datos preliminares del estudio sobre nuevas instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en el primer trimestre del año, elaborado por UNEF, muestran un descenso del ritmo de crecimiento del 17% con respecto al año anterior, el sector confía que 2025 será el año de la recuperación, tras dos años consecutivos de contracción de la potencia anual instalada.

El análisis comparativo con la media trimestral del pasado año muestra un descenso del 14% en el sector residencial, del 17% en el sector comercial y del 20% en el sector industrial. La patronal atribuye este descenso más acusado en instalaciones industria-

les al mayor periodo de maduración de estos proyectos con respecto a los residenciales y comerciales, y apunta que esta bajada en industrial en 2025 va en línea de la caída registrada en residencial y comercial en 2024.

UNEF alerta que, de continuar esta tendencia, no será posible alcanzar los objetivos marcados en el Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC), que establece la meta de 19.000 MW a 2030. Concretamente, a cierre de 2024 España contaba con 8.137 MW, de los cuales 1.182 MW se instalaron el año pasado. Para poder cumplir el PNIEC, el ritmo de nuevas instalaciones anual a 2030 debería ser, de media y al menos, de 1.810 MW al año.

A pesar de los datos, el secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, afirmó durante su intervención en el VI Congreso Nacional de Autoconsumo celebrado por APPA Renovables los días 3 y 4 de junio



Instalación fotovoltaica para Faerch de Edison Next. eE

en Toledo, que "el autoconsumo sale a cuenta, es una gran apuesta del Gobierno al que ha dedicado más de 2.000 millones de euros. Una apuesta que no es sólo verde, también social, y si se trabaja bien, puede también facilitar el acceso a la energía y reducir la pobreza energética".

En la misma línea se pronunció Santiago Gómez Ramos, presidente de APPA Renovables, quien destacó que "el autoconsumo representa una solución de seguridad de suministro, en un contexto internacional volátil y en un sistema eléctrico que aún arrastra la incertidumbre del cero energético de abril, así como un ahorro económico y reducción de emisiones". "Apostamos por un modelo energético donde cada actor, desde una pequeña instalación rural hasta una gran industria, pueda participar en la generación de energía renovable", añadió Gómez Ramos.

Por su parte, José Donoso, director general de UNEF, ha señalado que para incentivar las inversiones en autoconsumo, "es fundamental que para los consumidores suponga un aumento significativo en su ahorro. Para ello, se debe aumentar la parte variable de la factura y adelgazar la fija. Actualmente, los peajes publicados por la CNMC se dividen en un 75% en la parte fija y un 25% en la variable, un reparto que no ayuda a que el autoconsumo suponga todo el ahorro que potencialmente puede proporcionar".

## El sector tiene sus esperanzas puestas en el nuevo RD de autoconsumo, ahora en revisión

El sector fotovoltaico espera que el nuevo RD de autoconsumo, actualmente en revisión, recoja las propuestas que llevan tiempo solicitando, como la tramitación simplificada para instalaciones de hasta 500 kW de potencia inyectada a red, que se aumente la distancia máxima desde el punto de generación al de consumo a los 5 km, o medidas de fomento del autoconsumo colectivo. En concreto, UNEF solicita que se permita a los autoconsumos colectivos compartir excedentes y que se defina la figura del "gestor de autoconsumo colectivo".

En cuanto a la simplificación en la tramitación, desde la patronal abogan por la actualización de la exención del permiso de acceso y conexión para todas las instalaciones que inyecten menos de 15 kW a la red y que este baremo no sea en función de la potencia instalada, pues actualmente la potencia de una instalación se calcula como la suma de la tecnología fotovoltaica y de las baterías de dicha instalación. UNEF también pide que se mejoren los procesos de tramitación de autoconsumo, incentivos fiscales para quienes inviertan en autoconsumo y que las Comunida-



Vista aérea paneles solares fotovoltaicos en el techo de un edificio industrial. iStock

des Autónomas cumplan con la exención de solicitar la Autorización Administrativa Previa y de Construcción a instalaciones de menos de 500 kW, como marca el RDL18/2022.

Conscientes de la oportunidad que supone este nicho de negocio, un número cada vez más elevado de empresas llevan lanzando en los últimos años una amplia gama de soluciones innovadoras para que sus clientes se conviertan en generadores de energía eléctrica para su propio consumo a través de la tecnología fotovoltaica. Se trata de soluciones integrales, que ofrecen un servicio completo al cliente y con las que pretenden captar nuevos adeptos.

A continuación, mostramos por orden alfabético las herramientas que empresas como Contigo Energía, Cox, EDP, Endesa, Engie, Factorenergía, Fenie Energía, Iberdrola, Naturgy, NetOn Power, Octopus Energy, Opengy, Plenitude, Quantica y Repsol, han desarrollado para generación y consumo de fotovoltaica, adaptadas a las necesidades de consumo y condiciones de sus clientes. Desde el elEconomista.es agradecemos a todas ellas su participación.

## Contigo Energía

# Soluciones personalizadas de autoconsumo para un futuro más sostenible

**Con más de dos décadas de experiencia, la compañía acompaña a pymes e industrias en su transición energética, apostando por el almacenamiento, la seguridad fotovoltaica y el autoconsumo compartido**

elEconomista.es

**C**ontigo Energía lleva más de 20 años desarrollando soluciones sostenibles que ayudan a sus clientes a reducir su dependencia energética, ahorrar y ser parte activa de la transición ecológica. Acompañan tanto a pymes como a clientes industriales, que representan más del 70% de la energía que comercializan, con propuestas de autoconsumo personalizadas y orientadas a resultados.

Ante la incertidumbre sobre posibles apagones, sus clientes buscan no solo producir su propia energía, sino garantizar su suministro en todo momento. Por eso, la compañía está apostando por sistemas de almacenamiento industrial con backup, que permiten mantener la actividad en caso de corte, al tiempo que optimizan el autoconsumo y reducen los picos de demanda en horas punta de consumo sin necesidad de contratar mayor potencia.

Otra de las innovaciones clave con las que llevan un tiempo trabajando en sus instalaciones fotovoltaicas, es la incorporación de sistemas de seguridad que permiten el corte en continua, facilitando una desconexión rápida de los strings fotovoltaicos en caso de emergencia. Esta tecnología cumple con los estándares europeos más exigentes y mejora la aceptación de las instalaciones por parte de aseguradoras y organismos de inspección.

Contigo Energía sigue impulsando el autoconsumo compartido como vía para democratizar el acceso a la energía solar, especialmente en entornos urbanos. También trabaja en proyectos de revamping y repowering para renovar instalaciones existentes, así como en soluciones agrivoltaicas que combinan producción energética y agrícola en un mismo terreno, maximizando el uso del suelo y protegiendo los cultivos.

Entre los casos de éxito más recientes, destaca la instalación realizada en el centro comercial Ribera del Xúquer. En su cubierta han desplegado más de 1.100 módulos solares con una potencia de 616 kWp, ocupando una superficie de casi 3.000 m<sup>2</sup>, equivalente a medio campo de fútbol. Gracias a esta insta-



**Instalación Centro Comercial Ribera del Xúquer realizada por Contigo Energía. eE**

lación, que produce más de 930.000 kWh al año, el centro ya puede cubrir cerca del 50% de su consumo eléctrico anual y evitar la emisión de más de 300 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, contribuyendo de forma tangible a su descarbonización. Y es que, tal y como apuntan desde Contigo Energía, “cada vez son más las organizaciones que apuestan por soluciones como esta, que permiten optimizar tanto la eficiencia energética como la rentabilidad económica”.

Conscientes del impacto transformador del autoconsumo, la compañía seguirá trabajando para impulsarlo como “palanca clave hacia un modelo energético más limpio, más justo y verdaderamente sostenible, porque creemos que un futuro mejor no solo es posible, sino que empieza aquí y ahora, y empieza Contigo”, afirman desde la compañía.

**Web:** [www.contigoenergia.com](http://www.contigoenergia.com)  
**Email:** [comercial@contigoenergia.com](mailto:comercial@contigoenergia.com)

Cox

# Desarrollará más de 200 comunidades energéticas en toda España

**La compañía invertirá unos 300 millones en tres años para instalar una potencia superior a los 50 MW. La primera comunidad energética ya se ha inaugurado en Extremadura**

elEconomista.es.

**C**ox, empresa especializada en los sectores de agua y energía a nivel mundial, ha iniciado un plan de expansión que superará las 200 comunidades energéticas por todo el territorio nacional para marcar así un hito en el desarrollo de modelos energéticos sostenibles en el ámbito local.

La compañía llevará a cabo una inversión total aproximada de 300 millones de euros en tres años, para instalar una potencia superior a los 50 MW, y focalizará la puesta en marcha de estas comunidades en Castilla-La Mancha, Andalucía, Extremadura, Comunidad Valenciana y Murcia.

Las comunidades energéticas democratizan el acceso a una energía limpia, justa y compartida, fortaleciendo el tejido social y económico de los municipios. Desde Cox afirman estar "profundamente comprometidos con este modelo, que creemos será la base del sistema energético del futuro".

La primera comunidad energética se ha inaugurado en la localidad extremeña de Jaraíz de la Vera. Esta iniciativa permitirá a los vecinos beneficiarse de una reducción de más de la mitad en su factura eléctrica con energía cien por cien renovable y evitará, a su vez, que dejen de emitirse 66 toneladas de CO2 al año.

La compañía también ha diseñado un proyecto docente que deja huella en los alumnos del municipio. Las profesiones ligadas a la tecnología, la robótica y las energías renovables, son el futuro para muchos alumnos y, por eso, Cox se muestra orgulloso de la creación de un Aula Tecnológica en Jaraíz de la Vera.

El proyecto en el municipio consta de un proceso de formación inicial a los profesores y puesta en marcha de laboratorios, actividades y juegos dirigidos a los alumnos en función de su edad. Al final de la formación, el alumno que haya tenido un mejor aprovechamiento del curso recibirá una beca de estudios.



**Una de las instalaciones fotovoltaicas de la Comunidad Energética de Jaraíz de la Vera desarrollada por Cox. eE**

Las Comunidades Ciudadanas de Energía (CCE) promovidas por Cox ahorran al municipio entre un 30% y el 65% de la factura de la luz y es el paso definitivo para que una población evolucione hacia el modelo de Smart City.

Esta CCE incluye la gestión de la energía en un centro de control, autoconsumo solar, un modelo de transporte sostenible, la electrificación de flotas municipales, la digitalización en la gestión de residuos y el cambio de alumbrado, entre otros.

**Web:** [www.coxenergy.es](http://www.coxenergy.es)

**Teléfono:** 900 550 800

EDP

# Soluciones escalables que permiten a las empresas prever sus costes energéticos

**Con una cartera que supera los 200 MWp en España y los 3 Gwp a nivel mundial, la compañía ofrece soluciones “llave en mano” para empresas de todos los tamaños y sectores**

elEconomista.es.

**E**n un contexto de transición energética y presión sobre los costes operativos, el autoconsumo solar se ha consolidado como una de las soluciones más eficaces para que las empresas reduzcan su factura energética y su huella de carbono. EDP, uno de los líderes de autoconsumo B2B de España, apuesta por esta tecnología con una propuesta integral, flexible y adaptada a las necesidades de cada empresa e industria y de cada sector en el que operan, con soluciones a medida.

Con una cartera que supera los 200 MWp en España y los 3 Gwp a nivel mundial, y con clientes como Decathlon, Nauterra, Bigmat, Draxton o Disfrimur, EDP se posiciona como un socio estratégico para las empresas que quieren liderar el cambio hacia un modelo energético más limpio, eficiente y sostenible. La compañía ofrece soluciones escalables innovadoras “llave en mano” a empresas de todos los tamaños y sectores -desde pymes hasta grandes industrias- que abarcan desde el diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos hasta su mantenimiento y monitorización. También facilita modelos de financiación que eliminan la necesidad de inversión inicial, como el modelo ‘as a service’, modalidad elegida por la mayoría de empresas.

Los beneficios del autoconsumo solar son múltiples: ahorro económico desde el primer día (hasta un 30% en el consumo eléctrico), independencia energética, aumento de la competitividad, cumplimiento de objetivos ESG y una imagen de marca más comprometida con el medioambiente. Además, las instalaciones pueden integrarse con sistemas de almacenamiento o cargadores para vehículos eléctricos, ampliando aún más su impacto positivo.

El autoconsumo solar permite a las empresas prever sus costes energéticos a largo plazo, reduciendo la exposición a las fluctuaciones del mercado eléctrico. También supone una valorización de activos infrutilizados, como cubiertas, aparcamientos, suelos industriales o cercanos, transformándolos en fuentes de generación energética limpia. A medida que las normativas ambientales avanzan



**Instalación fotovoltaica realizada por EDP para un cliente empresarial.**

eE

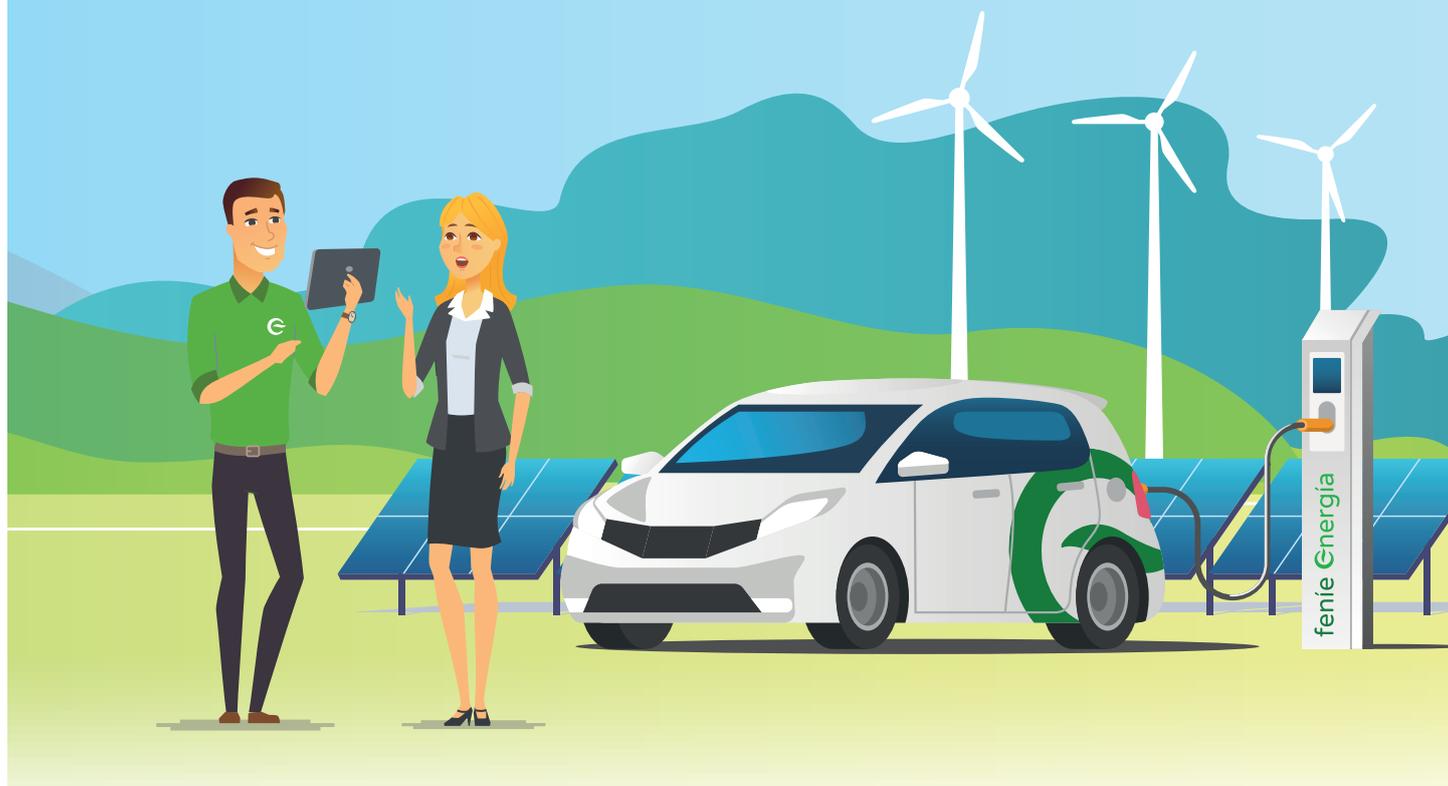
hacia mayores exigencias, contar con una infraestructura solar propia posiciona a las empresas con ventaja competitiva y capacidad de adaptación frente a futuras regulaciones.

En un momento en que las exigencias regulatorias, la volatilidad de los precios de la energía y la necesidad de mejorar la eficiencia operativa exigen decisiones estratégicas, el autoconsumo se convierte en una palanca clave para la transformación del tejido empresarial. La energía solar distribuida es una de las principales áreas de crecimiento de EDP para esta década. La empresa tiene previsto invertir 2.500 millones de euros para instalar otros 4 Gwp de proyectos solares en los más de 10 mercados en los que opera, aumentando así la producción de energía renovable y ampliando el acceso de más personas a la energía limpia.

**Web:** <https://www.edpenergia.es>

**Teléfono:** 900922212

# fenie Energía



¿Buscas la fórmula perfecta para lograr **eficiencia y ahorro en energía?**

Déjate asesorar por **la red más extensa del sector**

¡Confía en nuestros **Agentes Energéticos!**

*Electricidad • Gas • Eficiencia Energética • Productores • CAEs*

[www.fenieenergia.es](http://www.fenieenergia.es) | 900 215 470



**Endesa**

# Máximo rendimiento de las placas solares con importantes ahorros en la factura

**La cifra total de suministros de autoconsumo colectivos e individuales activados por la filial de redes de Endesa alcanza los 356.000 en el primer cuatrimestre del año**

elEconomista.es.

**E**ndesa trabaja firmemente para facilitar y hacer accesible el autoconsumo solar en España, ayudando a empresas y particulares a producir su propia energía renovable y ahorrar en sus facturas. Los autoconsumos colectivos conectados a la red de distribución de Endesa superaron el pasado mes de abril la barrera de los 20.000 suministros activos, multiplicando por 2,3 la cifra registrada hace un año y por 437 los 48 suministros activos en la red hasta 2021.

Este récord hace que la cifra total de suministros de autoconsumo colectivos e individuales activados por e-distribución, la filial de redes de Endesa, alcance ya los 356.000 y los 4,1 GW de potencia conjunta, más del doble que hace cinco años. Esto supone un incremento de 77.000 suministros en los últimos doce meses y un crecimiento del 27,5%. Tan sólo en los cuatro primeros meses de este año se han activado casi 4.000 contratos vinculados a instalaciones colectivas, con las que dar servicio tanto a comunidades de vecinos como a otros colectivos o particulares.

Endesa ofrece soluciones adaptadas para cada cliente. La tarifa de autoconsumo fotovoltaico Endesa Solar, diseñada para los clientes que ya tienen instaladas placas solares y con cuatro opciones -Solar Basic, Solar Plus, Solar Plus & Batería Virtual y Servicio Asesor Solar- para que elijan la que más les convenga en función de sus hábitos de consumo y excedentes vertidos con la que sacar el máximo rendimiento de sus placas solares y, a la vez, conseguir un mayor ahorro en la factura.

Para los que aún no tienen placas solares instaladas, la compañía cuenta con Endesa Solar Cero, una solución que facilita el autoconsumo de forma integral con la instalación de las placas y la mejor tarifa de luz asociada. Un equipo especializado realizará un proyecto personalizado según las características de la vivienda y hábitos de consumo del cliente para la instalación del número de paneles solares óptimo y la mejor solución técnica para maximizar el ahorro en factura eléctrica.



**Autoconsumo comparado realizado por Endesa. eE**

La tarifa Endesa Solar Cero permite al cliente empezar ahorrar desde el primer momento un 30% de descuento en su consumo eléctrico desde que se empiezan a gestionar los permisos municipales y hasta realizar la instalación.

Una vez finalizada la instalación y tras la activación del autoconsumo por parte de la distribuidora, el cliente disfrutará de la tarifa Endesa Solar Cero con la que tendrá dos años de consumo de luz gratis. En función del número de placas solares que haya instalado en su vivienda, la compañía le asignará un volumen de kWh anual, ajustado a su consumo habitual, con un precio de 0€ y durante 2 años.

**Web:** [www.endesa.com](http://www.endesa.com)

**Email:** [prensa@endesa.es](mailto:prensa@endesa.es)

**Teléfono:** 912131000

Engie

# Impulso del autoconsumo como motor de descarbonización industrial

**ENGIE suma 45,6 MWp de potencia solar fotovoltaica instalada o en construcción en España. Uno de sus casos de éxito es el proyecto de planta solar de 12,63 MWp ubicada en Asturias**

elEconomista.es

**E**l autoconsumo solar se ha consolidado como uno de los pilares del modelo energético sostenible en España, afianzándose como una opción eficiente y rentable que permite importantes ahorros a las instalaciones residenciales y empresariales. En este contexto, ENGIE España apuesta por el desarrollo de soluciones solares a medida que contribuyan a acelerar la descarbonización de sus clientes. La compañía lo hace mediante la producción descentralizada de energía y la creación de infraestructuras locales que garantizan un suministro limpio, seguro y asequible, alineado con el propósito de ENGIE de impulsar una transición energética justa y sostenible.

Actualmente, ENGIE suma 45,6 MWp de potencia solar fotovoltaica instalada o en construcción en España. De esta cifra, 21,7 MWp se desarrollan bajo la modalidad BOOT (Build, Own, Operate and Transfer) o mediante contratos PPA. Esta fórmula permite a los clientes acceder a energía renovable sin necesidad de realizar una inversión inicial, beneficiándose así de un ahorro inmediato y sostenido en el tiempo. Además, ENGIE dispone de varios activos en propiedad distribuidos entre diferentes clientes industriales, principalmente de los sectores alimentario y químico.

Uno de sus casos de éxito es el proyecto desarrollado junto a DuPont: una planta solar de 12,63 MWp ubicada en Asturias que destaca por dos aspectos clave. Por un lado, se trata del mayor proyecto de autoconsumo solar del Principado. Por otro, se han utilizado materiales que son producidos por la división de Electrónica de DuPont, como el Tedlar®, un termoplástico que mejora la resistencia y reduce la inflamabilidad de los paneles fotovoltaicos, reforzando así su durabilidad y sostenibilidad.

ENGIE ofrece soluciones integrales, que incluyen ingeniería, operación, diseño financiero y gestión de ayudas. Tanto para grandes grupos industriales como para medianas empresas, el objetivo es siempre el mismo: optimizar el consumo energético, reducir la huella de carbono y mejorar la competitividad a través de la energía renovable.



**Operario de ENGIE en una instalación de autoconsumo solar. eE**

De cara a 2025, ENGIE prevé un crecimiento sostenido gracias a los acuerdos en curso, que permitirán reforzar su posición en el mercado del autoconsumo. En este contexto, la compañía continuará fomentando el autoconsumo como vía para descarbonizar los activos de sus clientes mediante el desarrollo de soluciones energéticas personalizadas que integren generación renovable, eficiencia y digitalización. Su equipo de expertos y conocimiento interno, permite a la compañía acompañar con garantías a cada cliente en su camino hacia la descarbonización. Con esta visión, la compañía reafirma su compromiso de ser un aliado estratégico en la transformación energética del país.

**Web:** [www.engie.es](http://www.engie.es)

**Email:** [comunicacion.espana@engie.com](mailto:comunicacion.espana@engie.com)

**Teléfono:** 919023033

## Factorenergía

# Autoconsumo doméstico con batería: el camino hacia la independencia energética

**Los consumidores pueden reducir su factura, ganar autonomía y tomar el control total de su consumo energético, convirtiéndose en protagonistas activos de la transición energética**

elEconomista.es.

**E**l autoconsumo solar en el ámbito doméstico se ha consolidado como una de las soluciones más eficaces para reducir la dependencia de la red eléctrica, ahorrar en la factura de la luz y avanzar hacia un modelo energético más sostenible. Y si a la instalación de placas solares le sumamos una batería y un sistema de respaldo, la independencia energética se convierte en una realidad al alcance de cualquier hogar.

Las baterías permiten almacenar la energía generada durante el día para utilizarla por la noche (cuando el precio de la energía de red es más elevado) o en momentos de baja producción solar. El respaldo consta de un inversor híbrido con un sistema de gestión de la energía para que la vivienda pueda seguir funcionando incluso durante cortes eléctricos. Episodios recientes como el apagón eléctrico que afectó a miles de hogares en España, evidencian la importancia de contar con este tipo de soluciones que ofrecen ahorro, continuidad y autonomía.

Pero la revolución del autoconsumo no es solo tecnológica, sino también digital. A través de la App de Factorenergía, el usuario puede monitorizar en tiempo real toda la actividad energética de su hogar: conocer cuánta energía produce su instalación, cuánto autoconsume, cuánto consume de la red, cuánta vierte como excedente y cuánta puede llegar a almacenar.

Esta información permite tomar decisiones informadas, optimizar el uso de la batería y maximizar el rendimiento de la instalación. Esta digitalización pone al consumidor en el centro del sistema, dándole el control total de su energía y convirtiéndolo en protagonista activo de la transición energética.

Este modelo no solo maximiza la rentabilidad de la instalación, sino que convierte al consumidor en un agente activo dentro del sistema eléctrico, contribuyendo a la estabilidad del mismo. Cada vez son más los hogares que apuestan por producir, almacenar y gestionar su propia energía, impulsando un modelo descentralizado, renovable y sostenible.



**Autoconsumo con batería y sistema de respaldo de Factorenergía. eE**

En un contexto de precios eléctricos inestables y emergencia climática, el autoconsumo con batería, sistema de respaldo y control digital no es solo una alternativa viable: es la mejor inversión de futuro.

Factorenergía, pionera en autoconsumo en España, ofrece un servicio integral: estudio personalizado, instalación, gestión de subvenciones, mantenimiento, soporte técnico y financiación. Con más de 25 años de experiencia, sigue impulsando una transición energética fácil, segura y eficiente.

**Web:** [www.factorenergia.com](http://www.factorenergia.com)

**Email:** [solar@factorenergia.com](mailto:solar@factorenergia.com)



## Especialistas en soluciones de Autoconsumo, PPA's y Autogeneración.

Energía solar fotovoltaica, sistemas de almacenamiento (baterías) y EMS (gestión activa de la energía)

Descubre una nueva forma de consumir energía



**Ahorra** desde el primer día



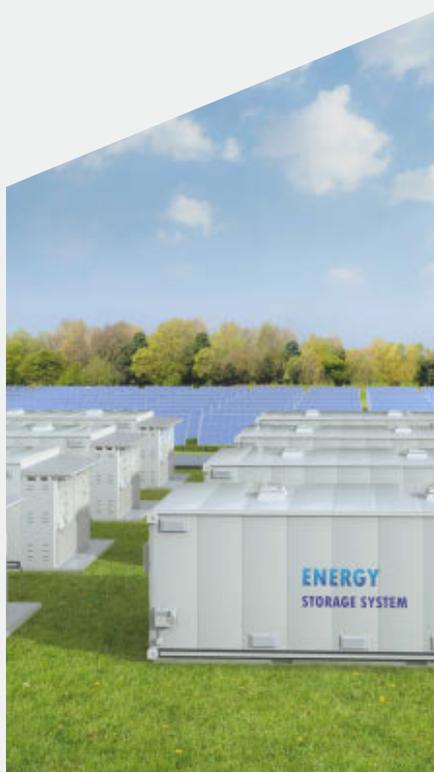
Obtén **visibilidad a largo plazo** del coste energético



Controla y **gestiona** la **energía** que consumes



**Reduce** tu huella de **carbono**



**No dudes en contactarnos:**

Cuanto antes apuestes por nuestras soluciones, antes empezarás a ahorrar

[www.opengy.com](http://www.opengy.com)

T. +34 919 917 147

E. [info@opengy.com](mailto:info@opengy.com)

## Fenie Energía

# Autoconsumo y representación: Fenie Energía conecta a productores y consumidores

**Fenie Energía representa a más de 3.000 productores renovables y ofrece soluciones accesibles de autoconsumo gracias a su red de instaladores profesionales**

elEconomista.es.

Desde 2012, Fenie Energía, comercializadora independiente en España, representa a productores de energía renovable en el mercado eléctrico. Actualmente, más de 3.000 productores, en su mayoría de tecnología solar fotovoltaica, confían en la compañía para maximizar el rendimiento de sus instalaciones. Esta experiencia convierte a Fenie Energía en un socio estratégico para quienes apuestan por una generación energética más sostenible, facilitando una gestión integral: desde la monitorización del estado de la planta hasta la gestión de garantías de origen, facturación o cumplimiento normativo.

La empresa ofrece soluciones adaptadas para cualquier tamaño o tecnología, poniendo al servicio de los productores una de las redes de expertos más amplias del país: sus Agentes Energéticos. Además, con herramientas como la plataforma Sigue+e, los productores pueden monitorizar la producción de su instalación. Recientemente, la compañía ha reforzado su propuesta con medidas como el abono de costes notariales para nuevos representados o precios más competitivos en representación para quienes ceden sus garantías de origen.

Además de ofrecer servicios de representación de productores, Fenie Energía impulsa soluciones de autoconsumo gracias a su red de Agentes Energéticos, que cuentan con el respaldo de la compañía para desarrollar proyectos personalizados para sus clientes. Con el apoyo de la Oficina Técnica de Fenie Energía, los Agentes pueden dimensionar adecuadamente cada instalación y facilitar su financiación mediante cuotas integradas directamente en la factura de luz o gas, haciendo más accesible la transición al autoconsumo.

Adicionalmente, aquellos clientes que hayan contratado una instalación de autoconsumo con alguno de sus instaladores y el suministro eléctrico con Fenie Energía, pueden beneficiarse de una compensación económica por la energía excedente que viertan a la red eléctrica.

Otro de sus productos estrella en el ámbito del au-



**Instalación de autoconsumo en una localidad de Cantabria realizada por Fenie Energía. eE**

toconsumo es Fenie Energía Monedero Solar, que permite acumular el importe de la factura que no se compensa para repercutirlo en futuras facturas, o sobre otro contrato de luz, gas o servicios de eficiencia.

La compañía ofrece una cobertura completa en el ámbito solar y prueba de ello es su alianza con ECODES para impulsar la creación de comunidades energéticas. Bajo este marco, y a través de sus Agentes Energéticos, ofrece un servicio de consultoría y asesora a municipios en el desarrollo de estas iniciativas, ofreciendo acompañamiento legal, técnico y comunicativo. Fenie Energía refuerza así su papel como actor clave en una transición energética accesible, conectada al territorio y basada en la cercanía de su red de Agentes y el conocimiento que tienen del sector.

**Web:** [www.fenieenergia.es](http://www.fenieenergia.es)

**Email:** [info@fenieenergia.es](mailto:info@fenieenergia.es)

**Iberdrola**

# Soluciones innovadoras a la medida de cada cliente

**La energética fue pionera en 2015 en ofrecer autoconsumo en su cartera de servicios. Hoy, su oferta destaca por adaptarse a las necesidades de cada usuario**

elEconomista.es.

Iberdrola se comprometió a abanderar la transición energética hace más de 20 años. En el ámbito del autoconsumo, en 2015 fue pionera en dar acceso a sus clientes al consumo de energía renovable de cercanía y, a su vez, a ayudarles a conseguir ahorros en la factura eléctrica de hasta un 70% y compensar los excedentes para seguir ahorrando en segundas residencias.

Para hacer llegar su propuesta a los diferentes usuarios, Iberdrola cuenta con diferentes alternativas donde, además, siempre se pueden añadir soluciones de almacenamiento. Tanto en el ámbito residencial como empresarial, la compañía apuesta siempre por la solución a medida de lo que necesita el cliente. El primer paso siempre es realizar un estudio basado en los hábitos de consumo del cliente. Después, se analiza la cubierta y se propone la solución idónea.

Entre las ventajas de su propuesta en el ámbito doméstico está el no tener que adelantar ningún pago. Además, acaba de lanzar el plan Smart Solar +, con el que el cliente puede tener la instalación prácticamente por la misma cuantía de su factura mensual de luz antes de contar con el autoconsumo. Para pymes, ofrece modalidades de renting a siete años y cortos periodos de inversión que se encuentran alrededor de los cinco años. "Es muy habitual el escenario que, al instalar la planta solar, la cuota mensual del renting sea menor que los ahorros que produce, por lo que se puede decir que las instalaciones se pagan solas", afirma Luis Gutiérrez, responsable de Smart Solar de Iberdrola.

Conscientes de que la mayoría de los consumidores viven en altura, en 2019 lanzó el producto de Comunidades Solares por el que permite acceder al autoconsumo sin necesidad de realizar ninguna instalación, ni inversión y sin compromiso de permanencia. En la actualidad, ya son más de 1.000 comunidades solares que dan acceso a más de 100.000 familias en España.

Además, durante los últimos años, Iberdrola ha sido promotor de grandes instalaciones para



**Instalación de autoconsumo realizada por Iberdrola. eE**

clientes industriales, ya sea en modelo PPA (Acuerdo de Compra de Energía, por sus siglas en inglés) o por inversión del cliente. La innovación en estos casos es clave: desde instalaciones en suelo, hasta en marquesinas o tejados curvos, pasando por instalaciones de sistemas flotantes en balsas de agua. "Prácticamente hay soluciones para todos los clientes. Durante el último año, además, se han emprendido proyectos que incorporan baterías a proyectos industriales, optimizando el autoconsumo del cliente", explica Gutiérrez.

**Web:** <https://www.iberdrola.es>

**Teléfono:** 919 03 45 69

**Naturgy**

# Supera los 100 MW en autoconsumo y gestiona unos 109.000 contratos

**La compañía ofrece tres años de mantenimiento incluido con la instalación y tres años de luz a 0€/kWh a quienes contraten una instalación fotovoltaica en su vivienda**

elEconomista.es.

**E**l autoconsumo energético en España ha alcanzado un punto de madurez, impulsado por regulaciones favorables, incentivos económicos y el creciente compromiso de las empresas con la transición energética. Gracias a la simplificación de trámites y la compensación de excedentes, producir energía propia se ha convertido en una alternativa rentable, tanto para particulares como para empresas.

Sus ventajas económicas y medioambientales lo convierten en una solución energética óptima para las familias que quieren producir su propia energía limpia. Los hogares pueden reducir hasta un 70% su factura eléctrica y, con las bonificaciones fiscales de hasta el 60% en el IRPF, la inversión se amortiza en un plazo atractivo, considerando que la vida útil ronda los 25 años. Además, el autoconsumo contribuye activamente a la descarbonización, disminuyendo la huella de carbono y reduciendo las emisiones contaminantes.

En este contexto, Naturgy se posiciona como un actor clave, promoviendo soluciones que facilitan el acceso a la energía solar y su almacenamiento. El pasado año, la compañía superó los 100 MW de potencia instalada en autoconsumo a nivel nacional. El nuevo portafolio de productos ha incrementado un 50% la demanda de Naturgy Solar, alcanzando 109.000 contratos de autoconsumo gestionados. Este crecimiento ha sido especialmente notable en el sector industrial, donde su solución PPA Onsite ofrece estabilidad en los costos energéticos sin necesidad de inversión inicial.

Para responder a las distintas necesidades de los consumidores, Naturgy lanzó un nuevo portafolio de productos solares -Basic, Plus y Premium- que combinan calidad y precios competitivos. La integración de la batería virtual ha sido un factor clave en la maximización del ahorro energético, permitiendo que el 70% de los clientes con este servicio hayan recibido facturas de electricidad a 0€.

Naturgy ofrece, actualmente, tres años de mantenimiento incluido con su instalación y lanza



**Instalación de placas fotovoltaicas en Aldea del Fresno (Madrid) realizada por Naturgy.**

eE

una campaña ofreciendo tres años de luz a 0€/kWh a quienes contraten una instalación fotovoltaica en su vivienda. También ofrece instalación de autoconsumo a clientes residenciales en viviendas unifamiliares o a través de comunidades solares, que permite a múltiples usuarios beneficiarse de este producto sin tener que invertir en la instalación fotovoltaica.

El autoconsumo ya es una realidad consolidada con un potencial de crecimiento significativo. Para afianzar su desarrollo, "es esencial seguir promoviendo medidas que faciliten su adopción", señalan desde Naturgy. "Con iniciativas como las de Naturgy, la energía solar y el almacenamiento inteligente se perfilan como pilares fundamentales en el futuro del mix energético español", añaden.

**Web:** [https://www.naturgy.es/hogar/solar/instalar\\_placas\\_solares](https://www.naturgy.es/hogar/solar/instalar_placas_solares)

**Email:** [ventas\\_servisolar@naturgy.com](mailto:ventas_servisolar@naturgy.com)

**Teléfono:** 936 165 630

# AHORRA, CRECE Y PROTEGE TU NEGOCIO.

Reduce costes y gana independencia energética gracias al autoconsumo. Impulsa tu negocio, sin inversión inicial con nuestras soluciones PPA.



Hasta un 85%  
de subvención  
para baterías en  
la industria



Haz que tu energía  
impulse tu negocio.



## NetOn Power

# Autoconsumo, almacenamiento y descarbonización industrial en modalidad PPA

**El grupo opera en España e Italia desarrollando plantas de autoconsumo, baterías detrás del contador y equipos de descarbonización a través de contratos PPA 'on-site'**

elEconomista.es.

**N**etOn Power es una plataforma creada en 2021 por un equipo de directivos del sector energético de la mano del fondo de private equity Quantum Capital Partners para impulsar el desarrollo del autoconsumo industrial en Europa, contando ya con presencia en España e Italia.

La compañía ofrece soluciones de autoconsumo, descarbonización y almacenamiento detrás del contador a grandes consumidores industriales mediante la financiación, construcción y explotación de instalaciones. El cliente no tiene que incurrir en ninguna inversión, accediendo a través de un PPA "on-site" a unos ahorros sustanciales en su factura eléctrica a un precio fijo y contribuyendo a una descarbonización tangible de su sistema de producción.

En España, NetOn se ha fijado el objetivo de desarrollar 300 MW de proyectos de autoconsumo para clientes industriales en 5 años, habiendo confirmado ya más de 90 MW de PPAs. Algunos ejemplos de proyectos de autoconsumo que NetOn está desarrollando incluyen:

- Proyecto de 4,5 MW para Laboratorios Indas en Novés (Toledo), de ellos 1,2 MW sobre cubierta y 3,3 MW en terrenos adyacentes. NetOn suministrará electricidad a Laboratorios Indas durante 15 años. Esta instalación, que se finalizará en Julio de 2025 permitirá a la citada empresa cubrir el 23% de su consumo y será una de las cuatro mayores instalaciones de autoconsumo en Castilla-La Mancha.
- Planta en suelo de 4,7 MW para Pascual en terrenos próximos a su fábrica de Aranda de Duero. Esta instalación, sumada a la planta de 3 MW que va a desarrollar la empresa en la cubierta, convertirá al Grupo Pascual en uno de los cinco mayores autoconsumidores de Castilla y León.
- Instalación de 4,8 MW para Harinera Villafranca en terrenos cercanos a su fábrica en Santa Margarida i Els Monjos (Barcelona). A través de un PPA a 15 años, permitirá al cliente cubrir el 31% de su consumo de electricidad.



**Instalación de autoconsumo realizada por NetOn Power. eE**

- Planta de autoconsumo en suelo para Grupo Acideka con una potencia de 4,4 MW en 2 fases en Lantarón (Álava). La Fase 1 (2,1 MW de potencia), se dedicará a cubrir principalmente el consumo eléctrico de un electrolizador que producirá hipoclorito e hidrógeno mientras la Fase 2 (2,3 MW) alimentará una caldera eléctrica con almacenamiento térmico destinada a la descarbonización del suministro de calor de proceso.

**Web:** <https://netonpower.com>  
**Email:** [info@netonpower.com](mailto:info@netonpower.com)

## Octopus Energy

# Autoconsumo empresarial: de la cubierta a la cuenta de resultados

**La energética se ha posicionado como un socio estratégico para empresas medianas que tienen consumos energéticos relevantes y necesidades específicas**

elEconomista.es.

**E**n los últimos años, la energía solar ha dejado de ser una opción exclusivamente sostenible para convertirse en una herramienta clave frente a la volatilidad de los precios energéticos y la presión sobre los costes operativos. En 2024, se instalaron más de 1.180 MW de autoconsumo en España, según datos del sector. Aunque el ritmo se ha moderado ligeramente en el primer trimestre de 2025, el interés empresarial se mantiene. Más allá del ahorro inmediato en la factura, contar con un sistema de autoconsumo permite reducir la dependencia de las oscilaciones de precios en el mercado eléctrico, y aporta una mayor capacidad de anticipación y control en la gestión energética, clave en sectores con procesos críticos o márgenes ajustados.

En entornos con alta demanda energética como el agroalimentario o el industrial, una instalación bien dimensionada supone un ahorro medio del 49% del coste eléctrico anual. Pero el verdadero valor está en su capacidad de conseguir que la energía deje de ser un coste variable difícil de prever, lo que permite mejorar la planificación financiera. En uno de los proyectos más recientes realizados por Octopus Energy, una empresa del sector del frío industrial ha conseguido reducir un 40% su factura eléctrica gracias a una instalación fotovoltaica que cubre el 38% de su consumo total.

La energética se ha posicionado como un socio estratégico para empresas medianas, a menudo olvidadas en los grandes planes de transición energética, que, sin ser grandes corporaciones, tienen consumos energéticos relevantes y necesidades específicas. Su enfoque, centrado en acompañarlas de forma cercana y personalizada, les permite dejar atrás la complejidad técnica y empezar a entender la energía como una palanca de autonomía y competitividad.

Además, más allá del factor económico, el autoconsumo también refuerza el posicionamiento reputacional de las empresas. En una época donde las personas valoran cada vez más los compromisos me-



**Instalación de autoconsumo industrial ejecutada por Octopus Energy. eE**

dioambientales, producir energía renovable en origen envía un mensaje claro y medible.

En este contexto, para muchas compañías la cubierta de sus naves industriales ha dejado de ser una superficie infrautilizada. Hoy representa el punto de partida hacia una mayor autonomía energética y, en consecuencia, una mejor salud financiera.

**Web:** <https://octopusenergy.es>  
**Email:** [hola@octopusenergy.es](mailto:hola@octopusenergy.es)  
**Teléfono:** 960 05 99 50

Opengy

# Seguir creciendo en autoconsumo e integrar soluciones de almacenamiento

**Opengy ha desarrollado un track record con más de 200 MW en proyectos de generación distribuida y PPAs. Sus instalaciones generan más de 50 GWh anuales**

elEconomista.es.

Opengy, empresa española especializada en nuevas soluciones para el suministro y gestión de energía eléctrica renovable para empresas (autoconsumo, autogeneración, PPAs, almacenamiento, cargador VE y EMS), se ha posicionado como un referente en el mercado energético gracias a su enfoque innovador y personalizado. Fundada en 2018, Opengy ha desarrollado un sólido track record con más de 200 MW en proyectos de generación distribuida y PPAs.

La compañía ofrece una amplia gama de soluciones, tanto en el ámbito "on-site" o "detrás del contador" (autoconsumo, almacenamiento, PPA On-Site® y Energy Management), como "off-site" (autogeneración y PPAs), que se adaptan a las necesidades de cada cliente. Sus servicios abarcan desde consultoría energética, implementación de soluciones mediante contratos "llave en mano" o EPC (engineering, procurement and construction), así como la operación y mantenimiento de las mismas.

Opengy se dirige principalmente a empresas que buscan reducir sus costes energéticos y su huella de carbono, además de mejorar su autonomía energética. Entre sus clientes se encuentran empresas de distintos sectores: industria primaria, agroalimentaria, logística, textil, servicios o retail. Entre sus proyectos, destacan la instalación en el parking del Hospital Infanta Leonor en Madrid, la mayor instalación de PPA On-Site® sobre cubierta en España para el Grupo Losán en Soria o la primera planta solar fotovoltaica en suelo conectada a la red de distribución de la Comunidad de Madrid de 11 MWp.

Sus instalaciones generan más de 75 GWh anuales, energía suficiente para abastecer a más de 15.000 hogares y evitar la emisión de más de 25.000 toneladas de CO2 al año. Su enfoque en materia de innovación permite a Opengy aplicar tecnologías de vanguardia. Fue pionera en ofrecer PPAs On-Site® en España y ahora está orientada en avanzar en soluciones almacenamiento, digitalización y sistemas de gestión activa de la energía, utilizando inteligencia artificial y big data.



**Planta solar fotovoltaica Neosol construida por Opengy (Villanueva del Pardillo). eE**

Su previsión es seguir creciendo en el mercado del autoconsumo y la generación distribuida e integrar soluciones de almacenamiento energético, compatibles con instalaciones nuevas y existentes. Para ello ha desarrollado un software que permite optimizar el diseño y dimensionamiento de una instalación de almacenamiento y gestión energética en función de las necesidades de cada cliente. Opengy, que viene del concepto "open energy", tiene el compromiso de participar en la transición energética y acompañar al consumidor, poniendo a su disposición nuevas soluciones y herramientas para conseguir un suministro de energía más limpio, competitivo, seguro y transparente.

**Web:** <https://www.opengy.com>

**Email:** [info@opengy.com](mailto:info@opengy.com)



Preparamos tu estudio gratis  
**900 377 538**  
solar@factorenergia.com

# ¿Te imaginas seguir disfrutando de electricidad, aunque se vaya la luz?

Sabemos lo importante que es tener luz cuando más la necesitas y por eso, en Factorenergía, tenemos la solución **para que siempre tengas electricidad**, de noche, en días nublados o en caso de apagones.

## Batería solar física + Sistema de respaldo



**Independencia TOTAL** energética de la red



**Ahorra hasta un 70%** en la factura de la luz



**Autoconsume hasta el 100%** de tu energía



**Maximiza la valoración** de tus excedentes



**Financia a tu medida** desde solo 58 € al mes



Batería Huawei con **10 años de garantía**

Tanto si ya tienes placas, como si no, **tenemos una solución adaptada a ti.**

Contacta con nosotros para realizar tu estudio gratis.



900 377 538



solar@factorenergia.com



Tu estudio **gratis** aquí



**¡Los precios de las baterías han bajado! ¡Aprovechalo!**

## Plenitude

# Plenitude Solar Free: dos años de coste de energía gratuitos para hogares y pymes

**Plenitude es una de las empresas con más experiencia en soluciones solares, gracias a su amplia oferta de productos y servicios adaptados a las necesidades de cada cliente**

elEconomista.es.

**E**spaña es uno de los países con mayor potencial para la producción de energía solar fotovoltaica y está a la vanguardia de una transición energética impulsada en gran medida por el autoconsumo. Tanto empresas como particulares están adoptando sistemas solares fotovoltaicos, no solo para reducir sus facturas de electricidad, sino también para contribuir a reducir el impacto medioambiental derivado de su consumo energético.

En este contexto, Plenitude, compañía controlada por Eni, con más de 10 millones de clientes a nivel global, es una empresa que cuenta con experiencia en soluciones solares, tanto para particulares como para empresas. En España y Portugal, más de 450.000 clientes ya confían en Plenitude, gracias a su amplia oferta de productos y servicios adaptados a las necesidades de cada cliente.

Plenitude ofrece una gama completa de soluciones de autoconsumo solar, incluyendo instalaciones fotovoltaicas a medida, baterías de almacenamiento de energía solar y su innovador plan 'Plenitude Solar Free', diseñado para facilitar la adopción de energía solar con múltiples ventajas para empresas y particulares. De entre todas ellas, una de las más atractivas es, sin duda, la oferta de dos años de coste de energía gratuitos para aquellos hogares y pymes que instalen placas solares en sus tejados y contraten el suministro de energía con la tarifa de Plenitude para el desarrollo de la instalación. Una promoción dirigida a clientes domésticos y empresas que contraten una instalación solar con una potencia de hasta 10 kW y sin necesidad de instalar baterías de almacenamiento de electricidad.

El proceso de adopción de Plenitude Solar Free consta de cuatro pasos. En primer lugar, se realiza un estudio gratuito para ofrecer una solución fotovoltaica personalizada. A partir de aquí, la empresa apoya al cliente encargándose de tramitar las obras y obtener los permisos y licencias. Una vez están listos, se instalan y conectan los paneles solares, permitiendo que los usuarios puedan disfrutar de la energía de manera inmediata. Y contratando el su-



**Instalación de autoconsumo ejecutada por Plenitude. eE**

ministro de energía con Plenitude, el cliente puede activar la promoción Solar Free, beneficiándose así de un descuento del 100% en el coste de la energía por dos años. Este beneficio está directamente integrado en la factura en la cual el cliente solo debe abonar los conceptos regulados de la misma, lo que permite maximizar el ahorro desde el primer día. Con esta iniciativa, Plenitude reafirma su compromiso con la transición energética, facilitando a particulares y pymes la adopción de medidas de autoconsumo a costes altamente competitivos.

**Web:** <https://eniplenitude.es/solarfree>

**Email:** [clientes.solar@eniplenitude.es](mailto:clientes.solar@eniplenitude.es)

## Quantica

# Almacenamiento inteligente para acelerar la independencia energética de los clientes

**Con más de 8.200 instalaciones activas en toda España, la compañía crece un 38% en número de instalaciones y acelera la adopción de baterías solares como respuesta a la volatilidad energética**

elEconomista.es.

**E**n un entorno marcado por la necesidad de seguridad energética, Quantica, ingeniería solar del gigante coreano Grupo Hanwha, ha consolidado su posición como uno de los principales impulsores del autoconsumo solar en España.

En 2024 creció un 38% en número de instalaciones y añadió 42 MW de nueva potencia, alcanzando los 180 MW acumulados y las 8.200 instalaciones activas en todo el país.

Este crecimiento sostenido ha sido posible gracias a su modelo integral, con más de 200 profesionales propios y una propuesta que cubre todo el ciclo energético: desde el diseño e instalación hasta la financiación, mantenimiento y suministro de energía.

El canal residencial ha mantenido su impulso con 1.856 instalaciones domésticas, un 42% más que el año anterior, de las cuales el 24% incluyen baterías solares. Estas soluciones permiten almacenar energía en horas valle, reducir la dependencia de la red y mantener el suministro incluso en situaciones de corte.

En paralelo, el canal industrial se ha fortalecido con 183 proyectos, destacando el modelo PPA sin inversión inicial, que creció un 21% en 2024 y ha sido adoptado por empresas como Ametller Origen, Damosa o Porcelanosa.

La demanda de almacenamiento ha experimentado un auténtico punto de inflexión tras el apagón del pasado mes de abril. En cuestión de días, las solicitudes de sistemas de respaldo se multiplicaron por 10 y el interés por instalaciones con baterías aumentó un 150%, tanto en hogares como en industrias.

Esta tendencia pone de relieve la creciente conciencia sobre la necesidad de independencia energética frente a un sistema cada vez más expuesto a tensiones geopolíticas y climáticas.

Con más de 8.200 instalaciones activas en toda Es-



**Autoconsumo ejecutado por Quantica en la empresa Frutinter. eE**

paña, Quantica se afianza como un referente para quienes apuestan por una energía más predecible, autónoma y sostenible.

**Web:** [www.quanticarenovables.com](http://www.quanticarenovables.com)

**Email:** [info@quanticarenovables.com](mailto:info@quanticarenovables.com)

**Teléfono:** 900 861 843

**Repsol**

# Solmatch: Más de 600 comunidades solares de las que se beneficiarán 80.000 hogares

**La compañía desarrollará en Zaragoza su mayor proyecto de comunidades solares en España, que sumarán una capacidad total instalada de 2,7 MW.**

elEconomista.es

La generación distribuida es una de las soluciones de Repsol dentro de su apuesta por dar a los clientes la energía que necesita. Para ello, la compañía ha desarrollado una cartera de productos muy completa que se adapta a las necesidades y preferencias de cada segmento de mercado.

En concreto, Repsol promueve, además de soluciones de autoconsumo 'llave en mano', tanto comunidades energéticas, como comunidades solares que brindan autoconsumo como servicio, hibridando algunas de estas soluciones con almacenamiento.

Repsol Solmatch es una modalidad de autoconsumo colectivo como servicio, con la que la compañía crea comunidades solares en zonas urbanas y empresariales, donde los clientes pueden asociarse a una instalación fotovoltaica cercana.

Solmatch ha sido una fórmula pionera en España por parte de Repsol, que cuenta actualmente con más de 600 comunidades solares repartidas por todo el país, en distintas fases de implantación, que permitirán a cerca de 80.000 hogares potenciales la posibilidad de consumir energía solar sin necesidad de llevar a cabo una instalación propia. Estas comunidades contribuirán a reducir, aproximadamente, unas 10.300 toneladas de CO2 al año.

Uno de los hitos del último año ha sido la licitación por la que Repsol desarrollará, en la ciudad de Zaragoza, su mayor proyecto de comunidades solares en España, que sumarán una capacidad total instalada de 2,7 MW y que podrían dar oportunidad de consumir energía solar a 6.300 hogares potenciales.

En cuanto a las Comunidades Energéticas Locales, Repsol cuenta con Edinor, empresa especializada en esta materia, con un modelo que facilita el desarrollo de proyectos de generación distribuida renovable mediante el autoconsumo colectivo instalado en cubiertas municipales. Actualmente, son más



**Paneles fotovoltaicos de Solmatch en una comunidad de vecinos de Madrid. eE**

de 250 ayuntamientos los que están participando en estas iniciativas, que agregan una potencia solar instalada de cerca de 20 MW y se espera que, en los próximos meses, se superen las 10.000 familias y comercios con los autoconsumos activados y, por lo tanto, accediendo a energía solar generada en sus propios municipios.

Sin ser autoconsumo, la solución Click&Go también permite proporcionar al cliente los beneficios de disponer de acceso a energía fotovoltaica en su factura.

Además, Repsol, en unión con Movistar, sigue apostando por el desarrollo de soluciones de energía solar a través de Solar360.

**Web:** <https://www.repsol.es/particulares/hogar/energia-solar>

**Energía confiable  
para un futuro descarbonizado**



[www.enagas.es](http://www.enagas.es)





**Laura Gonçalves**  
Directora general de Powerdot en España

## Madrid y la movilidad eléctrica: del futuro al presente urbano

La Comunidad de Madrid avanza con paso firme hacia un sistema de transporte más limpio y eficiente. La movilidad eléctrica ya no es una opción minoritaria: se está convirtiendo en una alternativa real y creciente para miles de conductores en la región. Y ese cambio, más allá de las cifras, empieza a percibirse en los hábitos de desplazamiento y en la disponibilidad de infraestructuras.

Durante los primeros cuatro meses de 2025, la Comunidad registró un 70,7% más de matriculaciones que en el mismo periodo del año anterior, según datos de ANFAC. Con casi 40.000 unidades, Madrid concentró el 39,15% de todas las matriculaciones de vehículos electrificados en España, situándose claramente a la cabeza del cambio, tanto en volumen como en proporción respecto al resto de autonomías.

Este crecimiento en matriculaciones se ve respaldado por una infraestructura de recarga en constante expansión. Según el Barómetro de ANFAC, Madrid concentra el 14,2% de los puntos públicos instalados en España y ha registrado un incremento del 24,3% interanual, con una implantación creciente de cargadores rápidos y ultrarrápidos. La combinación de una red sólida y una adopción sostenida del vehículo eléctrico se refleja en un índice de electromovilidad de 48,3 puntos -muy por encima de la media nacional (15,6) y europea (13,6)-, que mide el grado de desarrollo del modelo eléctrico en cada territorio a partir de estos dos factores clave.

Madrid desempeña así un papel estructural en la transición energética del país. Su densidad urbana, la concentración de servicios y la actividad comercial la convierten en un territorio clave para poner en marcha y consolidar nuevas soluciones de recarga adaptadas al entorno urbano.

Uno de los modelos de recarga que está ganando peso en este contexto es el de la carga en destino, que permite recargar el vehículo mientras se realiza una actividad cotidiana, como hacer la compra, acudir a un restaurante, trabajar o practicar deporte. Este enfoque reduce la necesidad de desplazamientos específicos y contribuye a normalizar el uso del vehículo eléctrico en entornos urbanos. El in-



forme *State of the Industry 2025*, publicado por ChargeUp Europe, apunta precisamente hacia esta dirección, señalando un aumento de las inversiones en soluciones que integren la recarga en espacios de uso diario. De hecho, según este estudio, más del 90% de las recargas públicas en Europa ya se realizan en destino, lo que incluye lugares como supermercados, hoteles, centros comerciales, hospitales, restaurantes u oficinas.

La Comunidad de Madrid, con su dinamismo económico y urbano, se presta de forma natural a este modelo. En este marco, distintos operadores de puntos de recarga están reforzando su presencia en la región, como Powerdot, por ejemplo, que reúne una inversión de 10 millones de euros para desplegar infraestructura de carga rápida y ultrarrápida en ubicaciones cotidianas como centros comerciales, supermercados u hoteles, con el objetivo de acompañar al usuario en sus desplazamientos habituales sin alterar su rutina.

Este despliegue privado cobra aún más relevancia si consideramos que, según el mismo informe, el 90% de la inversión en infraestructura pública de recarga en Europa proviene del sector privado. Este dato refuerza la importancia de generar marcos normativos estables, ambiciosos y coordinados, capaces de facilitar y escalar esta inversión.



■  
**Madrid concentra el 14,2% de los puntos públicos instalados en España y ha registrado un incremento del 24,3% interanual**  
 ■

El impulso institucional también está jugando un papel clave. Madrid ha sido la primera comunidad en activar la extensión del Plan MOVES III, el principal programa estatal de incentivos para la adquisición de vehículos eléctricos y la instalación de puntos de recarga. Con una dotación total de 400 millones de euros, más de 54 millones se han asignado a la región, consolidando el respaldo público a un modelo de movilidad más sostenible. Estas ayudas permiten alinear esfuerzos públicos y privados para facilitar un despliegue coherente con las necesidades reales del usuario.

El contexto europeo también apunta en esta dirección. La Estrategia de Movilidad Sostenible de la Comisión Europea y el Reglamento sobre Infraestructura de Combustibles Alternativos (AFIR) marcan objetivos ambiciosos para garantizar una red de recarga densa, interoperable y centrada en el usuario. Pese a ciertos debates en torno a los plazos y la viabilidad del calendario de descarbonización –como el fin de ventas de coches térmicos en 2035–, la hoja de ruta europea mantiene su orientación clara: electrificar el transporte, reducir emisiones y consolidar una red de recarga que lo haga viable.

En este camino, el crecimiento de los cargadores rápidos y ultrarrápidos en entornos urbanos es otra tendencia al alza, impulsada por la demanda de recargas más ágiles y compatibles con el ritmo de vida de las ciudades. Al mismo tiempo, persisten retos como la falta de interoperabilidad entre operadores, la burocracia en la concesión de permisos o los plazos de conexión a red, todos ellos señalados por el informe como barreras clave que conviene abordar con urgencia.

La transformación de la movilidad en Madrid no se basa en declaraciones, sino en indicadores objetivos: más vehículos eléctricos, más infraestructura y un marco normativo que responde. La clave ahora es mantener este impulso con una estrategia centrada en la utilidad, la accesibilidad y la integración urbana. Solo así, el coche eléctrico está dejando de ser una alternativa para consolidarse como una opción habitual, práctica y preferente.

Madrid se encuentra en un punto de inflexión: cuenta con los elementos clave –demanda, infraestructura, inversión privada e impulso institucional– para liderar no solo a nivel nacional, sino también como referencia europea. Si mantiene este ritmo, puede convertirse en un ejemplo de cómo la movilidad eléctrica transforma de forma tangible la vida urbana.

## Precios de los carburantes



	España	Austria	Bélgica	Bulgaria	Chipre	Rep. Checa	Croacia	Dinamarca	Estonia
GASOLINA	1,463€	1,517€	1,582€	1,192€	1,338€	1,369€	1,472€	1,983€	1,563€
DIÉSEL	1,364€	1,506€	1,655€	1,179€	1,390€	1,316€	1,420€	1,740€	1,403€



## La nueva generación de carburantes conquista las gasolineras

Repsol, Moeve, bp y Galp amplían su gama de carburantes, con productos más eficientes y la entrada de combustibles cien por cien renovables

Concha Raso.

Surtidor Repsol. Repsol

La descarbonización del transporte es un pilar fundamental en la lucha contra el cambio climático. Para avanzar hacia un modelo energético más limpio, las principales compañías del sector están redoblando esfuerzos e invirtiendo en combustibles más eficientes, sostenibles e innovadores, capaces de reducir emisiones sin comprometer el rendimiento de los vehículos.

Repsol ha lanzado el Diesel e+5, un nuevo gasóleo desarrollado en su Technology Lab con componentes que prolongan la vida útil del motor. Disponible en 122 estaciones de servicio, su fórmula patentada estabiliza el combustible, lo protege de la oxidación y neutraliza metales disueltos. También limpia progresivamente el sistema de alimentación, gracias a su alto poder detergente, y contiene un mar-

# Energía

elEconomista.es

## Precios de los carburantes



	Finlandia	Malta	P. Bajos	Polonia	Portugal	Rumanía	Eslovaquia	Eslovenia	Suecia
GASOLINA	1,842€	1,340€	1,907€	1,342€	1,693€	1,421€	1,495€	1,451€	1,445€
DIÉSEL	1,710€	1,210€	1,648€	1,330€	1,535€	1,430€	1,393€	1,459€	1,471€

gador exclusivo para garantizar su calidad. Su diseño permite repostajes rápidos y sin espuma. Antes de fin de año, se espera su presencia en más de 200 gasolineras.

Además, Repsol refuerza su apuesta por los combustibles renovables con el Diésel Nexa 100% Renovable, producido a partir de residuos orgánicos. Disponible en más de 1.120 estaciones en España y Portugal, reduce hasta un 90% las emisiones netas de CO2 frente al gasóleo convencional. Este HVO (Hydrotreated Vegetable Oil), compatible con todos los motores diésel, ofrece mejor combustión y menor ruido por su alto índice de cetano. Hasta el 31 de julio, los clientes particulares que usen Waylet obtendrán un descuento adicional de 10 cts€/l. Repsol prevé cerrar el año con más de 1.500 puntos de venta y ya opera una planta renovable en Cartagena, con otra en Puertollano prevista para 2026.

### Moeve: Óptima y HVO para profesionales

Moeve también cuenta con una gama premium de combustibles, que denominan Óptima, mucho más eficientes que los tradicionales. Los clientes con vehículos gasolina pueden elegir entre Óptima 95, desarrollado para obtener el máximo rendimiento de los motores, y Óptima 98, recomendado para motores de alta relación de compresión y vehículos deportivos. Por su parte, los clientes con vehículos a gasóleo pueden elegir Óptima Diésel, un combustible dirigido a los que no sólo buscan una mayor limpieza del motor que aumente su vida útil, sino también una optimización del consumo.

Asimismo, Moeve también impulsa el uso de combustibles renovables entre sus clientes profesionales con el HVO 100, un diésel 100% renovable disponible desde 2023 en 16 estaciones españolas, que también suministra directamente en centros de trabajo de clientes profesionales. Producido en su parque energético en La Rábida (Huelva), este biocombustible reduce hasta un 90% las emisiones de CO2 sin necesidad de adaptar motores ni infraestructuras. Además, junto a Bio-Oils, la compañía construye en Palos de la Frontera la mayor planta de biocombustibles de segunda generación del sur de Europa. Con una inversión de 1.000 millones de euros, entrará en operación en 2026 y producirá 500.000 toneladas anuales de HVO 100 y combustible sostenible de aviación (SAF).



Usuario repostando en una estación de servicio Moeve. P. González

### bp: Active y bioenergy HVO

bp ofrece a sus clientes soluciones integrales que puedan ayudarles a generar un ahorro real a la hora de repostar. La compañía ofrece en todas sus estaciones de servicio en España (más de 700) los carburantes bp Ultimate con tecnología ACTIVE, diseñados para limpiar el motor desde el primer uso, mejorar la combustión, reducir el consumo y evitar averías. Esta tecnología contiene millones de molé-

Los nuevos carburantes son compatibles con los motores actuales de los vehículos

culas anti suciedad que prolongan la vida útil del motor y mejoran el rendimiento. Estudios en vehículos reales en España muestran que estos combustibles pueden aportar hasta 840 kilómetros adicionales al año frente a carburantes convencionales.

bp también está dando un impulso a la descarbonización del transporte en España con bp bioe-

# Energía

elEconomista.es

## Precios de los carburantes



	Francia	Alemania	Grecia	Hungría	Irlanda	Italia	Letonia	Lituania	Luxemburgo
<b>GASOLINA</b>	1,709€	1,743€	1,741€	1,463€	1,687€	1,696€	1,533€	1,401€	1,458€
<b>DIÉSEL</b>	1,557€	1,579€	1,487€	1,460€	1,643€	1,593€	1,480€	1,423€	1,392€

nergý HVO, un diésel 100% renovable derivado de aceites vegetales hidrotratados, como el aceite de cocina usado, tratados primero con hidrógeno y después procesadas para producir el combustible. El producto reduce al menos un 85% las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes respecto al diésel fósil, medido "del pozo a la rueda". Es compatible con vehículos autorizados para utilizar combustibles EN 15940 y se comercializa en seis estaciones estratégicas en la Península Ibérica, así como en otros países europeos como Reino Unido, Alemania, Austria y Países Bajos. Entre sus principales clientes destacan Lodisna, que recibirá cuatro millones de litros en 24 meses, y Loomis, con un acuerdo de suministro de hasta 10 millones de litros antes de 2030.

### Galp: Evologic y HVOne

Galp avanza en su estrategia de descarbonización

**Los HVO son combustibles renovables fabricados a partir de desechos y residuos**

con una oferta energética centrada en combustibles de bajas emisiones para la Península Ibérica. Entre sus nuevos productos destaca Galp Evologic Extra, un combustible lanzado este año y disponible en más de 400 estaciones de servicio en todo el país, que incorpora aditivos que mejoran el rendimiento del vehículo y ayudan a proteger el motor, permitiendo un mayor ahorro en el consumo de combustible. La nueva fórmula es compatible con todo tipo de motores. Su uso continuado puede proporcionar hasta 65 kilómetros adicionales por depósito.

En el caso de los combustibles renovables, Galp cuenta con Diésel 100% Renovable (HVO), un biocombustible a base de residuos orgánicos que puede reducir las emisiones hasta en un 90%. Es apto para el transporte terrestre difícil de electrificar y se comercializa tanto en gasolineras como directamente a empresas. Este mes de junio, Galp lanzará en España Galp HVOne, un HVO aditivado premium que mejora la combustión y eleva la eficiencia energética del gasóleo renovable.



Estación de servicio Galp. Galp

La compañía ha destinado 400 millones a su refinería de Sines (Portugal) para una planta que producirá 270.000 toneladas anuales de HVO y SAF desde 2026, y 250 millones para una planta de hidrógeno verde de 100 MW que sustituirá el 20% del hidrógeno gris actual.

## Empresas

**El CEO de bp, Murray Auchincloss, visita la refinería de Castellón**

Murray Auchincloss, CEO global de bp, ha visitado por primera vez la refinería de la empresa en Castellón, lo que demuestra el firme compromiso de la multienergética con España, uno de sus mercados más importantes en Europa y el mundo. bp ha invertido más de 1.000 millones de dólares en esta refinería en la última década. Este activo también se ha posicionado como un motor clave del desarrollo económico y social local, empleando directa-

mente a 550 personas y contando con más de 600 contratistas externos. La planta tiene una capacidad de procesamiento de 110.000 barriles diarios. Castellón avanza en su proceso de descarbonización y transformación en un hub de energía integrada con la construcción, junto con Iberdrola, de una planta de hidrógeno verde de 25 MW que estará operativa en el segundo semestre de 2026 y evitará la emisión de hasta 23.000 toneladas de CO2 al año.

## Empresas

**Repsol ilumina con energía solar la Feria del Libro de Madrid**

Por segundo año consecutivo, la Feria del Libro de Madrid, que se celebró entre el 30 de mayo y el 15 de junio en el Paseo de Coches del Retiro, ha contado con Repsol como socio en multienergía. En su 84ª edición, ha funcionado por primera vez con energía solar gracias a 176 paneles solares de Repsol que han generado energía 100% renovable para el recinto. Además, como ya hizo en la edición anterior, la compañía ha suministrado combustibles

100% renovables para los distintos pabellones de la Feria: en esta ocasión, aproximadamente 2.000 litros han contribuido a evitar la emisión de más de 5,5 toneladas de CO2. Un año más WiBLE, el servicio de carsharing impulsado por Repsol y Kia, ha contado con ofertas específicas para el público de la Feria del Libro. Actualmente, WiBLE dispone de una flota de más de 600 coches con etiqueta CERO en la Comunidad de Madrid.

## Almacenamiento

**Exolum invertirá 200 millones en el Aeropuerto de París**

Exolum ha iniciado la operación del almacenamiento de combustibles y la red de distribución en el Aeropuerto París-Charles de Gaulle. La compañía gestionará y mantendrá dichas instalaciones tras resultar adjudicataria de una concesión a 20 años por Aéroports de Paris (ADP). De acuerdo con el Grupo ADP, Exolum invertirá más de 200 millones de euros en el mantenimiento y mejora de las infraestructuras de almacenamiento y suministro existentes,

así como en el desarrollo de nuevas capacidades. Para llevar a cabo la operación Exolum ha constituido un equipo de más de 30 personas en plantilla de las que casi la mitad proceden del operador saliente. Las instalaciones actuales del aeropuerto de París-Charles de Gaulle cuentan con una capacidad de almacenamiento de 82.000 m3, distribuida en dos tanques de almacenamiento de expedición y una red de hidrante de más de 81 kilómetros.

## Aniversario

**OnTurtle celebra su 30 aniversario con un evento en Barcelona**

OnTurtle ha celebrado sus 30 años de historia junto con amigos, partners y profesionales en la cuarta edición del #AfterSIL, un *afterwork* exclusivo que la compañía organiza cada año en el marco de la Feria de Logística, Transporte, Intralogístico y Supply Chain (SIL). OnTurtle nació en 1995 en La Jonquera con la primera área de servicio exclusiva para transportistas en España. Ubicada en un enclave estratégico para la movilidad de mercancías en Eu-

ropa, la estación cuenta con más de 30.000 metros cuadrados. Actualmente, OnTurtle ofrece a sus clientes una red internacional con más de 1.800 estaciones, incluyendo energías alternativas como el Bio GNL y el HVO, y un amplio catálogo de servicios que acompaña al conductor profesional en toda su ruta. OnTurtle también gestiona una red de parkings seguros con más de 500 estacionamientos en Europa, algunos con reserva online anticipada.

**Andrés Jiménez**

Socio de Derecho Público y Regulatorio en Eversheds Sutherland

## ¿Están sujetos los pequeños productores de electricidad a la Directiva NIS 2 sobre ciberseguridad?

La Directiva 2022/2555 sobre ciberseguridad (Directiva NIS 2) obliga al sector de la energía y, en particular, a las empresas eléctricas (generación, distribución...) que efectúen la función de suministro. Las entidades incluidas en ese sector quedan sujetas al cumplimiento de los requerimientos que impone la Directiva, siempre que concurren los parámetros mínimos previstos en la misma: 10 millones de volumen de negocio y 50 empleados.

Con esos condicionantes económicos, la Directiva no sería aplicable a una gran parte de las empresas que generan y suministran electricidad a partir de fuentes renovables, puesto que la titularidad de cada instalación se corresponde con una sociedad vehículo (SPV) que, aun alcanzando la cifra de negocio indicada, difícilmente alcanzaría el segundo de los parámetros aludidos (50 empleados). Es por ello por lo que la Directiva establece ciertas excepciones que hacen que determinadas entidades puedan quedar sujetas, con independencia de sus datos de facturación y empleo.

Sintetizando lo que señala la Directiva NIS 2, podemos afirmar que, aun sin llegar a los parámetros económicos indicados, quedarán sujetas aquellas entidades que tengan en el mercado una posición tal que un fallo en la producción o el suministro produzca efectos sistémicos, impida el normal funcionamiento de la actividad económica o genere graves perturbaciones de la seguridad, la salud o el orden público. Además, las entidades declaradas críticas quedan obligadas por la Directiva, cualquiera que sea su tamaño.

La determinación precisa de las entidades sujetas al cumplimiento de las obligaciones que impone la Directiva NIS 2 corresponde al Gobierno, previa transposición de dicha Directiva. Como quiera que eso no ha sucedido, las pequeñas y medianas empresas generadoras de energía eléctrica pueden preguntarse si les afectan algunas de las circunstancias no cuantitativas descritas y, por tanto, si se hallan dentro del ámbito de aplicación de la Directiva.

Hasta ahora teníamos algunos indicios que apuntaban claramente hacia la posibilidad de que la respuesta consistiese en la aplicabilidad de la Directiva a la



mayoría de esas empresas, si no a todas. Esa previsión estaba fundada en lo dispuesto en la Directiva 2022/2557 sobre entidades críticas y, sobre todo, en el Reglamento Delegado (UE) 2023/2450 por el que se aprueba el listado de servicios esenciales que servirá de base para que los Gobiernos de los Estados miembros identifiquen las entidades críticas en sus respectivos territorios. En ese listado aparece el sector de la energía, subsector eléctrico, incluyendo la generación y el suministro. Y debemos señalar que ostentar la condición de servicio esencial constituye el primer criterio para que la empresa que presta ese servicio sea calificada como entidad crítica. Asimismo, como hemos dicho, la entidad crítica es, por definición y con independencia de sus datos económicos, una entidad incluida en el ámbito de aplicación de la Directiva NIS 2.

Todo ello permitía suponer que las empresas eléctricas se verían obligadas, salvo excepción, a cumplir con los imperativos que en materia de seguridad impone la Directiva NIS 2. La duda era si todas las empresas del sector estarían obligadas o si el Gobierno haría una distinción entre empresas eléctricas sujetas y excluidas. Inicialmente podía pensarse que las exclusiones afectarían a las pequeñas empresas con volúmenes de generación menores que, por su limitada aportación a la generación global de energía, serían susceptibles de quedar al margen de la obligación de implantar las estrictas medidas de seguridad que exige esa Directiva.



## La ciberseguridad se ha convertido en un asunto de vital importancia dentro del sector eléctrico

Sin embargo, la reciente publicación del Informe del Comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025 ha venido a despejar una parte de esas dudas y suposiciones. Conviene recordar que en el seno de dicho Comité se han constituido dos grupos de trabajo: uno relativo a la Operación del Sistema Eléctrico y otro de Ciberseguridad y Sistemas Digitales, lo que da una idea de la importancia atribuida al asunto de la ciberseguridad del sector eléctrico.

El Informe descarta la hipótesis del sabotaje informático como causa de la crisis, pero aprovecha la ocasión para poner de manifiesto las debilidades identificadas en cuanto se refiere a la ciberseguridad del sector: activos vulnerables, necesidad de reforzar los protocolos de autenticación, insuficiente segregación de las redes IT y OT, falta de evaluación continua...

Asimismo, el Informe destaca lo que es una de las peculiaridades del sector eléctrico español, en el que una gran cantidad de empresas de pequeño y mediano tamaño operan como generadores y, en consecuencia, propone ampliar el elenco de las entidades sujetas al cumplimiento de los requerimientos de la Directiva NIS 2, de modo que queden sujetas también las pequeñas empresas.

Si tenemos en cuenta que el citado Comité está compuesto por altos cargos de la Administración del Estado y presidido por la ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, la recomendación realizada tiene todas las posibilidades de plasmarse en una realidad, puesto que muchos de esos cargos tendrán un papel activo en la identificación concreta de las entidades sujetas al cumplimiento de las obligaciones que impone la Directiva NIS 2.

Por lo demás, como recuerda el propio Comité, la Directiva ofrece a los Gobiernos los instrumentos legales para incluir también a las pequeñas empresas en el ámbito de aplicación de la Directiva NIS 2. El Gobierno puede optar por declararlas entidades críticas, en cuyo caso quedarían obligadas a implantar el doble bloque de medidas de protección física y cibernética exigible a esas entidades. Alternativamente, el Gobierno puede invocar alguno de los criterios ya relacionados (efectos sistémicos, perturbación de la actividad económica...), de modo que las pequeñas empresas quedarían sujetas a la Directiva NIS 2 pero no a las obligaciones adicionales que son propias de las entidades críticas.

# La demanda de GNL en España se desploma un 24% en 2024

**España se ha convertido en el tercer país europeo que menos GNL importó en 2024, llevando al Continente a registrar una caída histórica del 19%, en un contexto de menor consumo de gas**

Concha Raso.

**E**l mercado mundial de gas natural licuado (GNL) en 2024 se mantuvo estable, a pesar de las marcadas diferencias entre regiones. El último informe anual elaborado por el Grupo Internacional de Importadores de GNL (GIIGNL), indica que las importaciones mundiales de gas licuado alcanzaron los 406 millones de toneladas (MT), lo que supone un incremento de tan solo un 1% respecto al año anterior, impulsado por Asia (+21 TM) y América (+2,6 TM), mientras que la demanda de Europa registró la mayor caída de su historia (-19%) en un contexto de menor consumo de gas. Esta tendencia continúa la desaceleración que comenzó en 2023, cuando el crecimiento se ralentizó un 2%.

Asia continuó siendo la mayor región importadora a nivel mundial en 2024, con una cuota de mercado del 69% y un crecimiento del 8%, alcanzan-

do las 282 TM. China consolidó su posición como el mayor importador mundial de GNL, con casi 79 TM importadas y un aumento de la demanda del 11% (+7,8 TM) gracias al incremento de la actividad industrial, así como a la creciente demanda de gas natural para la generación de energía.

India registró el segundo mayor repunte entre los importadores de GNL, alcanzando los 27 TM (+23%) debido al aumento de la demanda de refrigeración durante las olas de calor estivales. El mercado de Japón se mantuvo estable con 16 TM. Las importaciones de Corea del Sur y Taiwán aumentaron un 4% (47 TM) y un 5% (21,2 TM), respectivamente, mientras que las de Singapur lo hicieron un 26% (6,1 MT).

La demanda de GNL de Europa en 2024, con una cuota de mercado del 24% a nivel mundial, bajó en



Barco de GNL en alta mar. eE



Planta regasificadora de Enagás en el puerto de Barcelona. Europa Press

23 TM, lo que supuso un descenso del 19% hasta las 98 TM. El entorno europeo de demanda de gas, combinado con el uso del almacenamiento para satisfacer el consumo, permitió la redirección de cargamentos de GNL a Asia, donde la demanda iba en aumento.

Reino Unido registró la mayor reducción en las importaciones de GNL entre los mercados europeos, con una caída interanual de 7 TM (-45 %) en los volúmenes, pasando de 14,5 TM en 2023 a 8 TM. En España, las importaciones de GNL disminuyeron 4 TM (-24%), alcanzando un total de 12,7 TM. Al igual que en Reino Unido, esta contracción se debió, principalmente, a una fuerte caída de la demanda de gas para la generación de energía, ya que su participación en el *mix* eléctrico disminuyó del 29% al 16%. El cambio coincidió con un auge en la generación renovable, que suministró aproximadamente el 55% de la electricidad del país en 2024. EEUU redujo sus entregas de GNL a España en 1,6 TM, perdiendo su posición como principal proveedor del país, mientras que Rusia se convirtió en la principal fuente de GNL del país, aumentando su cuota de mercado del 27% al 37%.

Las importaciones de GNL a América en 2024 aumentaron un 21%, pasando de 12 TM a 15 TM en 2024. El mayor incremento se observó en Brasil, cuyas importaciones aumentaron 2 TM (un 300%) hasta alcanzar las 2,6 TM, que se utilizaron en la generación de energía para compensar el déficit de producción hidroeléctrica tras la sequía extre-

## Se acelera la capacidad global de licuefacción

**-Barcos:** La flota total de buques metaneros era de 831 a finales de 2024, de los que 52 son FSRU y 79 son buques de 30.000 metros cúbicos o menos. La capacidad total de carga se situó en 124 millones de metros cúbicos, mientras que la capacidad operativa total ascendió a 122 millones de metros cúbicos. El pasado año se entregaron un total de 67 embarcaciones frente a las 41 de 2023 y se encargaron 89 unidades frente a las 66 de 2023. La cartera de pedidos ascendió a 348 unidades, 103 de las cuales se programaron para su entrega en este 2025.

**-Plantas de licuefacción:** La capacidad global de licuefacción se aceleró en 2024, alcanzando los 492 MTPA, incluyendo 14 MTPA de unidades flotan-

tes de licuefacción (FLNG). Tres nuevos proyectos, con un total de 8,6 MTPA de capacidad de licuefacción, comenzaron en 2024, incluyendo dos FLNG que representan 2 MTPA. Los nuevos proyectos son Congo FLNG de 0,6 MTPA en la República del Congo, Arctic LNG 2 de 6,6 MTPA en Rusia y Altamira Fast LNG de 1,4 MTPA en México. En 2024 se realizaron operaciones de inversión en cuatro proyectos de licuefacción, con una capacidad total de unos 14 MTPA: Marsa LNG (1 MTPA) en Omán, Ruwais LNG (9,6 MTPA) en Emiratos Árabes Unidos, Cedar LNG (3,3 MTPA) en Canadá y un proyecto de GNL flotante (FLNG) de 1,2 MTPA en Indonesia.

**-Plantas de regasificación:** Aunque la capacidad de

regasificación global llegó a 1.188 MTPA en 2024, con la entrada en operación de 12 nuevas terminales o expansiones, el incremento neto fue de 49 MTPA, lo que representa una desaceleración en comparación con años anteriores. Asia continúa liderando el crecimiento de la capacidad, especialmente China, con 29 MTPA nuevos de capacidad, mientras que Europa y Sudamérica optaron por soluciones de GNL flotante. Tres terminales flotantes iniciaron operaciones en el Continente (2 en Alemania y 1 en Grecia), añadiendo 14 MTPA de capacidad de regasificación para reforzar la seguridad del suministro en Europa. Se pusieron en funcionamiento tres terminales de GNL basadas en FSRU en Brasil para un total de 13,5 MTPA.

ma de 2024. Las importaciones de GNL a Colombia también aumentaron 1,2 TM (un 154%) y alcanzaron las 2 TM en 2024, también por la sequía extrema.

Las importaciones de GNL a Argentina, sin embargo, disminuyeron un 49% y alcanzaron las 0,9 TM en 2024, impulsadas por el aumento de la producción nacional de la cuenca de Vaca Muerta y la expansión del gasoducto GPNK, inaugurado en 2023.

En Oriente Medio, las importaciones de GNL aumentaron un 60%, alcanzando las 11 TM, lo que marca un cambio notable para una región tradicionalmente conocida como gran exportadora. Esta reversión se debió principalmente a Egipto, que se convirtió en el mayor importador de GNL de la región con 2,5 TM, frente a una cifra prácticamente nula en 2023.

Jordania también experimentó un aumento en las importaciones de GNL, con un incremento de 0,7 TM hasta alcanzar las 0,8 TM. En Emiratos Árabes Unidos, las importaciones de GNL aumentaron en 0,3 MT, lo que refleja una creciente demanda interna de energía impulsada por una só-

### China se mantiene como mayor consumidor de GNL a nivel mundial

lida expansión económica y un rápido crecimiento demográfico.

### EEUU, líder exportador a nivel mundial

La Cuenca Atlántica sigue siendo la mayor región proveedora de GNL, con exportaciones totales que alcanzaron las 156 TM en 2024. Estados Unidos mantuvo su posición como principal exportador mundial de GNL en 2024, con un suministro de 85,4 TM al mercado global y una cuota de mercado del 21%. Si bien se mantuvo como el principal proveedor de GNL de Europa, gran parte del GNL estadounidense se ha redirigido a Asia desde 2022, alcanzando el 34% de sus exportaciones totales en 2024.

Dentro de la Cuenca Atlántica, Rusia registró el mayor aumento en la producción de GNL en 2024, con un aumento de 2 TM (+9,4%). El GNL ruso se distribuyó equitativamente entre Asia (principalmente China y Japón) y Europa (principalmente Francia y España).

La Cuenca del Pacífico se colocó en segunda posición en suministro de GNL al mercado mundial con 154,8 MT en 2024, lo que supone el 38% de la cuota global, mientras que Oriente Medio, con 95,7 MT, sigue en tercera posición con el 24% de la cuo-

## Origen de las importaciones de GNL

En 2024

País	Millones de toneladas	Cuota global
Estados Unidos	85,4	21%
Rusia (Europa)	23,5	6%
Nigeria	13,8	3%
Argelia	11,6	3%
Trinidad y Tobago	7,6	2%
Noruega	5,3	1%
Angola	3,7	1%
Guinea Ecuatorial	3,1	1%
Camerún	1,4	0%
Egipto	0,8	0%
Rep. del Congo	0,3	0%
<b>Cuenca Atlántica</b>	<b>156,3</b>	<b>39%</b>
Australia	79,2	20%
Malasia	27,4	7%
Indonesia	16,8	4%
Rusia (Asia)	10,0	2%
Papúa Nueva Guinea	8,0	2%
Brunei	4,8	1%
Perú	3,8	1%
Mozambique	3,4	1%
México	0,4	0%
<b>Cuenca del Pacífico</b>	<b>153,8</b>	<b>38%</b>
Qatar	78,2	19%
Omán	11,5	3%
Emiratos Árabes Unidos	6,0	1%
<b>Oriente Medio</b>	<b>95,7</b>	<b>24%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>405,8</b>	<b>100%</b>

Fuente: GIIGNL.

eE

ta de mercado. Australia y Qatar siguen ocupando la segunda y tercera posición (por detrás de EEUU) con 79,2 TM y 78,2TM, respectivamente, en 2024.

Por quinto año consecutivo los tres grandes exportadores de GNL representaron juntos el 60% del suministro mundial de GNL. China, Japón, Corea del Sur y Taiwán se mantuvieron como los principales importadores del GNL australiano, con una participación del 34%, 32%, 14% y 10%, respectivamente. Qatar, por su parte, también aumentó ligeramente el volumen de GNL enviado a Asia, principalmente a China, India y Corea del Sur.

## Proyecto

**Enagás recibirá 32,5 millones para la red troncal de hidrógeno**

El consejero delegado de Enagás, Arturo Gonzalo, ha anunciado durante la celebración en Madrid de la segunda edición del 'Hydrogen Technical Day', que ya se ha firmado el Grant Agreement por el que la compañía recibirá 32,5 millones de euros de los fondos del Mecanismo Conectar Europa (CEF), concedido por la Agencia Ejecutiva Europea de Clima, Infraestructuras y Medio Ambiente (CINEA), para los estudios e ingeniería de la red troncal española

de hidrógeno. Durante su intervención en el evento, Gonzalo señaló también que "esta tecnología está escalando y va a coger velocidad en los próximos años". El directivo de Enagás, también remarcó el papel de España como hub de hidrógeno en la segunda subasta del Banco Europeo del Hidrógeno, como país con mayor número de proyectos presentados y adjudicados, con un precio medio de producción más competitivo.

## Empresas

**Nedgia y Concovi, unidas en sistemas de calefacción a gas en viviendas**

La Confederación de Cooperativas de Vivienda y Rehabilitación de España (CONCOVI) y Nedgia, han firmado un acuerdo de colaboración para impulsar la eficiencia energética en las viviendas promovidas por la Confederación. La distribuidora de gas del grupo Naturgy, facilitará a las cooperativas el desarrollo integral de la instalación de soluciones híbridas de gas en sus viviendas, ya sea gas verde o natural, para los usos de calefacción, agua caliente y

cocina, para que estos hogares obtengan un mayor ahorro económico reduciendo su consumo energético. Para ello, apoyará a los asociados de CONCOVI en la realización de estudios previos, redacción del proyecto, diseño de la instalación de gas, supervisión de obra, replanteo de instalaciones receptoras, formación y asesoramiento técnico. También, ofrecerá orientación sobre las últimas tecnologías y soluciones híbridas de gas natural con renovables.

## Calderas

**Nortegas impulsa la instalación de calderas de gas con tecnología Bioboilers**

Nortegas e Innova proyectos inmobiliarios XXI s.I, han firmado una alianza para impulsar la instalación de calderas de gas de última generación en viviendas de obra nueva mediante la tecnología de Bioboilers. Estos sistemas térmicos destacan por su mayor eficiencia energética, menor impacto ambiental y por estar preparados para operar con gases renovables como el biometano y el hidrógeno verde. El proyecto se desarrollará en dos promocio-

nes ubicadas en el barrio de Salburua, en Vitoria, que contemplan la construcción de un total de 86 viviendas. Las Bioboilers incorporan tecnología de condensación, lo que las hace más eficientes que las calderas estancas convencionales. Además, están diseñadas para funcionar con biometano y los equipos están certificados como "H2 Ready", lo que significa que pueden operar con mezclas de gas que incluyan hasta un 20% de hidrógeno verde.

## Biometano

**Gas Verde, Sí, arranca la campaña NADA en favor del biometano**

Gas Verde, Sí, la plataforma que busca promover el desarrollo del biometano o gas verde como una alternativa sostenible, estable y asequible, ha lanzado su primera campaña de concienciación social para explicar las ventajas de incluir el gas verde como parte de las energías renovables del país.

Bajo el lema NADA, la campaña busca impactar desde la sencillez, apelando a la cotidianidad de

quienes ya utilizan gas natural en sus hogares.

Como parte del lanzamiento de la plataforma, se ha llevado a cabo una instalación efímera en la que se ha recreado un salón de casa donde una persona está sentada en un sofá sin hacer absolutamente nada, acción que se ha replicado en tres puntos estratégicos en Madrid, Barcelona y Bilbao durante el mes de junio.



**Joan Batalla**  
Presidente de Sedigás

## Una retribución justa para un sistema gasista al servicio del país

**E**n los próximos meses, España afronta una revisión regulatoria de gran trascendencia: la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) actualizará el marco económico que rige las actividades reguladas del sistema gasista para el periodo 2027-2032. Este proceso, aparentemente técnico, encierra decisiones estratégicas para nuestro modelo energético, para la competitividad de nuestra industria y para la vida cotidiana de millones de hogares. Lejos de ser una infraestructura del pasado, el sistema gasista español es una columna vertebral de la transición energética y una garantía de estabilidad en momentos de crisis. Gracias a una red robusta, interconectada y diversificada, España logró resistir con éxito los impactos de la pandemia, la crisis energética provocada por la invasión de Ucrania, los estragos de la DANA o el reciente apagón eléctrico. Esa seguridad de suministro no es gratuita ni automática: depende de contar con una infraestructura moderna, resiliente y flexible, capaz de adaptarse a nuevos retos y de integrar los vectores energéticos del futuro, como son los gases renovables.

Por ello, el nuevo marco regulatorio debe preservar una retribución justa, predecible y eficiente para las actividades esenciales del sistema. No se trata de proteger intereses particulares, sino de asegurar un entorno inversor que incentive la eficiencia sin penalizar la seguridad ni castigar la innovación. La rentabilidad razonable no es un privilegio: es una condición necesaria para mantener, operar y modernizar una red que cumple funciones vitales para el conjunto de la economía y al servicio de la ciudadanía. Nuestro sistema energético necesita integrar nuevos vectores limpios que garanticen la descarbonización. El biometano, producido a partir de residuos orgánicos y agroindustriales, y el hidrógeno renovable, clave para reducir las emisiones en sectores altamente intensivos en energía, requieren infraestructuras adecuadas, técnicas y financieramente viables. Si la regulación no reconoce el valor de estas infraestructuras y no habilita su transformación, muchos proyectos industriales y del sector primario vinculados a los gases renovables quedarán bloqueados y España perderá una oportunidad histórica de liderazgo tecnológico y energético.

A este reto se suma el papel esencial que hoy en día siguen teniendo el gas natural y sus derivados como respaldo de un sistema de generación eléctrica dominado por renovables intermitentes. Tecnologías como los ciclos combinados permiten equilibrar la red en mo-



mentos de escasez eólica o solar, y requieren infraestructuras plenamente operativas. Debilitar su sostenibilidad económica por la vía retributiva sería un error estratégico.

En el ámbito doméstico, comercial e industrial, las redes resultan fundamentales para garantizar el suministro energético y facilitar una transición ordenada, justa y asequible. Son también una herramienta clave para la descarbonización del parque de edificios, especialmente si se promueve su incorporación en los nuevos desarrollos urbanísticos. Excluir estas infraestructuras desde el inicio de la planificación urbana equivale, en la práctica, a restringir a los futuros usuarios a una única tecnología, con implicaciones negativas en términos de coste y eficiencia energética a medio y largo plazo.

El marco económico que se establezca en este próximo periodo debe reconocer el esfuerzo asumido durante el ciclo regulatorio aún vigente (2021-2026), marcado por un contexto extraordinario. La inflación ha sido muy superior a la de ejercicios anteriores, lo que ha elevado significativamente los costes operativos del sector. Además, la demanda de gas ha caído debido a factores exógenos como la pandemia o la guerra de Ucrania, provocando un impacto financiero relevante. Sin embargo, en lugar de revisar al alza el esquema retributivo, se ha mantenido congelado o incluso recortado, especialmente si se evalúa en términos reales. Como resultado, la retribución de las infraestructuras gasistas en España se sitúa entre las más bajas de Europa, tanto en términos de demanda atendida como de puntos de suministro. Esta situación pone en riesgo no solo la viabilidad económica de las inversiones necesarias, sino también la capacidad de incorporar tecnologías digitales, sistemas inteligentes y capacidades operativas para gestionar múltiples fuentes de origen renovable.



## De cara al nuevo periodo regulatorio, resulta esencial adaptar el marco económico a los retos actuales y futuros

De cara al nuevo periodo regulatorio, resulta esencial adaptar, por tanto, el marco económico a los retos actuales y futuros. La madurez de parte de los activos exige un enfoque diferenciado, centrado en el mantenimiento, la disponibilidad permanente del servicio y la incorporación de nuevas funcionalidades técnicas. Además, las exigencias normativas y regulatorias en materia medioambiental, de digitalización o de ciberseguridad han incrementado los costes estructurales del sistema, que deben ser tenidos en cuenta a la hora de definir cualquier revisión.

El objetivo último debe ser facilitar una red abierta, flexible y eficiente, con capacidad para operar de forma bidireccional y con múltiples puntos de entrada, lo que permitirá una mejor integración de los gases renovables y una mayor autonomía e independencia energética. Para ello, será necesario acometer inversiones estratégicas -como la incorporación de equipos de flujo inverso- que permitan una nueva operativa adaptada a las necesidades del futuro, sin trasladar costes innecesarios al consumidor final. Todo ello debe articularse bajo el principio de estabilidad regulatoria recogido en la legislación vigente, que establece la necesidad de ofrecer rentabilidades razonables y previsibles para las actividades reguladas. Modificar artificialmente los parámetros económicos, aumentar la exposición al riesgo o introducir incertidumbre jurídica no sólo debilita la confianza del sector, sino que encarece a largo plazo el coste del capital necesario para financiar la transición energética.

España tiene por delante una década clave. Las decisiones regulatorias que tomemos hoy marcarán el rumbo de nuestra infraestructura energética durante muchos años. Podemos optar por consolidar un sistema moderno, preparado para los retos de la descarbonización, competitivo y asequible para los consumidores. O podemos caer en una visión cortoplacista que erosione un activo estratégico que ha demostrado ser fiable, flexible y resiliente.

Una retribución justa no es una concesión al sector gasista. Es una apuesta de país por la estabilidad, la seguridad de suministro y la integración de soluciones energéticas limpias y asequibles. Es también una garantía para que el gas —y sus nuevas formas renovables— sigan cumpliendo, hoy y en el futuro, su función al servicio del bienestar colectivo del país.

# S&P Global pide un Pacto de Estado para el almacenamiento energético

Durante la ponencia inaugural del II Foro de Almacenamiento organizado por el 'elEconomista.es', el representante de S&P Global, Gonzalo Cantabrana, reclamó la necesidad de contar con una planificación estratégica y un marco regulatorio y remuneratorio adecuados y enfocados al futuro

Judith Arrillaga. Fotos: A. Martín y A. Morales



Gonzalo Cantabrana, managing director de S&P Global.

**E**l almacenamiento se presenta como un tema clave para el futuro del sistema eléctrico español. Gonzalo Cantabrana, managing director de S&P Global, aprovechó su intervención durante la ponencia inaugural del II Foro de Almacenamiento, organizado por *elEconomista.es*, para destacar la importancia de contar con una planificación integral del sistema eléctrico a nivel político. "Los Pactos de Estado sobre los sectores de energía e infraestructuras pueden marcar una diferencia a largo plazo, no sólo en España", reclamó. Pero también es necesaria una planificación estratégica y un marco regulatorio y remuneratorio adecuados y enfocados al futuro.

España cuenta con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que ha elevado los objetivos renovables y de almacenamiento, y con la puesta en marcha de iniciativas como el PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno y Almacenamiento. "Aparte de estos apoyos, se necesitan normas que den suficiente certeza a los inversores para reducir el coste del capital y que se atrevan a invertir. Un ejemplo positivo fue el RD 23/2020 que introdujo hitos de madurez en permisos de acceso y conexión, evitando la especulación con proyectos que nunca llegarían a ejecutarse", señaló Cantabrana.

Para el representante de S&P Global este tipo de medidas ayuda a reducir el riesgo, pero "también hay que revisar tarifas, mercados eléctricos y ordenación para que las baterías y bombeos tengan incentivos adecuados. En este sentido, la regulación debe ser ágil y anticiparse".

## Competitividad y soberanía

Apostar por el almacenamiento energético no solo ayuda a cumplir los objetivos climáticos o garantizar el suministro, sino que posiciona a España estratégicamente en la economía del futuro. La combinación de renovables competitivas, la disponibilidad de suelo y el apoyo público, facilitan la llegada de proyectos industriales intensivos, como fábricas de baterías, producción de hidrógeno verde o reciclaje de materiales críticos. "Estos proyectos, si se consolidan, pueden generar empleo de calidad, in-



Momento de la intervención de Cantabrana durante la inauguración del Foro de Almacenamiento.

versión y tecnología. Pero, para atraerlos de forma estable, es fundamental una red eléctrica fiable, limpia y competitiva. El almacenamiento es parte esencial de esta ecuación”, explicó Cantabrana.

El sector está viviendo también una importante revolución con la llegada de los centros de datos. En 2024 se incrementó un 16% su demanda en España, según un Estudio de SpainDC en colaboración con Accenture. Las estimaciones apuntan a que, de cara a 2028, será necesario duplicar estas infraestructuras. “Los centros de datos demandan un suministro eléctrico continuo, seguro y cada vez más descarbonizado. Fundamentales para la economía digital, necesitan garantías técnicas que no se pueden improvisar: almacenamiento, respaldo, redundancia y estabilidad de red”, reclamó.

### Compensar imprevistos

El apagón del pasado 28 de abril puso sobre la mesa la importancia que juega el almacenamiento ante este tipo de incidentes. “Este hecho subraya que, además de más renovables, necesitamos un sistema capaz de absorber y compensar imprevistos, que se construye, en parte, con almacenamiento”, matizó el managing director de S&P Global. El incidente ha abierto el debate sobre qué tecnologías son más importantes que otras. “Estamos ante un mercado complejo, cada vez más sofisticado, en el que no vale una solución o una estrategia basada en pocas tecnologías. España necesita una estrategia completa, basada en la complementariedad

de múltiples tecnologías que nos permitan avanzar hacia unos mercados energéticos descarbonizados y potencialmente más baratos, tanto para el ciudadano como para la industria”, explicó.

Para el experto de S&P Global el debate no debe centrarse en si es mejor el almacenamiento hidráulico y las centrales de bombeo o las baterías químicas “porque ambas son fundamentales y juegan papeles que pueden ser diferentes y a la vez complementarios”. Entonces, ¿qué retos deben afrontarse en el corto plazo? El PNIEC establece objetivos ambicio-

**El apagón del 28 de abril, puso sobre la mesa la importancia del almacenamiento**

sos: por ejemplo, fija alcanzar unos 22,5 GW de potencia de almacenamiento para 2030. Pero planificación y objetivos no bastan: también se necesita un entorno regulatorio que los haga realidad.

“La política energética de hoy definirá la competitividad de la economía española para los próximos 20 años. Un sistema eléctrico flexible, resiliente y bien planificado no solo será clave para evitar apagones, sino para consolidar nuevas cadenas industriales y reforzar la autonomía estratégica del país”, concluyó Cantabrana.



De izq. a dcha.: Elena Agudo (Repsol), Lola López (Engie España), Carlos Rivas (Elinsa-Grupo Amper), Dolores Sánchez (Alpiq Energía España) y Rubén Esteller ('elEconomista.es').

## El sector del almacenamiento reclama agilizar la tramitación para despegar

Los expertos que participaron en la mesa de debate del II Foro de Almacenamiento organizado por 'elEconomista.es', coincidieron en señalar que si no se acometen dichas reformas, muchas de las inversiones se podrían redirigir hacia otros países

Sergio Guinaldo. Fotos: A. Morales

La mesa de debate del II Foro empresarial organizado por *elEconomista.es* en torno al almacenamiento, contó con la participación de Dolores Sánchez, head of Business Development en Alpiq Energía España; Carlos Rivas, director de I+D+i de Elinsa-Grupo Amper; Lola López, head of Strategy and BESS en Engie España y Elena Agudo, directora de Desarrollo de Renovables España de Repsol.

Bajo el título 'La revolución silenciosa. El despegue del almacenamiento energético en España', el debate estuvo moderado por Rubén Esteller, director adjunto de este diario, y en él se abordaron los retos a los que se enfrenta esta tecnología para poder despegar en nuestro territorio. Todos los ponentes coincidieron en que son dos las piezas que se necesitan agilizar para acelerar el desarrollo de los sistemas de almacenamiento: la tramitación y el

marco regulatorio -también sobre la tecnología, necesaria para innovar y mejorar la eficiencia energética y lograr una reducción de costes, aunque este último factor vendrá condicionado por la llegada de inversiones, desbloqueadas una vez se resuelvan las dos palancas previas-. Y, si bien en los últimos tiempos se han producido avances, los expertos sentencian que no son suficientes.

“Hay muchos proyectos planificados y todos estamos estudiando varias oportunidades en el ámbito de las baterías. Según Red Eléctrica, han concedido acceso y conexión a proyectos de baterías que podrían superar el plan del PNIEC; pero de ahí a la realidad, hay un buen trecho. Si nos fijamos en cuántos tienen la autorización administrativa de construcción o los que han superado la evaluación ambiental, no pasan la centena”, indicó respecto a la tramitación Dolores Sánchez, head of Business Development en Alpiq Energía España. “Creo que esto es positivo porque indica que en España tenemos mucha ambición, pero tenemos que tener cuidado porque van a haber cuellos de botella”, vaticinó.

“Se están dando mecanismos, como los fondos Feder (Fondos Europeos de Desarrollo Regional), y muchos no van a ser materializados porque no van a

### El BOE ha publicado las bases de los 700 millones en ayudas a proyectos de almacenamiento

llegar a tiempo. Es una pena que teniendo ayudas europeas con las que poder impulsarnos, no se puedan implementar los proyectos porque otros mecanismos no están ayudando”, lamentó Lola López, head of Strategy and BESS de Engie España.

En cuanto al marco regulatorio, los ponentes demandan que este dote al sector de una mayor predictibilidad, así como de una mayor diversificación de negocios. “Tiene que haber predictibilidad, porque el apetito inversor necesita que la predictibilidad esté presente. Actualmente, estas tecnologías tienen unas características que ni el mercado ni el marco regulatorio están reconociendo. [Esto se podría garantizar] mediante los mercados por capacidad o bien por otros instrumentos que todavía se están trabajando para tener en cuenta esa flexibilidad”, apuntó Elena Agudo, directora de Desarrollo de Renovables España de Repsol. “También diversificación -añadió Sánchez-. En cuanto a mercados, en el caso de negocio todos lo proyectamos con un posible mecanismo de capacidad, con arbitraje en diario, en secundaria, en terciaria, pero lo cierto es que nos faltan más mercados. Eso daría una línea más en el caso de negocio”, anotó la responsable de desarrollo de negocio de Alpiq en España.



**Dolores Sánchez**  
Head of Business Development in Alpiq Energía España

“ En España tenemos ambición, pero hay que tener cuidado porque se producirán cuellos de botella”



**Carlos Rivas**  
Director de I+D+i de Elinsa-Grupo Amper

“ Las baterías pueden hacer que la vertebración del sistema sea más económica”



**Lola López**  
Head of Strategy and BESS in Engie España

“ Necesitamos un marco regulatorio estable que nos permita garantizar los ingresos”



**Elena Agudo**  
Directora de Desarrollo de Renovables España de Repsol

“ Estas tecnologías tienen características que ni el mercado ni el marco regulatorio están reconociendo”



Mesa de debate con parte del público asistente.

“Necesitamos un marco regulatorio estable que nos garantice esos ingresos o, por lo menos, que nos garantice el marco donde vamos a poder operar. Defíneme la regla donde yo pueda operar, de forma que sepa que, si por ejemplo, yo híbrido una batería, qué orden de prelación tendré. En definitiva, hay varios flecos que necesitamos que estén bien preparados para que no supongan un parón a nuestros proyectos cuando lleguen”, desarrolló la responsable de la estrategia y el almacenamiento de Engie.

### Sobrecostes e inversiones

Junto con estos asuntos, los ponentes trataron otros temas colindantes, como los costes económicos que conllevará la transición hacia las baterías. “Está claro que las tecnologías que tenemos tienen un coste de desarrollo y oportunidad, y al final, eso es algo que se paga entre todos. Bienvenido que desde Europa nos estén incentivando para hacer esta modernización, necesaria, y que acudamos a las renovables para reducir la dependencia energética. Pero si respecto a las normativas que tenemos a nivel técnico somos capaces de tener ese punto de inteligencia en el que podamos aprovechar la capacidad de cada tecnología, nos van a traer un beneficio que se tiene que revertir entre todos, tanto al que opera como al que consume”, deslizó Carlos Rivas, director de I+D+i de Elinsa-Grupo Amber.

Para ejemplificar “ese punto de inteligencia”, el tecnólogo explicó que las baterías, más allá de entre-

garnos energía cuando las renovables no son capaces de hacerlo, poseen otras ventajas. “Pueden optimizar el consumo y el transporte, y esto puede hacer que las infraestructuras que ya tenemos no tengan que ser enormes para unas necesidades pico que no tienen sentido”, argumentó. “Si somos capaces de vertebrar esto y que haya una regulación que acompañe y ayude a hacer todas estas mejoras, evidentemente va a haber un coste, pero una vez implementadas puede hacer que la vertebración del sistema sea más económica para todos”, reclamó Rivas.

**El coste asociado a implementar baterías podría redundar en un ahorro a largo plazo**

Otro de los asuntos abarcados por la mesa fue el apetito inversor que existe o que podría existir en el sector de acometerse reformas como las descritas. “Obviamente hay apetito inversor, porque de lo contrario no estaríamos aquí, no habría interés por desarrollar y no existirían los pipelines que hay. Dicho esto, el caso de negocio para una batería stand-alone sigue estando en el límite. Hay una mezcla entre el riesgo a que se vaya la tramitación y entre el riesgo de cómo se generarán ingresos que no permite que la inversión despegue, cosa que sí veo más en la hibridación”, consideró Sánchez.

**Dolores Sánchez (Alpiq Energía)**

La *utility* suiza tiene más de la mitad de la reserva hidroeléctrica del país centroeuropeo y lleva un par de años focalizada en el desarrollo e inversión en baterías. De hecho, ha anunciado varias inversiones en proyectos de este tipo en Europa, en países como Finlandia o Francia.

En España, donde tienen la intención de implementar esta misma estrategia, la compañía también cuenta con la central de ciclo combinado de Plana del Vent (Tarragona) y varios activos de terceros. Recientemente, la compañía anunció, junto con Campillo Palmera y Ecoinvertsol, dos actores del sector, una colaboración estratégica para el desarrollo de hidrógeno verde con aplicaciones industriales en Molina de Segura (Murcia).

**Carlos Rivas (Elinsa-Grupo Amper)**

Dentro del ámbito de la energía, el grupo español apuesta por las renovables y, cómo no, por los sistemas de almacenamiento. La empresa con mayor implicación es Elinsa, centrada, entre otras tareas, en la fabricación de convertidores para sistemas de almacenamiento. Tienen un acuerdo de colaboración con la española Hitachi Energy y, a día de hoy, fabrican convertidores con potencias de varios miles de megavatios anualmente para distintos mercados y clientes de todo el mundo.

Además de convertidores, desde Grupo Amper también desarrollan control de energía; es decir, sistemas de control y gestión energética, una pata muy asociada al almacenamiento. En este segmento, mantienen colaboraciones a distintos niveles para garantizar que no ocurran episodios como el del pasado 28 de abril. "Muchos de los sistemas que nosotros tenemos implementados, como en aeropuertos y otras estructuras críticas, estuvieron funcionando sin ningún problema durante este suceso".

**Lola López (Engie España)**

La multinacional francesa, que a día de hoy tiene 1.700 MW de generación renovable, 2.000 MW de generación mediante ciclos combinados y 65 MW de hidráulica, está convencida de la necesidad de crecer en un *mix* energético diverso y, dentro de él, en el almacenamiento como palanca clave.

La ponente consideró que, a corto plazo, los proyectos de almacenamiento más fáciles de tramitar son los de baterías, lo que lleva a Engie a focalizar sus esfuerzos en este tipo de sistemas; particularmente sobre los proyectos de hibridación, los cuales consideran una gran oportunidad y en los cuales se persigue almacenar el excedente energético de otros proyectos de generación con el complemento de estas baterías.

La apuesta de Alpiq, Grupo Amper, Engie y Repsol por el almacenamiento es clara

**Elena Agudo (Repsol)**

Repsol tiene 4.600 MW de generación renovable en operación y 60.000 MW en diferentes niveles de desarrollo. En España, cuenta con 2.700 MW en operación y unos 600 MW en construcción.

En cuanto al almacenamiento, la compañía cuenta con baterías en EEUU; sin embargo, de lo que más presume es de Aguayo, su central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo reversible ubicada en Cantabria. Una de sus ambiciones es ampliar su capacidad con otros 1.000 MW a través del proyecto Aguayo II, cuya potencia total ascendería a 1,4 GW, lo que la convertiría en la segunda central hidroeléctrica de bombeo más grande de España.



Panorámica de la sala donde se celebró el Foro de Almacenamiento.

# España tiene 85 posibles almacenes de CO2 sin explotar por falta de inversión

**Europa estima su potencial de acopio de este gas entre las 300 y las 1.500 gigatoneladas. España está a la cola del Continente en el nivel de madurez de los proyectos de almacenamiento**

Carlos Asensio.

**E**spaña tiene un alto potencial de almacenamiento de CO2, pero está vagamente explorado. Durante la apertura de la Jornada Empresarial: Hoja de ruta para la captura, transporte y almacenamiento de CO2, celebrada el pasado 18 de junio por *elEconomista.es*, la jefa de Relaciones Institucionales e Internacional y coordinadora de Almacenamiento Geológico del Instituto Geológico Minero de España (IGME), Paula Canteli, aseguró que nuestro país tiene 85 posibles almacenes de CO2 y un potencial de acopio de 11 gigatoneladas, que para Europa se estima entre las 300 y las 1.500.

La Unión Europea se ha comprometido a ser neutra en carbono en 2050, así que el almacenamiento de CO2 resulta clave para que el Viejo Continente cumpla con sus objetivos climáticos sin perder su base industrial, asegurando la innovación y que la transición verde sea justa y competitiva.

Canteli presentó una serie de estimaciones al respecto al proyecto de descarbonización de Europa. En este sentido, la Comisión Europea "estima que se van a necesitar almacenar anualmente 50 millones de toneladas en 2030, 230 millones en 2040 y 250 millones en 2050 (...). Pero, en mayo, aprueba, aunque se publica en junio, la Net Zero Industry Act, que dice que en Europa tenemos la obligación de almacenar 50 millones de toneladas en 2050".

La problemática de España es que la mayoría de sus proyectos de investigación para captura y almacenaje de este gas están en una fase muy inicial, prácticamente sin desarrollar, y la información está muy desactualizada.

"Tenemos datos del subsuelo, no solo de pozos, también de sísmica y de otro tipo, pero tenemos muy poca información comparada con otros países de Europa. Y eso es importante. La información que tenemos viene fundamentalmente de la exploración de hidrocarburos en los años 70 y 80", dijo la experta.

A tenor de esta necesidad de descarbonización del Viejo Continente, la Comisión Europea está elaborando un atlas de potencial de almacenamiento en



**Paula Canteli, coordinadora de Almacenamiento Geológico del IGME. eE**

su territorio. El EGS, es decir, la Red Europea de Servicios Geológicos, está trabajando en este mapeo de potencial relativo al almacenamiento de CO2.

Los proyectos que hay actualmente en España están en una fase muy inicial. En lo que los expertos denominan la escala SLR (las siglas en inglés de Nivel de Madurez del Potencial de Almacenamiento).

El hecho de que los proyectos estén en niveles tan bajos, resulta más complicado para que las empresas inviertan y la respuesta de Canteli al respecto es clara: "¿Qué hacen en otros países? Es el propio Gobierno el que establece programas de exploración o incentivos a las empresas para que lo hagan".

De ese modo, se podrán ampliar los datos disponibles en España para que las empresas sigan adelante con las inversiones en almacenamiento de CO2 y así cumplir con Bruselas.

# Tarifa Fácil Luz

¡Que el calor no frene tu ahorro!



Olvídate de las subidas de **luz**  
**Congela** tu **precio** durante  
12 meses con nuestra tarifa fija.

ENERGÍA PARA EL CAMBIO

Descubre más en [eniplenitude.es](https://eniplenitude.es)



plenitude



De izquierda a derecha: Irene Lores (Exolum), Fernando Impuesto (Enagás), Joaquín Pérez de Ayala (Técnicas Reunidas), Pedro Mora (PTECO2) y Rubén Esteller ('elEconomista.es').

## Las empresas reclaman una “hoja de ruta” para la captura de CO2

El sector pide una “estrategia país” y “financiación” para competir en la carrera por la descarbonización. Concretamente, pusieron el foco en la necesidad de acelerar la planificación estatal, atraer inversiones y diseñar una infraestructura crítica para evitar quedar rezagados respecto a Europa

Ángela Poves. Fotos: Alberto Martín

**E**spaña necesita “una estrategia país”, una colaboración público-privada y un despliegue de infraestructuras logísticas, para no quedarse atrás en la carrera europea por la captura y el almacenamiento de CO2. Estas son algunas de las conclusiones a las que llegaron los expertos de empresas clave como Enagás, Técnicas Reunidas, Exolum y PTECO2 durante la jornada empresarial dedicada a la captura de carbono y CO2, así como

a su transporte y almacenamiento, celebrada y organizada el pasado 18 de junio por elEconomista.es.

El despliegue de energías renovables en los últimos años ha permitido a Europa -y también a España, país pionero- avanzar de forma rápida en la transición energética, pero estas tecnologías no van a ser suficientes para mitigar una parte relevante de las emisiones de CO2 y lograr la neutralidad climática

en 2050. La Comisión Europea ha cuantificado en unos 400 millones de toneladas las emisiones de CO2 difíciles de abatir, de las que alrededor de un 10% se localizan en España.

Bruselas, de hecho, ha desarrollado un marco regulatorio para avanzar en la transición energética, pero en España aún se necesita una "hoja de ruta". Esta es otra de las conclusiones a la que llegaron los expertos durante el encuentro, quienes coincidieron, además, en la necesidad de acelerar la planificación estatal, atraer inversiones y diseñar una infraestructura crítica para evitar quedar rezagados respecto a Europa.

"Tenemos unas políticas europeas que apuestan por la mitigación y tenemos unas empresas convencidas de alcanzar la sostenibilidad y el combate climático, pero falta que nuestras administraciones públicas ayuden con proyectos a la industria", aseguró en su intervención el presidente de la Plataforma Tecnológica Española del CO2 (PTECO2), Pedro Mora. Para Mora, el problema pasa también porque España ha de poner en marcha "una estrategia de infraestructuras críticas para combatir la carbonización y un marco regulatorio que haga viable el esfuerzo que ya están haciendo las empre-

### Los expertos creen que la industria necesita una colaboración público-privada

sas". "No tenemos aún una hoja de ruta clara -añadió- ni una visión estratégica de cómo diseñar y desplegar esas infraestructuras críticas. Las industrias ya están presentando proyectos a Bruselas, pero sin una estrategia país competimos en categorías inferiores".

En esto coincidió el director de Descarbonización y Transición Energética de Técnicas Reunidas, Joaquín Pérez de Ayala, al asegurar que "necesitamos esa capacidad de infraestructura de almacenamiento para atraer inversiones a la industria [...] Las empresas están dispuestas a asumir los costes teniendo en cuenta las previsiones que hay sobre la mesa, pero falta que las administraciones, como hacen en otros países, ayuden a que las sociedades desarrollen sus estrategias de la manera más eficiente posible".

### Oportunidad para la industria

El director de Desarrollo de Negocio de Enagás, Fernando Impuesto, explicó, en la misma línea, que el despliegue de una infraestructura de almacenamiento y transporte del carbono no solo es "necesario" para gestionar hasta 12 millones de toneladas de CO2, sino que es una "oportunidad" para crear una



Los expertos debaten durante la jornada empresarial sobre CO2.

nueva industria que atraiga inversión a España. Impuesto aseguró, además, que el sector necesita de financiación y de una alineación entre los agentes de la industria para que el país sea competitivo en la transición energética.

Tal y como aseguró la responsable de Clean Energies en Exolum, Irene Lores, "España se está quedando atrás en Europa y necesita que las administraciones pongan este asunto como unánime prioridad en la agenda". Más allá de la necesidad de desarrollar infraestructuras o transportes para la gestión del CO2, Lores detalló durante el encuentro que "la

descarbonización no tiene una única vía". "Hay que acometer la descarbonización desde múltiples puntos. No hay una única solución. El CO2 también es necesario para el desarrollo de otras alternativas de combustibles", añadió el ponente.

### El problema de la financiación

En paralelo, los expertos explicaron que otra de las problemáticas que rodean a la industria es la financiación. Para el director de Desarrollo de Negocio de Enagás, "las compañías emisoras viven en la incertidumbre", y es precisamente esto lo que paraliza la inversión: "No saben cuánto costará emitir CO2 en el futuro, y eso frena las decisiones. En Reino Unido, por ejemplo, las administraciones han desplegado mecanismos para mitigar ese riesgo y atraer financiación". Algo en lo que coincidió Pedro Mora, al asegurar que "nadie va a invertir en descarbonización si no sabe qué hacer con el CO2".

Lores, sin embargo, detalló en su intervención que quizá sea la falta de claridad sobre la normativa la que frena la inversión: "No sabemos aún qué normas técnicas se van a aplicar, ni qué ISO va a regir las instalaciones. Esa incertidumbre frena la atracción de capital".

### España necesita construir almacenamientos geológicos y desarrollar redes de transporte

Todos los expertos coincidieron, además, en que la cadena de valor en España "está fragmentada" y este sigue siendo uno de los problemas: "Cuando miras proyectos en otros países, ves una cadena de valor integrada. En España falta esa colaboración público-privada", explicó Lores. En cualquier caso, y según la intervención de los expertos, para que España no se quede atrás en la carrera por la captura y el almacenamiento de CO2 necesita construir almacenamientos geológicos y desarrollar redes de transporte. "Lo tenemos todo: empresas dispuestas y administraciones que entienden que hay que hacerlo. Solo falta voluntad".

### Irene Lores (Exolum)

Para Irene Lores, responsable de Clean Energies lead de Exolum, la solución para ser competitivo en la carrera por la transición energética pasa, en primer lugar, por acometer la descarbonización desde "múltiples puntos" y por apostar por "cadenas de valor transfronterizas". De acuerdo con su intervención, nuestro país tiene que desarrollar soluciones logísticas para la captura y el almacenamiento del CO2. "Es imposible evitar el reto al que nos enfrentamos. Nos estamos quedando atrás en Europa", detalló.



**Irene Lores**  
Responsable de Clean Energies lead de Exolum

“ Hay que acometer la descarbonización desde otros puntos y con cadenas de valor transfronterizas ”



**Fernando Impuesto**  
Director de Desarrollo de Negocio de Enagás

“ Necesitamos cooperación pública-privada para desarrollar soluciones de financiación ”



**Joaquín Pérez de Ayala**  
Director de Descarbonización y Transición Energética de Técnicas Reunidas

“ Necesitamos esa capacidad de infraestructura para atraer inversiones a la industria ”



**Pedro Mora**  
"Presidente de la Plataforma Tecnológica Española del CO2 (PTECO2)

“ Los deberes para las Administraciones públicas son ayudar con proyectos a la industria ”

Según su intervención, otra de las problemáticas es la falta de financiación y la fragmentación de proyectos debido a la ausencia de la colaboración de todos los agentes que conforman el sector: "Necesitamos una planificación a largo plazo. Es poco clara la coordinación entre ministerios y dónde cae la responsabilidad de cada asunto. El CO2 necesita de esa ayuda pública nacional y europea y no hay esquemas de incentivos. De hecho, hay proyectos que, aunque consigan financiación, no les da". Una dificultad a la que se suma, además, la falta de claridad del marco regulatorio.

### Fernando Impuesto (Enagás)

El director de Desarrollo de Negocio de Enagás, Fernando Impuesto, señaló que "estamos ante el nacimiento de una nueva industria, pero hay que cooperar entre los agentes privados y el sector público para dar una solución eficiente a la industria española". Según sus palabras, la falta de financiación en la industria se debe a la "incertidumbre de no conocer el coste de las emisiones de CO2 en el futuro" y, para ello, es necesario un "cierto confort regulatorio". "Hay modelos en Reino Unido que mitigan esa incertidumbre y facilitan la financiación. Hay que abatir esa expectativa de precio", dijo.

En paralelo, consideró que "contamos con fortalezas que no tienen otros países, como las renovables, pero tenemos que puntualizar otros aspectos, como el almacenamiento de CO2". Algo que el directivo ve como una "oportunidad" donde la clave está, a su juicio, en entender que el CO2 es necesario para desarrollar otras alternativas". "No solo hay que eliminar las emisiones, sino saber derivarlas a otras utilidades. Estamos a la defensiva con el CO2 y, en realidad, hay una necesidad, pero también una oportunidad. Según detalló, hay que crear "una industria competitiva", pero también apostar por otras estrategias como el hidrógeno.

### Joaquín Pérez de Ayala (Técnicas Reunidas)

Joaquín Pérez de Ayala, director de Descarbonización de Técnicas Reunidas, coincidió con el resto de ponentes en la importancia de desarrollar infraestructuras para atraer capital, dado que hay "fondos que tienen interés y ven en la descarbonización un activo para invertir". El directivo cree también que las administraciones tienen que "ponerse de acuerdo" y considerar los puertos como una vía para la descarbonización. "En España hay seis o siete puertos con millones de toneladas, donde se puede avanzar en la transición energética". Según su intervención, "hay que saber el rol que juega la captura de carbono, que es el 60% de las emisiones. Necesitamos, como sucede en otros países, una cadena de valor integrada y una hoja de ruta específica", explicó Pérez de Ayala.

Es necesario un marco regulatorio que haga viable el esfuerzo de las empresas

### Pedro Mora (PTECO2)

El presidente de la Plataforma Tecnológica Española del CO2 (PTECO2), Pedro Mora, asegura que, para ser competitivos, "necesitamos una hoja de ruta por la industria descarbonizada; de lo contrario, competiremos en categorías inferiores respecto a otros países". Mora señaló que estamos ante un "reto mayúsculo", y por eso es necesaria la colaboración público-privado. Las empresas no podemos solas". Según su intervención, "hay que lograr que los productos descarbonizados sean valorados por las cualidades que aportan a la sociedad y no por su coste". El experto afirmó que "habrá que desarrollar cinco o seis almacenamientos geológicos. Lo primero es esto y después desarrollar las redes de transporte".



Mesa de debate con parte del público asistente al evento.



**Silvia Sanjoaquín**  
Presidenta de Gasnam

## Gases renovables y transporte: oportunidad ibérica, compromiso europeo

La Península Ibérica está en una posición privilegiada para liderar un nuevo modelo energético que combine descarbonización, competitividad industrial y seguridad de suministro. En este contexto, el transporte se perfila como un sector clave para desplegar todo el potencial de los gases renovables y sus derivados, impulsar decididamente la transición energética y situarnos a la vanguardia del cambio. Hoy, más que nunca, el reto climático y el objetivo de reducir la dependencia energética de la Unión Europea deben ir de la mano. En ese contexto, producir biometano a partir de residuos, hidrógeno renovable y/o combustibles sintéticos mediante fuentes como el sol y el viento, no es solo una respuesta ambiental, sino una estrategia de desarrollo económico, innovación tecnológica y autonomía energética.

El transporte por carretera, marítimo y aéreo, representa cerca del 30% del consumo energético en Europa. Es un sector esencial para el funcionamiento de nuestra economía y también un aliado clave para impulsar el consumo de nuevas moléculas renovables. Además, el transporte tiene la capacidad de dinamizar otras cadenas de valor: activa la demanda de nuevos combustibles, impulsa la innovación en infraestructuras y genera tracción para que las tecnologías emergentes encuentren su aplicación real. Durante el último año, el consumo de gas natural en movilidad creció un 38% en España, alcanzando los 8 TWh. Este crecimiento se ha apoyado en la maduración del mercado de vehículos pesados a gas, una solución disponible, fiable y con gran capilaridad, y en la creciente apuesta por el biometano: un gas 100% renovable que puede utilizarse en las mismas infraestructuras y vehículos sin necesidad de adaptación. Además, la Península Ibérica ya cuenta con 19 plantas operativas de producción de biometano, 16 de las cuales inyectan directamente a la red. Este despliegue no sólo permite descarbonizar el transporte pesado, sino también generar actividad económica local y valorizar residuos de origen agrícola, industrial y urbano.

El transporte marítimo también ha dado pasos decisivos. En 2024, se realizaron en España más de 2.000 operaciones de suministro de GNL a buques, cifra que supone un incremento de más de un 90% respecto a 2023. Además, se han realizado las primeras operaciones de bioGNL gracias a que España cuenta con una



infraestructura de bunkering robusta y bien distribuida, clave para el cumplimiento del nuevo reglamento FuelEU Maritime.

En aviación, la atención se centra ahora en el desarrollo de combustibles sintéticos producidos a partir de hidrógeno renovable. El reglamento ReFuelEU Aviation obliga a incorporar e-SAF (combustibles sostenibles de aviación elaborados con hidrógeno) a partir de finales de esta década. Aunque el hidrógeno no será la única solución, sí se perfila como uno de los vectores clave a medio y largo plazo para avanzar en la descarbonización de un sector que, al igual que el sector marítimo, es especialmente difícil de electrificar.

Aunque su mayor impacto se espera a medio y largo plazo, el hidrógeno renovable ya está presente en la movilidad terrestre, con vehículos ligeros, autobuses y camiones en circulación en varias ciudades españolas. Al mismo tiempo, el desarrollo de combustibles sintéticos, como el e-metano, permite avanzar más rápido gracias a su compatibilidad con las infraestructuras y equipamientos ya existentes. Esta adaptabilidad facilita su despliegue y uso, y representa una vía realista para acelerar la descarbonización. Sin embargo, para que esta realidad se consolide y escale, hay tres factores críticos que deben alinearse: infraestructura, normativa y competitividad.



## El transporte se perfila como un sector clave para desplegar todo el potencial de los gases renovables y sus derivados

En primer lugar, la necesidad de nuevas infraestructuras. Para el transporte terrestre es necesario avanzar con una nueva red de recarga y repostaje. La red de hidrogeneras prevista en el Reglamento europeo de Infraestructura para Combustibles Alternativos (AFIR) debe ejecutarse de forma ambiciosa, garantizando una cobertura territorial suficiente para los diferentes modos de transporte. El Marco de Acción Nacional, cuya actualización está en preparación, será determinante para que esta infraestructura se materialice en tiempo y forma. Desde Gasnam, reiteramos nuestra total disposición a colaborar en su diseño y ejecución. En segundo lugar, la importancia de un marco regulatorio que establezca obligaciones a la demanda en todos los sectores. Para el transporte, la transposición inminente de la Directiva de Energías Renovables (RED III) en España y Portugal fijará objetivos claros de incorporación de hidrógeno y derivados, así como obligaciones de consumo de biocombustibles avanzados. Este marco legislativo puede convertirse en una palanca eficaz para atraer inversión, acelerar proyectos y consolidar un mercado de gases y combustibles renovables sólido y competitivo.

Y finalmente, la competitividad. Para que los nuevos combustibles puedan consolidarse frente a las soluciones convencionales, es fundamental avanzar en la mejora tecnológica de los procesos y en el aprovechamiento de precios bajos de electricidad renovable, un recurso del que la Península Ibérica dispone en abundancia. Estos factores estructurales serán la base real de una competitividad duradera y sostenible. En paralelo, los instrumentos de apoyo, como el Banco Europeo del Hidrógeno, que ya ha movilizado 200 millones de euros para proyectos vinculados al transporte marítimo, deben entenderse como palancas temporales que ayuden a reducir el diferencial de costes durante esta fase inicial de desarrollo del mercado.

La transición energética no puede abordarse de forma aislada. La clave está en la colaboración entre industria, administraciones públicas, operadores logísticos, centros tecnológicos y ciudadanía. Este enfoque colaborativo está en el ADN de Gasnam, que agrupa a más de 160 entidades comprometidas con una movilidad descarbonizada y eficiente. Los gases renovables no solo están llamados a ser parte del futuro: ya son parte del presente. Y si sabemos aprovechar la combinación de capacidades que ofrece la Península Ibérica (recursos renovables, posición geográfica, tejido industrial y experiencia logística), podremos convertirnos en una referencia europea en transporte sostenible por tierra, mar y aire.

## SEBASTIÀ MASAS

Presidente de la Asociación Gas Licuado (AGL)



*“No queremos una población que vaya a dos velocidades, por eso pedimos un bono social GLP”*

**Posicionar al gas licuado como un aliado clave para conseguir la neutralidad climática, es uno de los retos de Sebastià Masas como nuevo presidente de AGL. Entre sus prioridades está también lograr un marco regulatorio estable que garantice la viabilidad económica de un sector que abastece a más de 10 millones de personas y negocios en España**

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

**Hace pocas semanas que ostenta el cargo de presidente de la Asociación ¿Qué retos se plantea?**

Como presidente de AGL, continuaré el compromiso de seguir impulsando el papel del gas licuado como una energía segura, accesible y esencial en la transición ecológica y la descarbonización. Entre las prioridades de la Asociación están la divulgación sobre los gases renovables, como el BioGLP

y el rDME, por su capacidad para acelerar la descarbonización sin comprometer el suministro energético en todo el territorio, y la defensa de un marco regulatorio estable y sostenible que garantice la viabilidad económica del sector. Además, reforzaremos nuestra relación con la Administración y la sociedad civil para posicionar al gas licuado como un aliado clave hacia una economía neutra en carbono en 2050, especial-

mente por su eficiencia, bajo coste y utilidad en zonas ultraperiféricas o de difícil acceso.

**¿Tienen los gases renovables, y en concreto el GLP, un futuro real en España?**

Existe un potencial claro en gases renovables, como el biometano o el bioGLP, y lo que queremos es que se reconozcan como fuentes de descarbonización. Para poder avanzar e invertir con garantías, necesitamos seguridad jurídica y reglamentaria. De hecho, ya hay una parte del gas licuado que comercializamos que proviene de fuentes renovables, que se podría certificar. En el caso del GLP, hablamos de un tipo de combustible que usan unos 10 millones de personas y negocios en toda España, especialmente en zonas rurales y ultraperiféricas como Canarias, donde llegamos a través de camiones cisterna, bombonas o tubería, y que no tienen acceso a otras opciones para descarbonizar. Tenemos la infraestruc-

rio puede convertir su coche para que funcione con autogas. Las ventajas son múltiples: desde un menor gasto en combustible porque el autogas es mucho más barato, así como el acceso a la etiqueta ECO. Además, es un combustible mucho más limpio. Frente a los combustibles tradicionales, reduce un 96% las emisiones de NOX y un 99% las de partículas. De hecho, el coche más vendido en España en los dos últimos años es el Dacia Sandero en su versión GLP. El autogas es una solución viable, económica y medioambientalmente sostenible. En España ya hay casi un millar de gasolineras para repostar. No todos los usuarios tienen la opción logística y económica para pasarse a un vehículo eléctrico, ni todos los vehículos son aptos para electrificarse.

**¿Es España el único país de Europa con una tarifa regulada para el GLP?**

Es una peculiaridad española. En ningún pa-

*“Existe un potencial claro en gases renovables y queremos que se reconozcan como fuentes de descarbonización”*

*“El autogas es una solución viable, económica y sostenible. En España ya hay casi un millar de gasolineras para repostar”*



tura montada y, por tanto, no se necesitan grandes inversiones.

**¿Se está barajando la posibilidad de que se establezcan cuotas mínimas obligatorias de gases renovables para su inyección en la red de gas natural?**

Desde el sector se está debatiendo a nivel europeo. De hecho, hace poco ha habido una reunión en Polonia sobre este tema con el objetivo de establecer una regulación homogénea en todos los países europeos y así no se vaya a ver afectado el mercado europeo común.

**Uno de los principales usos del GLP es como combustible para vehículos, lo que se conoce como autogas ¿Cómo va este mercado?**

Creciendo año tras año. Con una inversión pequeña, entre 1.500 -2.000 euros, un usua-

rio europeo existe una tarifa regulada. Aquí sí, tanto para el gas canalizado como para la botella. A raíz de las huelgas que los distribuidores convocaron a finales del año pasado, y tras años congelados, se ha logrado una primera revisión del tema del envasado, pero aún falta una segunda revisión para actualizar los costes de comercialización, tanto en el envasado como en el canalizado, porque llevamos desde 2015 con una situación de inflación generalizada que ha incrementado los costes operativos de transporte y distribución del gas, pero la fórmula con la que el Gobierno establece actualmente los precios de venta no refleja esta realidad. Se ha reconocido una parte del Fondo Nacional de Eficiencia Energética, que es un coste que tenemos, pero otros costes no se han reconocido. Estamos trabajando para que se sigan regularizando todos estos precios.

**Recientemente se ha presentado AESAH, una nueva alianza sectorial de la que AGL forma parte ¿Cuál es el objetivo de esta iniciativa?**

La Alianza por una Energía Sostenible y Accesible en el Hogar (AESAH), impulsada por AGL, FEGECA, CONAIF, Sedigas y AICE, nace con el propósito de promover una transición energética justa, eficiente e inclusiva en los hogares españoles, apostando por la neutralidad tecnológica y el aprovechamiento de todas las soluciones renovables y descarbonizadoras disponibles. Lo que buscamos a través de esta iniciativa es integrar a toda la cadena de valor del sector de las calderas y la producción de ACS para ofrecer al usuario una visión clara y transparente. Hemos detectado que hay mucha confusión en torno a si se pueden renovar calderas, si están prohibidas o no, y sobre qué tecnologías son válidas. Aclarar que no existe una única solución tecnológica y que hay que adaptarse a cada tipo de usuario.

rar también que las calderas no van a desaparecer. Se podrán seguir utilizando, siempre y cuando se alimenten de gases renovables.

**AGL propuso el año pasado la creación del bono social GLP ¿Se ha producido algún avance?**

Seguimos promoviéndolo para que nadie se quede atrás en el tema de la descarbonización. No queremos una población que vaya a dos velocidades. Por eso queremos que se apruebe un bono social GLP, tanto para la botella como para el canalizado, y poder ayudar así a las personas vulnerables. Estamos hablando con el Ministerio para intentar que se implante, igual que se ha hecho con el bono térmico y eléctrico.

**¿Cómo afectó el apagón a las refinерías?**

Hubo instalaciones que siguieron funcionando gracias a los grupos electrógenos, pero otras no. Fue un episodio costoso y,

*“Falta una segunda revisión para actualizar los costes de comercialización, tanto en el envasado como en el canalizado”*

*“El apagón fue un episodio costoso y, aunque no hubo desabastecimiento, el impacto económico es evidente”*



Cambiar una caldera por una bomba de calor puede costar entre 10.000 y 15.000 euros, mientras que sustituir una caldera por otra ronda los 2.000 euros. No todo el mundo puede permitirse esa inversión, ni técnica ni económicamente. Lo importante no es tanto el sistema que se utilice sino el tipo de energía que se consume. Un sistema eléctrico puede ser renovable o no, y con el gas ocurre lo mismo: si es un gas renovable, su uso puede ser perfectamente válido.

**¿Qué marca actualmente la normativa europea respecto a las calderas de gas?**

Actualmente, lo que impide el reglamento europeo es que los Estados miembros concedan subvenciones para la adquisición o renovación de calderas que empleen combustibles fósiles (gas, carbón, gasoil), salvo que haya un cambio de combustible y el sistema sea modulante. Por otro lado, acl-

unque no hubo desabastecimiento, el impacto económico es evidente. Esto demuestra la importancia de la diversificación energética.

**¿Se plantean pedir indemnizaciones?**

No lo sabemos aún. Primero habrá que saber en quién va a caer la responsabilidad del apagón.

**¿Qué avances se están produciendo en materia de digitalización?**

Se han dado pasos importantes en temas como la planificación de rutas, telemetrías, gestión de pedidos, atención al cliente, facturación electrónica y trazabilidad de botellas. Quizá no somos el sector más tecnológico de todos, pero estamos aplicando la Inteligencia Artificial y el *Big Data* para reducir emisiones y mejorar la eficiencia y calidad del servicio.

# **CEPSA** se transforma en **moeve**

**Estamos acelerando nuestra transformación estratégica para impulsar un futuro con más energías sostenibles basadas en moléculas verdes.**

- › Venta de cerca del 70% de nuestros activos de producción de petróleo desde 2022.
- › Construyendo el mayor complejo de biocombustibles 2G del sur de Europa.
- › Desarrollando el Valle Andaluz del Hidrógeno Verde con un objetivo de 2GW en 2030.
- › Creando una de las mayores redes de carga eléctrica ultrarrápida en el conjunto de España y Portugal.

Aún nos queda mucho camino por delante, pero seguiremos dando pasos para que en 2030 más de la mitad de nuestro negocio provenga de actividades sostenibles\*.

**Este futuro  
tiene futuro**

Descubre más en  
[moeveglobal.com](https://moeveglobal.com)



Moeve ha vendido cerca del 70% de sus activos de producción de petróleo desde 2022. Complejo de biocombustible que suma a las instalaciones que ya operan una nueva planta que construye Moeve y sus socios, con una inversión asociada de 1.200 M€. Nuestro objetivo es producir hidrógeno verde con una capacidad de 2.000 MW en 2030, el mayor proyecto presentado en Europa hasta la fecha. Más de 160 cargadores ultrarrápidos ya conectados con el objetivo de alcanzar 400 construidos en 2024.

\*Según la taxonomía interna de Moeve para la clasificación de sus actividades sostenibles.



**Jacobo Canseco**  
Director de Green Energy en Axpo Iberia

## Biometano, motor inmediato para descarbonizar el transporte

La descarbonización del transporte es uno de los desafíos más urgentes para cumplir los objetivos climáticos europeos. Con cerca del 25% de las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por este sector, avanzar hacia una movilidad limpia no es solo necesario, sino inaplazable.

Desde Axpo estamos convencidos de que existen soluciones ya disponibles que pueden marcar una diferencia real en el corto y medio plazo. Una de ellas es el biometano, un combustible renovable, versátil y escalable, clave para acelerar la transición energética del transporte.

A diferencia de otras tecnologías que aún no han alcanzado la madurez necesaria para un despliegue a gran escala, el biometano es una alternativa real y operativa hoy. Su gran ventaja es que es químicamente idéntico al gas natural, lo que permite utilizar la infraestructura ya existente de transporte, distribución y consumo sin necesidad de realizar nuevas inversiones masivas. Sin embargo, España avanza con lentitud en esta dirección. La movilidad con gas natural apenas representa el 1% de la energía utilizada en el transporte, una cifra muy alejada de la de otros países de nuestro entorno. A pesar de ello, hay un enorme margen de crecimiento y es previsible que la cuota de mercado aumente progresivamente, a medida que el gas natural –y, con él, el biometano– gane competitividad frente a otras fuentes más contaminantes.

En Axpo trabajamos en toda la cadena de valor del biometano: desde el desarrollo de plantas de producción a su integración en soluciones para sectores con alta demanda energética, como el transporte pesado. Para nosotros, la transición energética debe ser también una transición inteligente: aprovechando los recursos disponibles, minimizando barreras y acelerando el impacto.

La movilidad sostenible no se construye solo con ambición, sino también con realismo y visión estratégica. Apostar por el biometano es dar un paso firme hacia una descarbonización inmediata y efectiva, sin esperar a tecnologías aún inmaduras. Como parte activa del sector energético y firmes defensores de un modelo sostenible, en Axpo seguiremos impulsando soluciones renovables que combinen innovación, eficiencia y resultados tangibles. Porque el futuro de la movilidad empieza ahora.

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.





**Rubén Esteller**  
Director elEconomista Energía

## Caos económico en el sector eléctrico

Las energías renovables atraviesan momentos de graves apuros económicos. La irrupción de los precios cero en los mercados mayoristas está llevando las cifras de ingresos de estas compañías a niveles tan bajos que pueden llegar a poner en duda su viabilidad económica. La instalación masiva de capacidad de generación -un sector liberalizado- está provocando ya la reclamación de medidas para paliar el impacto de esta situación. Las peticiones no son descabelladas. Si cuando la energía estaba disparada por culpa de la guerra en Ucrania se impusieron topes al alza para frenar los beneficios que podrían lograr estas tecnologías, entre otras, parece ahora coherente que también se pueda establecer un suelo que no haga que los propietarios de estas plantas pierdan hasta la camisa.

Evidentemente, esta medida genera reflexiones adicionales. Si existe toda esta capacidad excedentaria, ¿Tiene sentido la prórroga que ahora ha aprobado el Gobierno para los hitos de las renovables? ¿Dónde queda el riesgo empresarial de los inversores?

La conclusión es clara: a perro flaco todo son pulgas. Con una demanda que apenas crece, las previsiones de instalación de generación han quedado completamente desfasadas. Urge que el Gobierno acelere la inversión necesaria para fomentar la demanda de electricidad de modo que pueda incrementarse el uso de la potencia instalada en nuestro país y, de paso, reducir otros problemas que se está viendo como van convirtiéndose con los años en críticos. El sector espera la Planificación energética para poder acelerar la instalación de nueva demanda. Quizá más que decretos omnibus cuyas soluciones apenas aportan nada que no hubiera previsto, hubiese sido mejor que se acelerara la presentación de este documento clave para el futuro.



### EL PERSONAJE



**José Bogas**  
Consejero delegado  
de Endesa

El consejero delegado de Endesa, José Bogas, lleva años advirtiendo de los problemas de suministro que afrontan las Islas Canarias. Su empresa ha enviado más de 50 cartas a diversas instituciones para reclamar una solución que afecta directamente a su compañía, pero también al consumidor. La situación de excepcionalidad existente, no obstante, parece pasar desapercibida para las instituciones. De hecho, Entsoe -el grupo de operadores- ningune a Canarias cuando hace su informe sobre los riesgos de apagones en Europa.

### LA CIFRA

# 5

por ciento

El Gobierno ha propuesto una rebaja del 80% de los peajes para la industria electrointensiva. El sector venía reclamando la necesidad de aprobar esta medida, que en enero de este año quedó sin efecto tras la derogación del denominado decreto omnibus. La prórroga del 80% de los peajes eléctricos evita el aumento del 5% de la factura eléctrica del consumidor electrointensivo. El Gobierno ha decidido aplicar esta medida con carácter retroactivo lo que permitirá mejorar la competitividad industrial.

### LA OPERACIÓN



Ares Management Alternative Credit ha firmado un acuerdo con Eni para adquirir una participación en Plenitude del 20% por un valor total aproximado de 2.000 millones de euros. La operación está sujeta a las aprobaciones regulatorias habituales. Esta transacción refuerza el valor de mercado de Plenitude, que integra la producción de energía renovable, la venta de energía y servicios para hogares y empresas, así como soluciones de recarga para la movilidad eléctrica. La entrada de Ares se suma a la de Energy Infrastructure Partners, que posee un 10%.