

Jorge González Cortés, presidente Grupo Gesternova (Contigo Energía)

Luis Crespo, expresidente de Protermosolar y ESTELA

Javier Díaz, presidente de AVEBIOM

## EL GOBIERNO TIENE PARALIZADO EL BOMBEO

El Plan Nacional de Almacenamiento Hidráulico (PNAHE) se enfrenta a un laberinto burocrático que amenaza con ralentizar la construcción y puesta en marcha de los 37 proyectos de bombeo identificados por el Gobierno

EUGENIO DOMINGUEZ, CEO Y FUNDADOR DE HESSTEC

**“LOS COSTES DE LAS BATERÍAS  
HAN CAÍDO A MENOS DE 100 €/KWH  
EN APENAS TRES AÑOS”**





Actualidad | P6

## El Gobierno presenta su plan eléctrico para desatascar la red

El sector reclama reformas urgentes mientras el Gobierno prepara un plan que movilizará cerca de 25.000 millones adicionales hasta 2030.



Electricidad | P12

## Los proyectos del PNAHE no se adjudicarán antes de 2035

Los plazos podrían dilatarse por la complejidad técnica, los trámites administrativos y la falta de coordinación entre administraciones.

Eficiencia | P20

## RECUBIC: el proyecto que da una segunda vida a los residuos del cuero

Esta iniciativa, liderada por el ITE, además de reducir el impacto ambiental de la industria, abre nuevas vías de negocio y mejora la competitividad del sector.

Carburantes | P26

## Ya son más de 800 las gasolineras que ofrecen combustibles renovables

De las 12.631 gasolineras registradas en España en 2024, un total de 821 ofrecen combustibles cien por cien renovables y 1.700 tienen puntos de recarga eléctrica.



Gas | P32

## El sector del gas reclama un marco para recuperar los costes del cambio de contadores

Su sustitución por otros digitales, mejorará la eficiencia, la seguridad y la integración de los gases renovables.



Entrevista | P74

## Eugenio Domínguez, CEO y fundador de Hybrid Energy Storage Solutions (HESStec)

“Los costes de las baterías han caído de más de 300 €/kWh a menos de 100 €/kWh en apenas tres años”.

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



## Urge impulsar el almacenamiento de larga duración con la hidráulica

La transición energética europea avanza a un ritmo vertiginoso, con la eólica y la solar ocupando un espacio creciente en la generación eléctrica. Pero la ecuación no estará completa sin un ingrediente esencial: la flexibilidad del sistema. La reciente iniciativa *The Paris Pledge*, impulsada por la Asociación Internacional de Energía Hidroeléctrica (IHA) y Eurelectric, pone sobre la mesa una evidencia que los responsables políticos no pueden seguir posponiendo: el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo es la pieza clave para garantizar la seguridad de suministro y evitar que miles de millones de euros se pierdan cada año en electricidad renovable desperdiciada.

Europa dispone actualmente de 48 GW de capacidad instalada y más de 32 GW en desarrollo. Sin embargo, los escenarios para 2050 exigen duplicar esta potencia, ya que se prevé que el 86% de la generación provenga de fuentes variables. El salto en flexibilidad requerido es colosal: de 310 TWh a más de 2.000 TWh anuales. Sin almacenamiento suficiente, la transición energética se convierte en un riesgo, no en una oportunidad.

El sector está desarrollando cerca de 46 proyectos de bombeo pese a la enorme lentitud administrativa

España no es ajena a este desafío. Con 18 centrales en funcionamiento y cerca de 6 GW de potencia, nuestro país se encuentra en una posición privilegiada para liderar esta tecnología. No obstante, los 46 proyectos en tramitación que suman más de 20 GW de capacidad muestran una paradoja: la ambición del sector contrasta con la lentitud administrativa. Los casos de Repsol en Aguayo II, Iberdrola en Valdecañas o Villar Mir Energía en Granada son un buen ejemplo de proyectos estratégicos que aún esperan el desbloqueo definitivo. Cada retraso implica prolongar la dependencia de tecnologías más caras y contaminantes.

El Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía (PNAHE) es un paso en la dirección correcta, pero llega tarde y se queda corto. Los plazos planteados sitúan la entrada en operación de las primeras centrales en la próxima década, demasiado lejos para afrontar las urgencias de un sistema eléctrico que ya en 2023 perdió 12 TWh de electricidad renovable, equivalentes a 4.300 millones de euros. España no puede permitirse repetir este despilfarro mientras debate permisos o dirime competencias administrativas.

Urge, por tanto, una acción política decidida. Europa debe establecer un marco normativo claro que diferencie entre almacenamiento de corta y larga duración, que elimine barreras como la doble tarifa y que remunere los servicios de flexibilidad. En España, el esfuerzo debe concentrarse en agilizar los permisos, coordinar a las administraciones de agua, medioambiente e industria, y abrir la puerta a proyectos en embalses no estatales.

### EL ILUMINADO



**Ignacio Galán**  
Presidente de Iberdrola

Ignacio Galán, presidente de Iberdrola, acaba de presentar un ambicioso programa de inversión de 90.000 millones para la compañía hasta el año 2031. La eléctrica tiene que afrontar en este periodo un fuerte crecimiento en el negocio de redes.

### EL APAGÓN



**Beatriz Corredor**  
Presidenta de Redeia

La presidenta de Redeia, Beatriz Corredor, tuvo una desafortunada intervención en la comisión de investigación en el Senado sobre el apagón del pasado 28 de abril. El próximo 3 de octubre se conocerá el informe oficial de Entsoe.

1

**Evento:** 5º Salón del Gas Renovable + 18º Congreso Internacional de Bioenergía.

**Organiza:** AVEBIOM.

**Lugar:**  
Feria de Valladolid.

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

9

**Evento:** Perspectivas de la transición energética en la Península Ibérica.

**Organizan:** Enerclub y CECME.

**Lugar:**  
Meeting Place. Paseo de la Castellana, 81 (Madrid).

**Contacto:**  
<https://www.enerclub.es/actividades/ecme2025>

14

**Evento:**  
XXI Congreso Anual de Cogeneración.

**Organizan:**  
ACOGEN y COGEN España.

**Lugar:**  
Hotel Palace de Madrid.

**Contacto:**  
<https://www.acogen.es/eventos>

15

**Evento:**  
XII Foro Solar.

**Organiza:**  
UNEF.

**Lugar:**  
Hotel marriott Auditorium de Madrid.

**Contacto:**  
<https://www.unef.es/es/evento/xiiforo-solar>

16

**Evento:**  
IV Foro Aviación Sostenible.

**Organiza:**  
elEconomista.es.

**Lugar:**  
C/ Condesa de Venadito, 1. Planta 11.

**Contacto:**  
[www.bit.ly/IVForoAviacionSostenible-eE](http://www.bit.ly/IVForoAviacionSostenible-eE)

29

**Evento:**  
IV Congreso Eólico Marino.

**Organiza:**  
AEE.

**Lugar:**  
Palacio de Congresos y Exposiciones de A Coruña.

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



# Energía confiable para un futuro descarbonizado



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



# El Gobierno presenta su plan eléctrico para desatascar la red

El colapso que sufre la red eléctrica en España ha levantado todas las alarmas. La red no soporta la demanda de nuevos proyectos, lo que pone en riesgo inversiones millonarias. El sector reclama reformas urgentes mientras el Gobierno prepara un plan que movilizará cerca de 25.000 millones adicionales hasta 2030

Concha Raso.



Operario repara una torre eléctrica. Reuters

**H**ace unas semanas, los gestores de red de distribución publicaron en sus páginas web –siguiendo los criterios validados con la CNMC– los mapas de capacidad de la red para conectar demanda. Los primeros resultados recopilados por los asociados de aeléc (EDP, Endesa e Iberdrola) y UFD (distribuidora de electricidad del Grupo Naturgy), confirman un secreto a voces: el 83,4% de los nudos están saturados. Una circunstancia que, según José Bogas, consejero delegado de Endesa, “limita el desarrollo industrial y frena proyectos estratégicos que podrían posicionar a España como líder energético en Europa”.

Según la información aportada por el sector, en 2024 se denegaron más del 60% de las solicitudes de acceso y conexión de instalaciones de demanda y almacenamiento. Especialmente preocupante es la situación que sufren varias provincias como Álava, Albacete, Cuenca, Guadalajara, Vizcaya, Málaga o Girona, cuya capacidad está plenamente colapsada. Otras como Burgos, Castellón, Huesca o Teruel están prácticamente desbordadas. Mientras que solo unas pocas, como Badajoz, Soria, Ourense, Granada o Zamora cuentan con una capacidad de entre el 50% y el 80%.

Para paliar esta situación, y evitar así la fuga de inversiones ante la dificultad para atender las peticiones de conexión en el desarrollo de nuevos proyectos industriales por la congestión actual de la red, desde el sector abogan, en líneas generales, por “tener un modelo retributivo y una retribución de las inversiones coherentes con las necesidades de la red, y una planificación ágil que permita reforzar aquellos puntos de acceso a la red donde la demanda lo requiera”. “Una red más moderna y digitalizada -añaden- permitirá gestionar una demanda cada vez más compleja, facilitar la integración de renovables, mejorar la resiliencia frente a eventos críticos y garantizar a los consumidores un suministro estable y competitivo”.

La CNMC sacó a consulta pública el pasado mes de julio su propuesta de retribución para las redes de distribución y transporte de electricidad, así co-



Aerogenerador detrás de un poste de luz. Reuters

mo una propuesta de cambio en la metodología de cálculo, que desde el sector califican de "insuficiente". A grandes rasgos, el órgano propuso una tasa de retribución del 6,46% para el periodo comprendido entre los años 2026 y 2031 que, si bien es superior al actual 5,58%, "está muy por debajo de los 7,5 puntos porcentuales que solicita el sector, de la media europea y de otros sectores regulados en España", ha señalado Marta Castro, directora de Regulación de aeléc.

El problema es que mejorar el nivel de saturación actual de la red no es nada fácil. Tres días después de conocerse el contenido de los mapas de capacidad, la ministra de Transición Ecológica, Sara Aagesen, presentó una ambiciosa Propuesta de planificación de la red de transporte de electricidad con horizonte 2030 y expuso las claves de un Proyecto de Real Decreto para regular las inversiones en las redes de transporte y distribución eléctricas.

### 13.500 millones a proyectos industriales

Respecto a la Propuesta de planificación de la red, el ministerio prevé una inversión de 13.590 millones hasta el final de la década, otorgando prioridad a los proyectos industriales. Plantea atender 27,7 GW desde la red de transporte, lo que implica multiplicar por 14 los 2 GW de la vigente Planificación con horizonte 2026. Un crecimiento que también se produce en la red de distribución, con 5,3 GW, de ahí que la propuesta plantee 422 ampliaciones de conexión (142 en la red de transporte para nuevos consumidores, 84 para agentes especiales como ADIF y puertos, y 196 apoyos a la red de distribución), repartidos de la siguiente forma: 9 GW para proyectos industriales, 1,8 GW para desarrollos residenciales y nuevas viviendas, 560 MW para electrificación ferroviaria, 1,2 GW para electrificación portuaria, 13,1 GW para producción de hidrógeno verde y 3,8 GW para centros de procesamiento de datos.

En el caso de las peticiones de acceso a generación, la Propuesta plantea actuaciones de mejora en el 21% de la red y nuevos ejes para cohesionar y vertebrar más el territorio, con especial incidencia en zonas rurales. Unos refuerzos que, según el Miteco, "facilitarán la integración de las renovables y el almacenamiento previsto -incluidos 6,6 GW de hidro-

### Groizard se está reuniendo con las CCAA en relación a la propuesta de planificación de la red

eléctrica reversible-, limitando los vertidos esperados al final de la década al 3,3%".

Antes de que la Propuesta salga a información pública, el secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, ha iniciado una ronda de encuentros con las Comunidades Autónomas para compartir el escenario de partida de la Planificación eléctrica en cada región. Al cierre de esta edición, Groizard ya se ha reunido con los representantes de Industria y Energía de País Vasco, Castilla-La Mancha, Navarra, Andalucía, La Rioja, Cantabria, C. Valenciana y Aragón.

Una vez recogidas las contribuciones en la fase de consultas públicas, se analizarán las propuestas presentadas. El resultado de este segundo análisis técnico será objeto de informe por parte de la CNMC. Sobre sus conclusiones se elaborará el documento consolidado y la declaración ambiental estratégica, que se presentarán en el Congreso de los Diputados antes de su aprobación por parte del Consejo de Ministros.

### 11.300 millones en transporte y distribución

Respecto al Proyecto de Real Decreto -ya en audien-

cia pública y cuyo plazo para enviar alegaciones finaliza el próximo 6 de octubre-, incluye una serie de mejoras en relación al marco regulatorio anterior. Por un lado, obliga a las empresas transportistas y distribuidoras a publicar los planes de inversión en el plazo máximo de un mes desde su aprobación, deberán presentar informes de cumplimiento de dichos planes y, en el caso de que suceda, deberán explicar las causas por las que las instalaciones previstas no se han puesto en servicio o incurran en retrasos significativos. El Real decreto también establece mecanismos de penalización dirigidos a asegurar el cumplimiento de los planes de inversión por parte de los titulares de las redes.

Por ejemplo, las empresas perderán un 25% del volumen de inversión incremental si durante los dos años previos a la entrada en vigor del Real Decreto no hubieran alcanzado el 80% de sus límites particulares de inversión, perderán el 10% si han invertido por debajo del 75% de la inversión aprobada en los tres años previos y lo perderán totalmente si no presentan su informe anual de cumplimiento o si durante dos años consecutivos no han hecho uso del volumen de inversión incremental asignado.

El documento también incluye un incremento anual del límite máximo de inversión en las redes de distribución y de transporte hasta 2030, que será de 3.600 millones para las redes de transporte y de 7.700 millones para distribución. En el caso de la red de distribución, el aumento de la inversión estará condicionado a que se destine a mejorar la red, a cubrir nuevas necesidades de consumo y a proteger la avifauna contra colisión y electrocución. En el caso de las redes de transporte, el Proyecto incluye una disposición para que las nuevas posiciones de las subestaciones puedan asignarse a cubrir necesidades concretas de determinados consumidores, como la red ferroviaria o la industria.

El Proyecto de real decreto también incluye mecanismos para impulsar el aprovechamiento de instalaciones existentes, como alternativa a la construcción de nuevas instalaciones, siempre que esto pueda suponer un menor coste para el sistema. Esta posibilidad ya estaba recogida en el marco normativo anterior en el caso del transporte, ampliándolo ahora al caso de la distribución. Asimismo, se establece un mecanismo de incentivo para esta posibilidad, determinando que estas actuaciones computen solo al 50% en los límites de inversión previstos.

### Europa también se resiente

El problema de las redes también afecta al resto de Europa. La Agencia de Cooperación de Reguladores de la Energía (ACER) ha reclamado una reforma profunda del Reglamento europeo de infraestructu-

**El Gobierno podrá penalizar a los titulares de las redes que no cumplan con sus planes de inversión**

ras energéticas (TEN-E) para agilizar las inversiones en redes.

Entre otras cuestiones, el organismo propone simplificar y acortar los plazos de planificación, promover soluciones tecnológicas que permitan optimizar la capacidad de las redes ya existentes, reformar el sistema de selección de Proyectos de Interés Común para centrarse en los más maduros y actualizar el reparto transfronterizo de costes para hacerlo más flexible. Desde ACER también reclama mejorar la transparencia en los datos de inversión, especialmente en el ámbito de la distribución, donde operan cerca de 3.000 compañías en toda Europa.



Imagen de la bandera de la Unión Europea y varios postes de luz. iStock

80€ te esperan con los "además"  
de plenitude



Contrata nuestra Tarifa Fácil Luz y Gas  
y 80€ serán tuyos.

Así de Fácil es confiar la energía de tu hogar  
al mejor aliado.

\*Consulta las condiciones de la oferta. Solo hasta el 26 de octubre.



plenitude

## Empresa

## Moeve instala el logo con mayor altura de España



Moeve ha instalado a 240 metros de altura su nuevo logo en lo alto de la Torre Foster, la segunda más alta de España, y que configura el skyline de la ciudad de Madrid. Con 17 metros de ancho y 3 metros de alto, la estructura está fabricada con aluminio y lona reciclables, tratada con pinturas sin compuestos orgánicos volátiles y contiene en su interior una iluminación LED que aporta un consumo energético reducido y de larga vida útil. Todo el conjunto ha

sido fabricado en una factoría local, situada en Alcalá de Henares (Madrid).

La compañía lanzó su nueva marca, Moeve, el pasado mes de octubre y con la instalación del logo en su sede central culmina la renovación de la marca en el edificio, avanzando así en la transformación de su identidad en las múltiples instalaciones de la compañía.

## Nombramiento

## Cristina Rivero, nueva directora general del Club Español de la Energía



La Comisión Ejecutiva del Club Español de la Energía (Enerclub) ha aprobado por unanimidad el nombramiento de Cristina Rivero como nueva directora general de la Asociación, en sustitución de Arcadio Gutiérrez, fallecido el pasado mes de junio. Rivero ha desarrollado una sólida trayectoria profesional en los ámbitos de la energía, el medio ambiente y el cambio climático. Hasta ahora, ha sido directora del Departamento de Industria, Energía, Medio Ambien-

te y Clima en la Confederación Española de Organizaciones Empresariales (CEOE). Anteriormente, formó parte de UNESA (actual aelec) como responsable de medio ambiente. Licenciada en Ciencias Biológicas por la Universidad Complutense de Madrid, cuenta con un máster en Evaluación de Impacto Ambiental y en Auditorías Ambientales y Planificación Empresarial del Medio Ambiente por el Instituto de Investigaciones Ecológicas de Málaga.

## Biomasa

## 'Biomasa en tu Casa' arranca su recorrido por España



La inauguración oficial de la exposición itinerante *Biomasa en tu Casa*, promovida por AVEBIOM, comenzó su recorrido el pasado 16 de septiembre en el CEIP Miguel Delibes de Aldeamayor de San Martín (Valladolid) y llegará a 250 municipios de toda España entre 2025 y 2030.

Instalada en un semirremolque expositivo de 60 metros cuadrados, la exposición combina tecnologías

inmersivas, maquetas interactivas, equipamiento real y contenidos didácticos que permiten comprender, de forma directa, el funcionamiento de los sistemas modernos de calefacción con pellets y otras biomasas; cómo se obtienen los biocombustibles sólidos; la importancia de la gestión forestal sostenible y el impacto positivo de esta energía en la economía local, la calidad del aire y la lucha contra el cambio climático.

## Evento

## Fira de Barcelona acoge una jornada sobre eficiencia en noviembre



El próximo 5 de noviembre se celebrará en Barcelona Industrial Energy Transition, un evento organizado por Fira de Barcelona junto al CEEC, que reunirá a los líderes de empresas industriales con alto consumo energético para debatir y compartir experiencias, con el reto de impulsar la eficiencia operativa, en un momento marcado por la volatilidad de los costes y la transición energética. Industrial Energy Transition generará un foro clave de reflexión y ac-

ción para la industria, ofreciendo un programa dinámico y orientado a dar soluciones reales, con la presencia de empresas tan relevantes como ROCA Group, DOW Chemical, Almirall, Schneider Electric y Endesa. El programa, pensado para inspirar, fomentar la colaboración y transformar la visión en acciones concretas, contribuirá a asegurar la competitividad de la industria española en el escenario energético actual.

## Operación

**Iberdrola vende su negocio en Hungría por 171 millones**

Iberdrola ha alcanzado un acuerdo para vender el 100% de las acciones de Iberdrola Renovables Magyarország KFT, que posee su negocio en Hungría, a un consorcio formado por Premier Energy y al grupo húngaro iG TECH CC.

El Grupo recibirá 171,2 millones de euros por las acciones de la compañía y un dividendo distribuido antes del cierre. Los activos vendidos incluyen 158

MW de capacidad eólica operativa, puestos en marcha por Iberdrola desde su entrada en el país en 2008. Estos activos comenzarán próximamente a vender su energía en el mercado mayorista, una vez finalice el periodo regulado de tarifa de 15 años al que estaban acogidos. Actualmente, 124 MW ya operan en el mercado libre y los 34 MW restantes lo harán en menos de un año. La operación está sujeta a las aprobaciones regulatorias habituales.

## Solar

**Ecoener pone en marcha dos plantas fotovoltaicas en R. Dominicana**

Ecoener alcanza los 623 MW en operación con la puesta en marcha de dos plantas fotovoltaicas en República Dominicana, lo que supone un incremento del 83% respecto al año pasado, cuando contaba con 341 MW. Localizada en la provincia de La Romana, Cumayasa 4 ocupa 70 hectáreas en las que se han instalado 102.000 paneles fotovoltaicos. La planta producirá 125 GWh de electricidad renovable al año. Por su parte, Payita 1, ubicada en

la provincia de María Trinidad Sánchez, ocupa 83 hectáreas y cuenta con 110.000 paneles fotovoltaicos que producirán 127 GWh de electricidad renovable al año. Ambas centrales están respaldadas por contratos PPA con una vigencia de quince años. En total, los activos de Ecoener en operación y construcción en R. Dominicana permitirán abastecer a más de 235.000 hogares, evitando la emisión de cerca de 359.000 toneladas de CO2 al año.

## Almacenamiento

**Enertis Applus+ desarrolla más de 11 GWh de proyectos BESS en Chile**

Enertis Applus+ ha reforzado su posición como asesor técnico independiente para la financiación de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (Battery Energy Storage System o BESS, por sus siglas en inglés) en Chile. Este logro se consolida tras haber acompañado dos nuevos proyectos estratégicos: la planta híbrida solar + BESS Domeyko de Verano Energy y el sistema BESS que se acoplará a la planta solar Elena, promovido por Grenergy.

El proyecto Domeyko cuenta con una inversión de 204 millones de dólares y combina 83 MW de generación solar con 300 MW/660 MWh de almacenamiento en baterías. Por su parte, el sistema BESS Elena cuenta con 446 MW/3,5 GWh de capacidad de almacenamiento y con una financiación de 270 millones de dólares. Este proyecto forma parte del macroproyecto Oasis de Atacama, con una capacidad total de 11 GWh y casi 2 GW de solar.

## Mercado

**Grupo MET entra en el mercado energético polaco**

La empresa energética suiza Grupo MET ha anunciado su entrada en el mercado polaco a través de su filial MET Polska, con sede en Varsovia. Las operaciones se centrarán en prestar apoyo a grandes empresas con un alto consumo energético, así como a pymes y a los productores de energía renovable. Como parte de la estrategia de expansión internacional del Grupo, Polonia es el vigésimo primer país en el que MET establece una filial.

La filial polaca se centrará en la venta de electricidad y gas natural a clientes finales, tanto pymes como grandes consumidores industriales. La empresa también operará en el segmento de originación de electricidad y gas natural, así como en la prestación de servicios de energía renovable. MET Polska ya cuenta con todas las licencias necesarias para iniciar sus operaciones y ha firmado sus primeros contratos con clientes, que comenzarán en octubre.

# Los 37 proyectos del Programa Nacional de Almacenamiento no se adjudicarán antes de 2035

El Plan Nacional de Almacenamiento Hidráulico (PNAHE) se enfrenta a un laberinto burocrático que amenaza con ralentizar la construcción y puesta en marcha de los 37 proyectos de bombeo identificados por el Gobierno. Los plazos previstos podrían dilatarse debido a la complejidad técnica, los trámites administrativos y la falta de coordinación entre administraciones

Concha Raso.



Complejo hidroeléctrico  
La Muela. eE

**H**ace unas semanas, la Asociación Internacional de Energía Hidroeléctrica (IHA) y Euroelectric, presentaron *The Paris Pledge*, un documento firmado por más de medio centenar de empresas desde el que instan a los responsables políticos de la UE y de los países miembros a crear las condiciones adecuadas para acelerar, de manera urgente, el desarrollo de la energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo.

Aunque Europa cuenta actualmente con 48 GW de capacidad instalada —y más de 32 GW en desarrollo que podrían almacenar más de 700 GWh—, desde el sector creen que esta cifra debería duplicarse de aquí a 2050, ante la previsión de que, para esa fecha, el 86% de la capacidad de generación eléctrica en Europa provenga de fuentes renovables variables —como la eólica y la solar—, lo que multiplicaría por siete la necesidad de flexibilidad energética, pasando de 310 TWh a más de 2.000 TWh anuales.

Además de garantizar la seguridad de suministro y la estabilidad de precios del sistema eléctrico, el aumento de la capacidad de almacenamiento

### Las 18 centrales hidroeléctricas de bombeo en España suman una potencia de 6 GW

por bombeo evitaría el desperdicio de electricidad renovable, como los 12 TWh que se perdieron en 2023 por falta de almacenamiento y que costó a los consumidores unos 4.300 millones de euros.

Entre las peticiones que el sector propone a nivel europeo y nacional, están: lanzar una iniciativa específica para fomentar el almacenamiento de electricidad, diferenciar entre almacenamiento de corta y larga duración, adoptar la Directiva de Energías Renovables (RED III) y la reforma del diseño del mercado eléctrico, implementar las directivas europeas recientes, remunerar los servicios de flexibilidad y seguridad energética, eliminar tarifas dobles en el almacenamiento de electricidad y acelerar los procesos de permisos para proyectos de almacenamiento por bombeo.

Por su parte, el sector se compromete a invertir en el desarrollo de nuevos proyectos de almacenamiento por bombeo, fortalecer la cadena de suministro europea, formar y contratar una nueva generación de trabajadores, implementar tecnologías de vanguardia, minimizar impactos ambientales con soluciones avanzadas, proporcionar información transparente e involucrar a comunidades locales y responsables políticos desde el principio.



Embalse de Melonares (Sevilla). EFE

### Cifras y proyectos

A día de hoy, España cuenta con 18 centrales hidroeléctricas de bombeo estratégicamente distribuidas por todo el país, que suman una potencia instalada de cerca de 6 GW, de los que 3.331 MW son de bombeo puro y unos 2.500 MW de bombeo mixto. Actualmente hay 46 solicitudes de concesión para este tipo de proyectos, con una capacidad total que supera los 20 GW.

El número de empresas con proyectos de centrales de bombeo en distintos estados de tramitación en el país (ambiental, concesión de agua, puntos de acceso y conexión, administrativa de construcción) sigue avanzando. Uno de los más destacados es la ampliación de la central de bombeo Aguayo II que Repsol pretende llevar a cabo en Cantabria. El pro-

yecto (1.000 MW) ya dispone de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y está muy próximo a obtener la concesión hidráulica.

En los últimos meses, algunas empresas han anunciado públicamente avances en alguno de sus proyectos. Iberdrola, por ejemplo, ha iniciado la puesta en servicio del primer grupo de la central de bombeo de Valdecañas en Cáceres, que cuenta con una potencia total de 225 MW e incluye una batería híbrida de 15 MW y 7,5 MWh de energía almacenada. En Alcántara (Cáceres) está llevando a cabo otro proyecto, que se encuentra en tramitación, con una potencia de 440 MW que permitiría un almacenamiento energético reversible de 16 millones de kWh.

Villar Mir Energía ha obtenido la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) favorable para construir una central hidroeléctrica de bombeo de 356,8 MW en los términos municipales de Vélez de Benaudalla, El Pinar, Los Guájares y Padul (Granada).

Las empresas Tasga Renovables, Saltos del Navia (50% EDP y 50% Endesa) y Magtel han presentado ante el Miteco sendos proyectos en el municipio asturiano de Grandas de Salime. La primera pretende levantar una central hidroeléctrica reversible de 677,27 MW, la segunda de 800 MW y la tercera proyecta una hidroeléctrica de bombeo de 215 MW. Tasga también proyecta levantar dos centrales más de estas características: Meirama (440 MW) y otra en el Miño. Mientras que Magtel pugna con EDP para construir una gran central hidroeléctrica de bombeo en Tineo que generará y almacenará energía aprovechando el embalse de La Barca.

La compañía gallega Xallas Electricidad y Aleaciones (XEAL) también quiere llevar a cabo una central

hidráulica reversible en Monte da Ruña (Ayuntamiento de Mazaricos) de 400 MW de capacidad instalada y 2.300 MWh de capacidad de almacenamiento.

En Aragón destaca el proyecto que la compañía Proyectos Hidráulicos y Energéticos pretende ejecutar entre los municipios zaragozanos de Garrapinillos y La Muela, con el respaldo del fondo público belga Aspiravi. La inversión asciende a 138 millones solo para acometer la primera fase de la central reversible Dehesa de Ganaderos, que supondría empezar su explotación con 95 de los 300 MW previstos en un plazo de cuatro años.

#### Plan de Almacenamiento Hidráulico (PNAHE)

Uno de los pasos más recientes para ayudar al despliegue de este tipo de centrales ha sido la licitación



**Iberdrola, Villar Mir, Tagsa y Xeal, entre otras, siguen adelante con sus proyectos**

que la Dirección General de Agua lanzó el pasado mes de julio para la contratación y ejecución de los servicios de asistencia para el desarrollo y ejecución del Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía (PNAHE), cuyo objetivo es la construcción de nuevas instalaciones de almacenamiento en centrales de bombeo en embalses de titularidad estatal.

A partir del Pliego Técnico de la licitación analizada, el borrador del PNAHE contempla la identificación de 37 embalses como emplazamientos potenciales para el desarrollo de 29 proyectos de bombeo



Tasga Renovables es una de las empresas con proyectos de bombeo hidráulico. eE

puro con una capacidad energética de almacenamiento estimada en 77,6 GWh y una potencia en regulación diaria de casi 9 GW, así como ocho proyectos de bombeo mixto que podrían alcanzar 1,5 GW adicionales.

Según la planificación prevista en el servicio de asistencia técnica licitado, “se estima que los primeros tres concursos correspondientes a 12 proyectos considerados prioritarios podrían resolverse, en el escenario más favorable, durante el último trimestre de 2027”, afirma a *elEconomista Energía* Raúl García, director de la Asociación Española de Almacenamiento de Energía (Asealen). “La convocatoria y resolución de los proyectos restantes –añade– se distribuiría a lo largo de los años siguientes, con el objetivo de adjudicar la totalidad de los 37 proyectos antes de 2035”.

En este marco, tal y como apunta García, “la construcción y puesta en marcha de los primeros proyectos podría producirse, en el mejor de los escenarios, entre 2031 y 2035, mientras que los últimos comenzarían su construcción en torno a 2038 y no entrarían en operación antes de 2042”.

Considerando que el desarrollo, tramitación y promoción de este tipo de instalaciones suele requerir un plazo mínimo de tres años, y su construcción y puesta en servicio otros cuatro años adicionales,

### Alguno de los proyectos del PNAHE no entrará en operación antes de 2042

desde el sector estiman que “el calendario planteado es muy optimista y, por tanto, presenta un alto riesgo de retrasos respecto a las previsiones iniciales”. Aunque la iniciativa supone un primer paso relevante, los plazos previstos implican que “su impacto efectivo no se materializaría a corto plazo y, además, su alcance es limitado, dado que se circunscribe exclusivamente a embalses de titularidad estatal”, indica el directivo de la asociación.

Por ello, desde el sector consideran necesario que “el PNAHE incorpore también medidas normativas orientadas a desbloquear los proyectos actualmente en tramitación y a facilitar una tramitación ágil y coordinada de nuevos proyectos en embalses no estatales”. En este sentido, se señala como elemento clave “la coordinación entre las administraciones competentes en materia de agua, medioambiente e industria, así como la definición de un proceso específico para el acceso y la conexión a la red de este tipo de instalaciones, que sea compatible con la participación en el próximo mecanismo de capacidad”, explican.



Presa de Soria (Gran Canaria). Gobierno de Canarias

Tal y como hemos comentado, actualmente existen en España numerosos proyectos de centrales hidroeléctricas reversibles que requieren un impulso en su tramitación administrativa, en particular por parte de la Dirección General del Agua y de los organismos de cuenca. “En este contexto, el PNAHE debería configurarse como un instrumento complementario a los proyectos ya en desarrollo, orientando los recursos disponibles de la Administración a facilitar su avance, de forma paralela al propio proceso de elaboración y despliegue del plan”, afirma el director de Asealen.

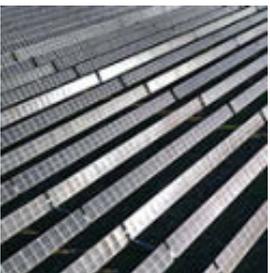
## Movilidad

**Endesa y Ayvens lanzan el primer 'renting' eléctrico para particulares**

Endesa y Ayvens acaban de lanzar Endesa Drive, un innovador servicio de *renting* todo incluido dirigido a clientes particulares que buscan darle un nuevo impulso a la movilidad eléctrica en nuestro país, facilitando la recarga, tanto en el domicilio como en la vía pública, en un solo contrato y con una única cuota fija mensual. Este nuevo producto permite al cliente elegir un coche eléctrico o híbrido enchufable de Ayvens entre varios modelos, incluyendo no

solo los servicios habituales del *renting* como el seguro, reparación, mantenimiento y cambio de neumáticos, sino también la instalación del punto de recarga en el domicilio con la posibilidad de contratar la tarifa de luz Tempo Zero con la que se bonifican los primeros 200 kWh de cada mes, así como la posibilidad de recarga en la red pública de Endesa con bonificaciones de hasta 200 kWh a los clientes que tengan la tarifa de luz con la energética.

## Solar

**X-ELIO vende una planta solar de 50 MW a la italiana PLT Energia**

X-ELIO ha anunciado la venta de una planta solar fotovoltaica de 50 MW en Sicilia al grupo italiano PLT Energia. Castelvetro, con una producción estimada de 92 GWh de energía limpia al año, contribuye a los objetivos de descarbonización de Italia, proporcionando energía sostenible y competitiva en costes. Con esta operación, X-ELIO consolida su presencia en Italia, donde ya ha puesto en operación 146 MW solares y está construyendo varios proyec-

tos que suman 116 MW. La compañía gestiona un pipeline de 1,1 GW en proyectos solares y 1,8 GW en sistemas de almacenamiento de energía (BESS). PLT Energia, por su parte, alcanzará a finales de 2025 una capacidad instalada de 365 MW, complementada con otros 110 MW que se encuentran en fase avanzada de construcción. También cuenta con una cartera de desarrollo de unos 3,4 GW, de los que 600 MW ya han recibido autorización.

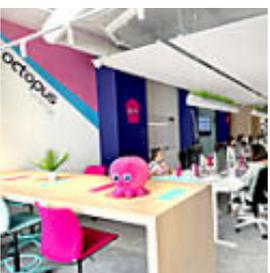
## Movilidad

**Edison Next y Karos integran los CAEs en el vehículo compartido**

Karos, la aplicación de *carpooling* para desplazamientos diarios, ha integrado, en colaboración con Edison Next Spain, los Certificados de Ahorro Energético (CAEs) a los trayectos cortos compartidos. Desde el pasado mes de julio, todos los viajes compartidos superiores a 10 kilómetros dentro del territorio nacional son elegibles para recibir CAEs. Los beneficios se reparten entre conductores y pasajeros. Los primeros reciben un bono adicional

de 0,30 euros por trayecto, mientras que los segundos disfrutan del mismo importe como descuento directo en su billete. En ambos casos, sin necesidad de realizar ninguna gestión adicional. La propia aplicación de *carpooling* es la encargada de rastrear y verificar automáticamente cada trayecto, mientras que Edison Next se encarga de la certificación, validación ante el Miteco y monetización de los CAEs generados.

## Empresa

**Octopus Energy supera los 400.000 clientes en España**

Octopus Energy ha superado los 400.000 clientes en España tras sumar 170.000 nuevos hogares en tan solo un año, lo que supone un crecimiento del 75% en este periodo. El 61% de los nuevos clientes se han registrado en Andalucía, el 26% en Cataluña, el 21,8% en Madrid y el 18,4% en la Comunidad Valenciana. Tras haber alcanzado este hito, Octopus Energy continúa con su objetivo: alcanzar el millón de clientes para 2027.

Para ello, la compañía continúa impulsando la transición energética en España, fomentando soluciones de autoconsumo solar, carga de vehículos eléctricos, baterías domésticas, aerotermia y herramientas innovadoras, fáciles de utilizar, que impulsan la eficiencia energética de empresas y hogares. La compañía cuenta con más de 500 trabajadores en España, que se suman a los más de 12.000 que tiene a nivel global.



## 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



**Jorge González Cortés**  
Vicepresidente del Grupo Gesternova (Contigo Energía)

## Sobre el Operador del Sistema

**E**l 28 de abril de 2025, el día del cero de tensión peninsular, será una fecha desgraciadamente histórica para nuestro operador del sistema (OS) especialmente, pero también para la memoria colectiva.

El operador del sistema tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte y, en España, esta función la realiza, al igual que el transportista de red en una sola organización: Red Eléctrica de España (REE), que fue pionera en esta estructura desde 1985.

Pero hacer bien las cosas, no siempre recibe el reconocimiento que merece, mientras que un error, aunque no se tenga la responsabilidad directa en ese cero de tensión, dejará, sin embargo, una cicatriz indeleble que borrará décadas de buena reputación.

Algunos incluso están aprovechando el ruido generado para reclamar la separación de las dos actividades y me gustaría exponer las razones por las que creo que es relevante que las cosas que han funcionado bien siempre se queden como están.

La Ley del Sector Eléctrico encomienda al operador del sistema la tarea de asegurar el funcionamiento seguro del sistema eléctrico al menor coste posible para los ciudadanos.

Esta operación se realiza con un criterio de óptimo técnico-económico que garantiza la neutralidad frente al resto de agentes del mercado, sin favorecer intereses políticos o mercantiles de unas empresas del sector frente a otras, lo que garantiza un trato ecuaníme a todos los agentes.

Imaginemos que la red de transporte dependiese de empresas verticalmente integradas que tuviesen que dar acceso a terceros que les hiciesen la competencia...



Que el OS tenga el telemando de las instalaciones de la red de transporte y pueda dar órdenes instantáneas, de forma coordinada y obedeciendo únicamente al interés general, es siempre importante, pero se convierte en esencial cuando nos enfrentamos a situaciones tan complejas como la operación de un sistema con una pobre interconexión con Europa y no digamos ya en caso de estados de alerta o emergencia.

Un sistema eléctrico que ya integra -y seguirá integrando- una ambiciosa capacidad de generación renovable y de almacenamiento, para habilitar, entre otros objetivos, una gran capacidad de consumo, debe tener un TSO (Operador del Sistema de Transporte, por sus siglas en inglés) neutral que garantice que todos los agentes sean tratados por igual, sin perjuicio de que las redes de distribución se modernicen y reciban del regulador la capacidad de acometer las inversiones necesarias para la electrificación de nuestra economía.

Conviene recordar que ningún TSO creó antes que REE un centro de control específico para la integración de renovables, que sigue siendo desde entonces referencia para otros países, tanto en lo normativo como en lo técnico y operativo.

No es la primera vez que un gran apagón deja sin suministro a todo un país en Europa.

Antes de que en 1999 el conocido como Decreto Bersani comenzase la liberalización del sector eléctrico en Italia, Enel era una empresa pública verticalmente integrada que controlaba todas las actividades del sector.

Dicho Decreto legislativo, traspuso la primera directiva europea sobre liberalización eléctrica (96/92/CE) obligando a separar las actividades de generación, transporte y distribución y, para ello, creó el Gestore della rete di trasmissione Nazionale o GRTN, que no poseía activos físicos de red, mientras que Enel mantuvo la propiedad de la red de transporte.

El 28 de septiembre de 2003, a las 03:28 de la madrugada, una tormenta en la interconexión entre Suiza e Italia generó una reacción en cadena que dejó a toda Italia sin luz cuando se celebraba la noche blanca en Roma, que quedó sumida en la oscuridad, con una gran cantidad de gente en la calle. En toda Italia, 110 trenes quedaron parados y 30.000 personas atrapadas en ellos. La capital tardó entre tres y seis horas en recuperar el suministro, pero algunas partes del país tardaron dieciocho horas en hacerlo.

Como consecuencia de dicho apagón, Italia, entre otras medidas, promovió la creación de Terna, a imagen y semejanza de REE para reforzar la seguridad de suministro, optimizar la gestión de la red y así poder ejercer un rol de neutralidad que debía facilitar la liberalización del sector eléctrico.

Sin duda, la integración de renovables genera muchos retos para el sistema eléctrico. Pero precisamente solo podremos superarlos si existe una perfecta sincronización entre el transporte y la operación del sistema, y se garantiza un tratamiento ecuatoriano de todos los agentes participantes en la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, tal como ya asegura el TSO español, REE.

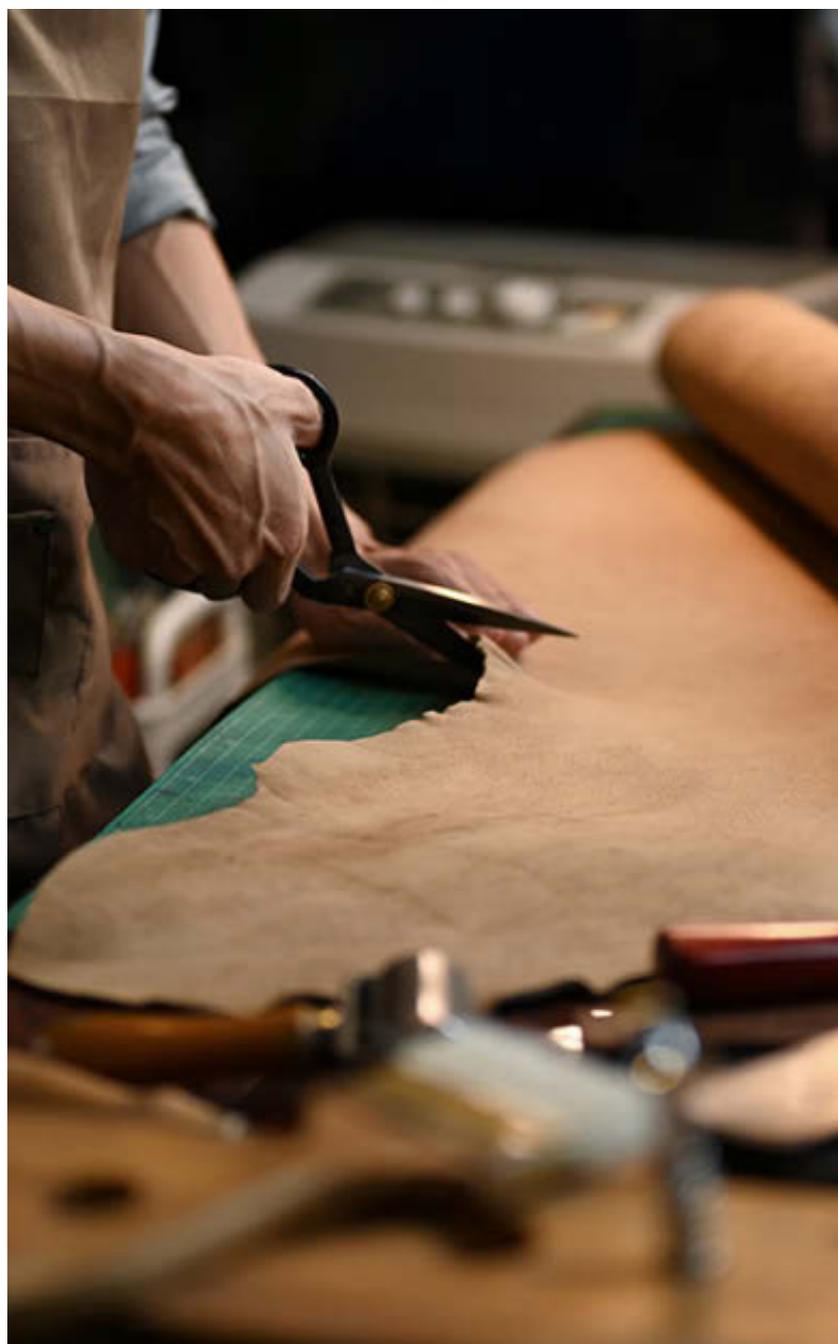


## Es necesaria una perfecta sincronización entre el transporte y la operación del sistema para superar los retos del sector eléctrico

# RECUBIC: el proyecto que da una segunda vida a los residuos del cuero

El ITE, como Centro Tecnológico de la Energía, lidera RECUBIC, un proyecto pionero que convierte los residuos de cuero en soluciones para la captura de CO<sub>2</sub>, la depuración de aguas o la producción de hidrógeno verde. Además de reducir el impacto ambiental de la industria, esta iniciativa abre nuevas vías de negocio y mejora la competitividad del sector

Concha Raso.



Artesano cortando un trozo de cuero. iStock

La Comunidad Valenciana concentra el 50% de las empresas de la industria del cuero que hay en España, una actividad que genera cada año miles de toneladas de residuos postindustriales que, en su mayoría, acaban en vertederos, contribuyendo a la degradación ambiental.

Esta circunstancia sitúa a este sector ante el desafío urgente de encontrar alternativas sostenibles para la gestión de estos desechos, especialmente desde la entrada en vigor de la Ley 07/2022 de residuos que prohíbe, desde 2025, la incineración y deposición en vertederos de residuos orgánicos en general y, en concreto, de residuos industriales textiles.

Para revertir esta situación nace RECUBIC, una iniciativa pionera liderada por el Centro Tecnológico de la Energía (ITE) en colaboración con el Centro Tecnológico del Calzado (Inescop) –ambos con amplia experiencia en sus respectivos ámbitos–, cuya unión garantiza un enfoque integral desde que se genera el residuo hasta que se desarrollan los nuevos materiales de alto valor añadido, así como su aplicación en áreas clave como la energía verde y los tratamientos ambientales.

RECUBIC aplica la pirólisis, un proceso termoquímico avanzado para transformar los restos de cuero procedentes de la industria del calzado y la marroquinería en productos de alto valor añadido como biocarbones activados, aptos para diferentes aplicaciones de remediación ambiental como la captura de CO<sub>2</sub>, electrocatalizadores, compostaje, eliminación de contaminantes emergentes o catalizadores de H<sub>2</sub>S. Gracias a este proyecto también se obtienen aceites con potencial para la industria química o como base en combustibles renovables, así como un gas de síntesis con potencial para satisfacer demandas energéticas de forma respetuosa con el medio ambiente.

El proyecto, que encaja de lleno en las políticas europeas de sostenibilidad y de economía circular, se puso en marcha en abril de 2025 y finalizará en junio de 2026. Cuenta con un presupuesto total de casi 360.000 euros y está cofinanciado por IVACE+i

y la Unión Europea dentro del Programa Operativo FEDER de la Comunidad Valenciana 2021-2027, en línea con las políticas de sostenibilidad, eficiencia de recursos y descarbonización.

RECUBIC no es solo una propuesta de laboratorio. Desde su concepción, ha buscado validar sus desarrollos en entornos industriales reales. Por eso, los resultados del proyecto van a ser validados por empresas de referencia en sectores clave -ÇIMSA Cementos España, FACSA, SAV, DIAFA Cortados, SUEZ Smart Environmental Solutions, MATTECO Team y Sinyent Ensayos Agrarios- que colaboran en esta iniciativa. Cada una de ellas participa en distintas fases del proyecto, aportando datos, instalaciones y experiencia para asegurar que los productos obtenidos no solo funcionan en la teoría, sino que también son viables en la práctica.

#### Aportaciones y colaboración

Çimsa Cementos España, una de las principales marcas mundiales de cemento blanco, contribuirá en la evaluación de la eficacia de los biocarbones en la captura de CO<sub>2</sub>. Como generador intensivo de este gas de efecto invernadero en sus procesos productivos, desempeñará un papel clave en el desarrollo de esta tarea. Concretamente, proporcionará

### RECUBIC aplica la pirólisis para transformar los restos de cuero en productos de alto valor añadido

información sobre los flujos de corrientes de gas emitidas en sus procesos, caudales, temperatura y las concentraciones de los gases que los componen, lo que representa un banco de pruebas idóneo para validar la aplicación.

La empresa Sociedad de Fomento Agrícola Castellonense, S.A. (FACSA), perteneciente al Grupo Gimeno y especializada en ofrecer todos los servicios propios del ciclo integral del agua, probará los biocarbones en la retención de contaminantes en aguas residuales, un ámbito en el que la compañía es referente. Por su parte, Agricultores de la Vega de Valencia (SAV), empresa de servicios que desarrolla su actividad en el ámbito del Medio Ambiente, también suministrará aguas residuales de sus estaciones depuradoras para ensayar la eficacia del material carbonoso.

Otra de las empresas colaboradoras es DIAFA Cortados, empresa familiar del sector del calzado que proporcionará los residuos postindustriales de cuero curtido al cromo, además de ofrecer información crucial sobre su origen y tipo de procesamiento. Su experiencia será fundamental para identificar y clasificar dichos residuos, priorizando aquellos de ma-



Biocarbón obtenido tras el proceso de valorización de los residuos de cuero. ITE

yor disponibilidad en función de su procedencia y tratamientos previos, asegurando la representatividad del proceso.

La labor de SUEZ Smart & Environmental Solutions, empresa que ofrece distintas soluciones para la monitorización inteligente, prevención y tratamiento de contaminantes en agua, suelos y aire, será verificar la efectividad del carbón activado en condiciones reales, evaluando su rendimiento en la eliminación de H<sub>2</sub>S en la corriente gaseosa de salida de un biodigestor instalado en el EDAR de Rincón de León (Alicante).

En el caso de MATTECO, compañía valenciana especializada en nanotecnología y materiales avanzados para la producción de hidrógeno verde, evaluará los carbones como electrocatalizadores para electrólisis y producción de peróxido de hidrógeno, demostrando su viabilidad como alternativa a materiales nobles como el platino. Esta línea de trabajo abre nuevas posibilidades para reducir costes y aumentar la sostenibilidad en la producción de hidrógeno.

Finalmente, Sinyent Ensayos y Desarrollos Agrarios, que cuenta con un laboratorio propio donde realiza sus operaciones, validará la aplicación de biocarbones como enmienda agronómica para mejorar la fertilidad del suelo y la biodegradación de materiales compostables. Esta línea de trabajo refuerza el enfoque integral del proyecto, que abarca desde la gestión de residuos hasta la mejora de la productividad agrícola.

### Economía circular

Uno de los pilares del proyecto es su enfoque de economía circular. En lugar de generar nuevos materiales desde cero, el proyecto RECUBIC aprovecha residuos existentes para crear soluciones que, a su vez, ayudan a mitigar otros problemas ambientales.

Aunque RECUBIC se desarrolla en la Comunidad Valenciana, su modelo es replicable en otras regiones del país con industrias similares. España es el séptimo mayor exportador de pieles y cueros en bruto con un 4,4% de las ventas globales en 2022 y el octavo mayor exportador de pieles curtidas con un 3,5% de las ventas globales en 2022, lo que indica el enorme potencial para aplicar esta tecnología, incluso a nivel internacional. De hecho, las cifras a nivel mundial estiman que la industria del cuero genera anualmente unos 6 millones de toneladas de residuos.

Por eso, aunque el foco inicial está en los residuos de cuero, "la tecnología desarrollada en RECUBIC también es extrapolable a otros sectores. La pirólisis sirve para valorizar un amplio rango de residuos, desde residuos forestales como astilla de pino y restos de poda, a residuos agrícolas, huesos de aceituna y cáscaras de frutos secos", afirma Iván Esteve, responsable del proyecto en el ITE.

"También se pueden valorizar residuos procedentes de lodo de depuradora y se está empezando a investigar la pirólisis de residuos poco estudiados y difíciles de valorizar como los residuos textiles, circunstancia ésta que abre la puerta a una nueva generación de soluciones basadas en la valorización de residuos, con aplicaciones en energía, medio ambiente y agricultura", añade Esteve.



**El proyecto permite a las empresas textiles y del calzado explorar nuevos nichos de negocio**

Además de su impacto ambiental, el proyecto contribuye a la competitividad del sector, permitiendo a las empresas textiles y del calzado explorar nuevos nichos de negocio vinculados a la producción y aplicación de materiales sostenibles. Todo ello facilita la adaptación del tejido industrial al contexto actual de exigencias medioambientales y uso responsable de los recursos.

El proyecto también contempla acciones específicas de difusión, incluyendo jornadas técnicas, publicaciones y colaboraciones con empresas del sector energético. Estas actividades buscan ampliar el impacto del proyecto y fomentar la adopción de sus soluciones en otros contextos industriales.



Reactor de pirólisis en planta piloto circular carbón. ITE



# GLN: Energía sostenible y eficiente.

¡Infórmate aquí!





## RAÚL ESCAMILLA

Business Development Manager Power System en Schneider Electric

# Cuenta atrás para decir adiós al SF6 en los equipos eléctricos

**E**l 1 de enero de 2026 marcará un punto de inflexión para el sector eléctrico europeo. Ese día entrará en vigor la prohibición del uso de hexafluoruro de azufre (SF6) en los equipos de media tensión de hasta 24 kV, una restricción que se ampliará en 2030 a equipos de hasta 52 kV. Se trata de una medida histórica que obligará a fabricantes, distribuidores y operadores de redes a apostar por tecnologías alternativas, libres de este gas de efecto invernadero.

La decisión forma parte de la nueva regulación sobre gases fluorados aprobada por el Parlamento Europeo, y está directamente vinculada a los objetivos europeos de alcanzar la neutralidad climática en 2050. Según cálculos de la Comisión Europea, esta normativa permitirá ahorrar el equivalente a 310 millones de toneladas de CO hasta mediados de siglo, lo que supone las emisiones totales de gases de efecto invernadero registradas en España en 2019.

**El SF6, un gas útil pero extremadamente contaminante**

El SF6 ha sido durante décadas un aliado impres-

cindible en la distribución eléctrica. Sus excelentes propiedades aislantes y dieléctricas lo convirtieron en la opción preferida para las celdas de media y alta tensión, garantizando seguridad y fiabilidad en redes e instalaciones industriales. No obstante, desde el punto de vista medioambiental, presenta un impacto considerable: su potencial de calentamiento global es 23.500 veces mayor que el del CO y permanece en la atmósfera durante varios miles de años.

Se calcula que existen más de 30 millones de celdas en funcionamiento en todo el mundo que emplean este gas. Si por error se liberara 1 kg de SF6 a la atmósfera, se calcula que tendría un impacto medioambiental igual que la conducción de un automóvil a lo largo de 200.000 kilómetros. Estas cifras ponen de relieve la magnitud del desafío y la urgencia de encontrar soluciones alternativas.

**Nuevas tecnologías para un futuro descarbonizado**

La diferencia ahora, en comparación con hace una década, es que las alternativas ya existen y están probadas. Las celdas de media tensión basadas en

aire puro permiten sustituir el SF6 manteniendo las prestaciones técnicas y de seguridad. Una sola instalación de este tipo puede evitar la emisión de más de 75.000 kg de CO<sub>2</sub> a lo largo de su vida útil. Es el caso de las gamas SM AirSeT y RM AirSeT de Schneider Electric, que emplean aire en lugar de gases fluorados y que además están diseñadas para integrarse en arquitecturas digitales. Una instalación promedio de la celda de RM AirSeT, por ejemplo, elimina la necesidad de hasta 3 kg de SF6, el equivalente a más de 75.000 kg de CO<sub>2</sub>.

La gama SM AirSeT sin SF6 ha supuesto uno de los avances más significativos de los últimos años en el campo de las celdas de distribución de media tensión. Esta innovación permite contar con una solución sostenible, al mismo tiempo que mantiene todas las ventajas que siempre han ofrecido sus equivalentes en SF6.

Estas soluciones no solo eliminan un gas con alto poder de efecto invernadero, sino que facilitan la monitorización en tiempo real, la detección temprana de incidencias y la mejora de la eficiencia operativa.

#### Más allá de la normativa: digitalización y circularidad

Martina Tomé, vicepresidenta de Power Systems en Schneider Electric para la zona ibérica, asegura: "Para conseguir una descarbonización real, debemos transformar en profundidad nuestros sistemas energéticos. Por este motivo, el final del SF6 no debe entenderse únicamente como una obligación legal, sino como una oportunidad para acelerar la transformación del sector eléctrico".

La digitalización de los equipos sin SF6 permite a las empresas eléctricas y a los usuarios industriales tener un control preciso de consumos y emisiones, integrando estas métricas en estrategias globales de descarbonización.

Las herramientas digitales, como Resource Advisor o Zeigo Activate de Schneider Electric, permiten a las empresas medir y gestionar sus emi-

siones a lo largo de todo el ciclo de vida de los equipos, garantizando la trazabilidad y el cumplimiento de las normativas regulatorias. Este enfoque digital no solo contribuye a la sostenibilidad, sino que también ofrece ventajas en términos monetarios, al mejorar la eficiencia operativa y reducir los costes de mantenimiento.

Además, los enfoques basados en la circularidad (modernización de equipos existentes, aprovechamiento de componentes y servicios de reacondicionamiento) se están consolidando como una vía eficaz para cumplir con los objetivos climáticos reduciendo el impacto ambiental y los costes asociados a la sustitución de infraestructuras.

#### Un esfuerzo conjunto para un futuro libre de SF6

La transición hacia tecnologías libres de SF6 exigirá la colaboración estrecha entre fabricantes, operadores, distribuidores y entidades reguladoras. Proyectos colectivos como el Zero Carbon Project muestran que la cooperación en toda la cadena de suministro no solo acelera la innovación, sino que también multiplica el impacto positivo en términos de sostenibilidad.

*"Su potencial de calentamiento global es 23.500 veces mayor que el del CO<sub>2</sub> y permanece en la atmósfera durante varios miles de años"*

La prohibición del SF6 es, en definitiva, un reto y una oportunidad. El reto de adaptar millones de instalaciones a una nueva era tecnológica y regulatoria. Y la oportunidad de construir un sistema eléctrico más limpio, resiliente e innovador, alineado con los compromisos internacionales de lucha contra el cambio climático.

El tiempo apremia: el próximo enero será el primero de muchos plazos que marcarán la senda hacia un futuro energético sin SF6, donde sostenibilidad e innovación vayan de la mano.



# Ya son más de 800 las gasolineras que ofrecen combustibles renovables

De las 12.631 gasolineras registradas en España en 2024, un total de 821 ya ofrecen combustibles cien por cien renovables y 1.700 tienen puntos de recarga eléctrica. En un contexto global convulso, el sector avanza hacia modelos más sostenibles y digitales, a la vez que se enfrenta a algunos retos como el fraude en la distribución

Concha Raso.



Hombre joven repostando en una estación de servicio. iStock

**E**n un escenario complejo a nivel global, marcado por el recrudecimiento de las tensiones geopolíticas y la incertidumbre económica, el sector de los combustibles líquidos en España ha sabido capear el temporal, con cifras que revelan la fortaleza de la capacidad de refino del país y los importantes avances de una red de estaciones de servicio en plena transformación.

Hablamos de una industria que, a nivel económico, da empleo a más de 200.000 personas (entre directos, indirectos e inducidos) y se posiciona como la cuarta industria exportadora de España con un saldo neto de más de 24.000 millones de euros y una aportación a las arcas públicas superior a los 43.000 millones, lo que supone casi tres puntos del PIB de España, según recoge la 'Memoria 2024' publicada por la Asociación de la Industria del Combustible de España (AICE). Sus empresas asociadas (bp, Galp, Gunvor, Moeve, Repsol y Saras Energía) invirtieron más de 2.000 millones en 2024 y, en los próximos cinco años, hay anunciadas inversiones por valor de más de 16.000 millones para la producción de combustibles renovables y tecnologías bajas en carbono.

Según señala el documento, España cuenta con uno de los sistemas de refino más flexibles y competitivos de Europa, con un total de nueve refinerías que representan más del 13% de la capacidad total de la UE. El pasado año, la producción de las mismas aumentó un 3,9% respecto al año anterior, superando ligeramente las 65.000 kilotoneladas (kt) de crudo y materias primas procesadas, mientras que la demanda interna creció un 4,4%, alcanzando las 59.579 kt.

Otro factor relevante es el peso de los combustibles líquidos. En 2024 representaron el 53,7% del consumo anual de energía final en España y más del 90% de la energía consumida en el sector del transporte. En este contexto, cobra especial importancia el papel de los combustibles renovables, que en 2024 supusieron el 11% del consumo de combustibles líquidos para el transporte por carretera. Elaborados a partir de materias primas y residuos sostenibles



Tienda en una de las estaciones de servicio Repsol en Madrid. A. Morales

autéctonos, son compatibles con los vehículos e infraestructuras actuales frente a otras alternativas tecnológicas aún en fases incipientes.

### Gasolineras más modernas y eficientes

Las estaciones de servicio en España también han experimentado avances importantes. Han pasado de ser simples puntos de repostaje a convertirse en nodos energéticos más modernos y sostenibles, capaces de mejorar, satisfacer y adaptarse a las necesidades, cada vez más exigentes, de los consumidores.

**En la última década el número de EESS se ha incrementado en 1.900, la mayoría independientes**

En 2024, el parque nacional alcanzó las 12.631 estaciones de servicio, lo que posiciona a España como uno de los países con mayor densidad de puntos de suministro en Europa. De la cifra total, 5.973 gasolineras (48%) estaban asociadas a AICE y 5.736 restantes (47%) eran independientes. En los últimos diez años, el número de estaciones de servicio se ha incrementado en 1.919 puntos, la mayoría de ellas gestionadas por operadores independientes.

Respecto a la diversificación de la oferta energética en las estaciones de servicio, el documento re-

vela que de las 12.631 estaciones contabilizadas, 1.741 incorporaron puntos de recarga eléctrica en respuesta al crecimiento del parque de vehículos eléctricos e híbridos enchufables. Además, un total de 821 estaciones comenzaron a ofrecer combustibles 100% renovables (HVO, biodiésel avanzado o bioetanol de segunda generación). Y alguna ya ha empezado a ofrecer hidrógeno renovable. Un modelo multienergía ligado a una transición eficiente que se adapta a los avances en movilidad.

Este proceso de transformación también se está viendo reflejado en la modernización y digitalización de las estaciones de servicio, con el uso de sistemas de pago digital y sin contacto, y aplicaciones móviles para localizar puntos de repostaje o consultar precios. Además, muchas estaciones han incorporado servicios complementarios como puntos de recogida de residuos, reciclaje de aceites usados y venta de productos ecológicos, convirtiéndose en espacios de economía circular. También hay que destacar su uso como centros multifuncionales, al ofrecer un amplio número de servicios como tiendas de conveniencia con productos frescos, espacios de descanso y restauración, servicios de paquetería, lavado ecológico y mantenimiento básico del vehículo, entre otros.

### Los precios bajan y los ingresos caen

En término de precios, el año 2024 estuvo marcado por una relativa estabilidad pese a la volatilidad internacional del crudo. Los precios de los carbu-

### Repsol presenta una nueva campaña de ahorro

Repsol ha lanzado una nueva campaña de ahorro dirigida a sus clientes. Desde el 16 de septiembre y hasta el 9 de noviembre, los usuarios que utilicen Waylet, la aplicación de movilidad lanzada por la compañía en 2017, podrán duplicar sus descuentos al repostar o recargar su vehículo en las estaciones de servicio del grupo Repsol.

Gracias a esta iniciativa, los clientes particulares podrán acumular ahorros de entre 10 y 40 céntimos de euro/litro en carburante y hasta el 100% del importe de la recarga eléctrica en saldo Waylet, según las energías que tengan contratadas (luz, gas, solar, etc.).

La promoción se aplica a toda la oferta de movilidad disponible en las EESS de Repsol, que incluye carburantes tradicionales, Diésel Nexa 100% renovable, Auto-Gas (GLP), Gas Natural Comprimido (GNC), Gas Natural Licuado (GNL) y puntos de recarga eléctrica, tanto en estaciones de servicio como en vía pública.

Además, quienes contraten el servicio de suscripción Repsol Klin o compren un lavado con la aplicación, también recibirán el doble de porcentaje en saldo Waylet, en función de los Planes Energías que tengan contratados.

rantes en España se mantuvieron relativamente estables a lo largo de 2024, por debajo de la media europea. El litro de gasolina cerró a un precio de 1,525 euros, mientras que el litro de diésel lo hizo a 1,443 euros.

Precisamente, la reducción de los precios de los carburantes registrada tanto en 2024 como en 2023, ha provocado un descenso de la facturación sectorial (tanto en España como en Portugal), cifrado en el 1,3% en el último año, lo que ha situado el valor del mercado ibérico de estaciones de servicio en 45.750 millones de euros, según datos del Observatorio Sectorial DBK de INFORMA. Para 2025, se estima una prolongación de la tendencia a la baja de los ingresos.

Por su parte, las ventas totales de carburantes en España se situaron en 33,31 millones de toneladas, lo que supuso una subida del 2,8% respecto a 2023. Concretamente, las ventas de gasolina alcanzaron los 6,52 millones de toneladas, experimentando un incremento del 7,9%, mientras que las de gasóleo fueron de 26,79 millones, un 1,6% más. De la cifra total, 28,58 millones de toneladas se vendieron a través de estaciones de servicio.

### Combatir el fraude

Más allá de los precios, uno de los principales retos a los que se enfrenta el sector es el fraude en la distribución de carburantes, un problema que desde AICE califican de "extrema gravedad", ya que, a su juicio, "no solo erosiona la recaudación pública, también daña la competitividad de las empresas que cumplen con la normativa, a la vez que perjudica al consumidor final".

A lo largo del año, desde la asociación han manifestado ante diferentes órganos de la Administración que las medidas tomadas hasta la fecha "siguen sin

ser suficientes para combatir un problema de esta magnitud". Por este motivo, reiteran la necesidad de "fortalecer los mecanismos de control, aumentar las sanciones y promover un marco legislativo más estricto que proteja a los consumidores y a los operadores y distribuidores que actúan dentro de la legalidad, implantando medidas más contundentes y eficaces para agilizar la capacidad de actuación contra aquellos que cometen fraude". Especialmente urgente e importante, añaden, es "incluir entre las causas de inhabilitación de operadores el incumplimiento de las obligaciones tributarias".

En julio de 2024, representantes del sector mantuvieron reuniones con el Ministerio para la Transición Ecológica. Fruto de estos encuentros, se aprobó en diciembre del mismo año la Ley 7/2024, que modi-



**El sector pide que se acelere la normativa pendiente para combatir el fraude**

fica tanto la Ley del IVA como su Reglamento, especialmente respecto al control de depósitos fiscales de carburantes. La norma fue publicada en el Boletín Oficial del Estado el 20 de diciembre de 2024.

Sin embargo, las medidas contempladas en la nueva normativa aún no han entrado en vigor debido a que siguen pendientes de publicación las órdenes ministeriales necesarias para su desarrollo reglamentario. Por eso, desde el sector piden al Gobierno que "acelere la entrada en vigor de las órdenes ministeriales que desarrollan los cambios introducidos en la Ley de IVA, para garantizar el pago antes de la salida del producto de los depósitos fiscales en los que se almacena".



El fraude en la distribución de carburantes es uno de los retos a los que se enfrenta el sector. iStock

## Movilidad

**Repsol y Nissan reafirman su compromiso en movilidad eléctrica**

Repsol y Nissan han ampliado el acuerdo de colaboración que mantenían para impulsar la movilidad eléctrica en España, el cual finalizaba el 31 de diciembre. Con esta renovación, los clientes que adquieran un Nissan Ariya, el nuevo Nissan Micra o el nuevo Nissan LEAF a partir del 1 de octubre de 2025, podrán disfrutar de dos recargas gratuitas al mes, equivalentes a más de 10.000 kilómetros anuales, en los puntos de recarga de Repsol distribuidos por

toda España hasta el 31 de diciembre de 2026. El acuerdo, dirigido a clientes particulares, se gestionará a través de Waylet, la aplicación de fidelización y pago de Repsol. El nuevo convenio se formalizó en la estación de servicio de Repsol ubicada en la calle Arturo Soria 175 (Madrid), con la presencia de Oliver Fernández, director de Movilidad Eléctrica de Repsol; Christian Costaganna, CEO de Nissan en España; y el nuevo Nissan Micra como protagonista.

## Transporte

**Exolum transporta hidrógeno en forma de portadores líquidos orgánicos**

Exolum ha conseguido transportar con éxito hidrógeno en forma de portadores líquidos orgánicos (LOHC, por sus siglas en inglés) a través de su red habitual de oleoductos. Concretamente, se transportaron 400.000 litros de LOHC a través de la infraestructura existente desde la instalación de almacenamiento de Bilbao hasta la de Burgos, por una tubería de 14" de diámetro y más de 192 kilómetros de longitud.

El LOHC se transportó entre paquetes de gasoil. En los 400.000 litros de LOHC transportado se almacenaron cerca de 20 toneladas de hidrógeno, una cantidad suficiente para generar aproximadamente 380 MWh de electricidad mediante pilas de combustible (con una eficiencia del 60%).

Esta energía sería equivalente al consumo eléctrico mensual de más de 11.000 hogares.

## Contrato

**Alstom suministrará 18 trenes con baterías a Nueva Zelanda**

Alstom se ha adjudicado un contrato valorado en 538 millones de euros con el Greater Wellington Regional Council, que incluye el diseño, fabricación y suministro de 18 trenes Adessia Stream B alimentados por baterías (BEMU), de cinco coches cada uno, así como 35 años de mantenimiento FlexCare Perform para toda la flota. Estos serán los primeros trenes BEMU de cercanías en operar en Nueva Zelanda, permitiendo un funcionamiento sin emi-

siones en los tramos no electrificados de la red ferroviaria de Wellington, específicamente en las líneas de Wairarapa y Manawatu. La flota, que se fabricará en las instalaciones de Alstom en Savli (India), reemplazará a los actuales trenes diésel, que se retirarán del servicio en 2028 y 2029. Además, Alstom construirá y gestionará un centro de mantenimiento para el Greater Wellington Regional Council en Masterton.

## 'Bunkering'

**Nace Green Bunkers, la nueva plataforma de combustibles para buques**

Baghdadi Capital ha anunciado el lanzamiento de Green Bunkers, la primera plataforma en España que conecta a armadores y fletadores con proveedores de combustibles. La plataforma inicia operaciones con una inversión inicial de 5 millones de euros en desarrollo tecnológico y la apertura de sus primeras oficinas en España. Green Bunkers ya está cerrando acuerdos con autoridades portuarias para impulsar el suministro de combustibles de cero emisio-

nes, gestionar la captura de carbono durante las travesías y desplegar soluciones de *cold ironing* que permitirán a los barcos apagar sus motores durante las escalas en puerto, evitando emisiones nocivas y contaminación acústica en zonas urbanas. La plataforma prevé un despliegue inicial en España y Europa entre 2025 y 2026, a finales de 2026 dará el salto a Oriente Medio y Sudeste Asiático, y en 2027 iniciará operaciones en el continente americano.



### Luis Crespo

Exdirector del Instituto de Energías Renovables del CIEMAT y ex presidente de Protermosolar y ESTELA

## ¿Por qué no retribuir la electricidad a lo que cuesta?

Las economías de nuestro entorno están basadas fundamentalmente en los principios del libre mercado, aunque cada vez cueste más encontrar sectores en los que se den las premisas de *mercados perfectos* que es donde los precios, respondiendo al equilibrio dinámico de oferta y demanda, darían señales inequívocas para las inversiones, resultando los precios más bajos posibles, así como un beneficio razonable para los inversores. Ya ni el manido ejemplo de los tomates nos serviría como mercado ideal, dada la competencia desleal de importaciones apoyadas en origen y con requisitos menos estrictos. Además, los precios finales al consumidor se ven multiplicados por la distribución de forma sorprendente.

Con todos sus defectos, no cabe duda de que *el mercado* seguirá rigiendo nuestra economía. Otras alternativas, algunas ya experimentadas en nuestra época en algunas regiones del mundo, con dramáticos resultados para la población, tendrían peligrosas e insondables contrapartidas que desaconsejan su consideración. Sin embargo, sí merece la pena hacer una reflexión sobre si las reglas del mercado marginalista para la retribución a la generación eléctrica que utilizamos en Europa, y en la mayor parte de países con economías similares, nos permitirán alcanzar los objetivos de la transición energética en plazo y precio o si están generando efectos indeseados.

La primera consideración es obvia. Los kWh no son tomates. El objetivo fundamental en la operación del sistema eléctrico es la *seguridad del suministro* y, en ese sentido, cada tecnología de generación tiene unas características diferenciadas que hace que, aunque la unidad de energía que se consume en el punto final no tenga colores, su disponibilidad, en el momento preciso en que es requerida y su respuesta ante las fluctuaciones que se producen en las redes, sí sea muy distinta. Por ello, no parece muy razonable que su retribución deba ser la misma para todas las tecnologías y que esté determinada por un mercado ajeno a esas diferencias entre ellas, que tienen importantes implicaciones en el correcto funcionamiento del sistema.

Además, la sobrecapacidad inducida por las oportunidades especulativas que ofrece el mercado en determinadas circunstancias para tecnologías de rápido



despliegue, como ocurrió durante la crisis de precios de 2022, está haciendo que la retribución de la mayor parte del parque generador sea cero o incluso negativa durante un número de horas progresivamente mayor cada año, lo que, como señal de mercado, no resulta precisamente motivadora para los inversores, paralizándose el necesario despliegue de las renovables para la descarbonización del sistema. Además, si esa sobrecapacidad de tecnologías no gestionables y sin inercia no va acompañada de costosas inversiones en redes, en almacenamiento y en control, seguiremos abocados a incrementar los vertidos o a operar bajo las circunstancias que posibilitaron el temido apagón del 28 de abril.

Las tecnologías de generación eléctrica son muy diferentes entre sí, no solo entre renovables y fósiles y nucleares, sino también entre las propias renovables. La transición energética hacia un sistema eléctrico libre de emisiones tiene que planificarse combinando inteligentemente todas ellas en lugar de esperar parches regulados por nuevos mercados que encarecerán la generación.

Urge cambiar el modelo retributivo si se quiere avanzar en la transición y aprovechar el despliegue de renovables para reducir los precios, garantizando la seguridad de suministro, con una planificación sensata que oriente las nuevas instalaciones.



■

## Urge cambiar el modelo retributivo si queremos aprovechar el despliegue de renovables para reducir los precios

■

Un elemento relevante de ese cambio de modelo tendría que ver con la retribución a los ciclos combinados. Podría estimarse, para periodos p.e. de 3 meses, los GWh a aportar por el gas, subastándose entre la actual flota sobredimensionada. De esta forma, solo una parte de los ciclos (algo más de la mitad) funcionarían durante ese periodo con un elevado factor de carga, de forma más eficiente que en la actualidad, mientras que el resto reduciría sus costes de mantenimiento. La adjudicación de la subasta implicaría un *take or pay* y, en el caso de que fuera necesaria una cantidad de energía algo mayor en dicho periodo, se retribuiría al mismo precio a los adjudicatarios. La programación del despacho de esos ciclos la realizaría el operador del sistema y, entre los requisitos exigidos habría aspectos de flexibilidad, lo que cubriría una parte muy importante de las necesidades de los mercados de capacidad y de ajuste reduciendo su coste. Las nuevas centrales termosolares, con unas nuevas funciones para su almacenamiento térmico, también estarían disponibles en las horas más críticas del sistema, independientemente de que el día hubiese sido soleado o no.

Retribuir cada tecnología a su coste (incluyendo una rentabilidad razonable), gestionar su despacho con criterios técnicos y emprender un despliegue con subastas competitivas de las nuevas instalaciones renovables que la planificación fuera convocando, sería la forma de alcanzar los objetivos de transición de la manera más económica posible y con una estabilidad de precios que tendría positivos impactos macroeconómicos. Las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos antiguas se seguirían retribuyendo según su actual marco hasta el final de su vida regulatoria. Esta fórmula podría coexistir con contratos bilaterales y PPAs, de instalaciones antiguas o futuras.

Con este sistema, esbozado de forma general y que tendría aspectos específicos a concretar, el coste de la electricidad para particulares, empresas y administraciones resultaría menor que el actual, sin volatilidades y bajando a medida que las renovables fueran progresivamente incrementando su participación.

En el fondo, no hay modelo de mercado que, siendo sostenible en el tiempo, tuviera como resultado pagar menos de lo que cuestan las cosas, que es, precisamente, lo que esta propuesta aquí resumida ofrecería de manera casi inmediata y sin las contraindicaciones de un mercado que confunde valor y precio, provocando las disfuncionalidades que estamos sufriendo en estos momentos.

# El sector reclama un marco para recuperar los costes del cambio de contadores de gas

El Gobierno prepara un cambio histórico en la red de gas natural: la sustitución de ocho millones de contadores analógicos a digitales antes de 2036. La medida busca mejorar la eficiencia, seguridad e integración de los gases renovables, a la vez que abre un debate en el sector sobre costes, plazos e impacto en los consumidores.

Concha Raso.



Un operario delante de un contador de gas natural. iStock

El pasado 8 de septiembre finalizó el plazo para presentar alegaciones al trámite de audiencia pública abierto el 11 de julio por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, cuyo objetivo es aprobar un plan para la implantación masiva de contadores inteligentes en la red de gas natural.

La futura normativa plantea la sustitución progresiva de unos ocho millones de contadores analógicos con consumo anual igual o inferior a 50.000 kWh por otros inteligentes antes del 1 de enero de 2036, en base al siguiente calendario: el 20% de los aparatos deberá sustituirse antes del 31 de diciembre de 2028, el 50% antes del 31 de diciembre de 2030 y, al menos, el 80% de los contadores deberá realizar el cambio antes del 31 de diciembre de 2032.

Asimismo, a partir del 31 de diciembre de 2035 las empresas distribuidoras solo podrán mantener un máximo del 2% de su parque de contadores sin sustituir siempre que lo justifiquen. Y respecto a los puntos de suministro con un consumo superior a 50.000 kWh, estos también deberán disponer de un contador inteligente o equipo de teledicada cinco años después de la entrada en vigor de la nueva normativa.

Desde el sector valoran "positivamente" el calendario propuesto; no obstante, plantean "introducir flexibilidad mediante revisiones periódicas y la posibilidad de adaptar los plazos en función de la disponibilidad de equipos, la evolución tecnológica y las características de cada territorio", apuntan desde Sedigas.

Otra de las cuestiones sobre la que se pronuncia la asociación se refiere a la Orden ITU/1475/2024, de 17 de diciembre, que amplía a 13 años -a contar a partir del 24 de octubre de 2020- el plazo máximo para la sustitución de contadores de gas con caudal máximo igual o inferior a 25 m<sup>3</sup>/h que hayan superado los 20 años de vida útil: el 10% a finales de 2026 y el 100% antes de finales de 2035.



Persona mira sus facturas en una tablet. R. Montoya

A este respecto, desde Sedigas explican que “la implantación de dos calendarios diferenciados no favorecería el establecimiento de planes eficientes y, por eso, sería adecuada la actualización del calendario de la Orden ITU señalada para los contadores de gas”. Además, añaden que “sería razonable que la futura normativa estableciera los plazos de sustitución en términos relativos a la fecha de entrada en vigor de la propia Orden Ministerial”.

#### Alquiler del contador

Aunque la sustitución de los contadores no conlleva un pago directo por parte del usuario, sí supone un incremento en la cuota mensual del alquiler del equipo. Actualmente, el precio de alquiler de un contador analógico es de 0,58 €/mes. La CNMC, en su Resolución de 4 de abril de 2024, fijó en 1,10 €/mes el precio transitorio del alquiler de contadores inteligentes de caudal inferior o igual a 6m<sup>3</sup>/h (G-4), lo que supone un sobrecoste estimado de 0,52 €/mes, es decir, 6,24 € al año.

Este coste afecta a más del 90% de los hogares, ya que la mayoría de los contadores están en régimen de alquiler. El Ministerio defiende que este aumento del precio se verá compensado por el ahorro energético que permiten los nuevos dispositivos, estimado en 800 millones de euros en los próximos 25 años, gracias a la reducción del consumo de gas y de emisiones de CO<sub>2</sub>.

En relación a este punto, desde Sedigas proponen fijar un precio de alquiler para todo el parque de con-

tadores digitales. A este respecto, piden “que se autorice a la CNMC a proponer una estructura de precios de alquiler para todo el parque de contadores y equipos, y que se publique un precio transitorio por el Miteco hasta que la CNMC cumpliera con ese mandato para el resto de tipos de contadores”.

#### Recuperación de la inversión

Sedigas subraya que la implantación masiva de contadores inteligentes supone, además de una inversión relevante, “unos costes de sustitución cercanos a los 200 millones de euros para las empresas distribuidoras, que actualmente no están reconoci-

**Los contadores inteligentes son una pieza clave para modernizar el sistema gasista**

dos en el marco normativo”, según datos recopilados del Informe de la CNMC sobre el análisis coste-beneficio de la implantación de contadores inteligentes en el suministro de gas natural, INF/DE/023/21, noviembre 2021. Dichos costes no están incluidos “ni en el derecho de alta, ni en el precio de alquiler del contador, ni en la retribución a la actividad de distribución de las empresas del sector”, añaden.

Por eso, desde la asociación consideran “imprescindible” que la Orden contemple “un mecanismo es-



Los contadores inteligentes de gas relevarán a los analógicos, tal y como sucedió con los contadores de electricidad.

EE

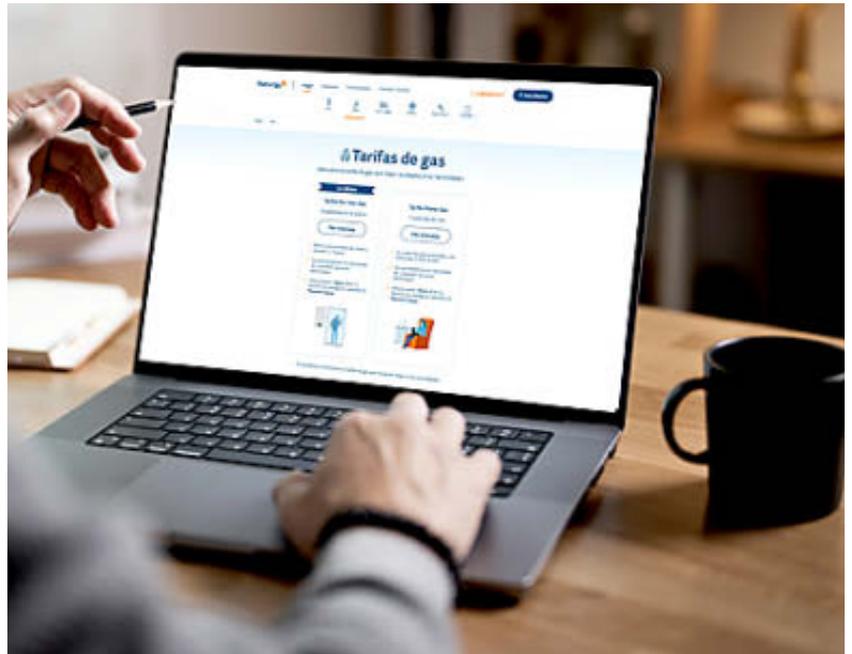
pecífico para su recuperación”, que tenga en cuenta, entre otras, “las tareas de retirada del contador analógico existente y la instalación del digital sustitutivo, garantizando un despliegue sostenible para el sector y transparente para los consumidores”.

### Dispositivos más modernos y eficientes

Desde el sector tienen claro que los contadores inteligentes son una pieza clave para modernizar el sistema gasista; mejorar la calidad del servicio; aumentar la seguridad de los consumidores mediante, por ejemplo, la detección y prevención del fraude; además de facilitar la integración y uso de los gases renovables. Respecto a este último punto, los nuevos contadores soportarán inicialmente una mezcla del 10% de hidrógeno, que podrá reforzarse más adelante, y serán compatibles con el biometano y los gases sintéticos.

Este salto tecnológico no es nuevo. En el caso del sector eléctrico, la digitalización lleva funcionando desde que se puso en marcha el cambio de los contadores de electricidad, un proceso que arrancó en 2007 y finalizó el 31 de diciembre de 2018. Algo que no ocurre en el caso del gas natural, donde, hasta ahora, la lectura sigue dependiendo en gran parte de visitas físicas, estimaciones y una infraestructura analógica que se ha quedado obsoleta.

Entre los procedimientos y requisitos para desplegar los nuevos contadores inteligentes, la propuesta de orden establece algunas obligaciones por parte de las empresas distribuidoras, entre las que se encuentran habilitar un acceso gratuito, vía web y móvil, a los datos de los consumidores; comunicar con una antelación mínima de tres meses a los titulares de los puntos de suministro la obligación de



implantación del contador inteligente; así como publicar en sus respectivas páginas web las características y requerimientos de todos los contadores inteligentes y módulos de telemedida a instalar en su red, en particular el protocolo y la tecnología de comunicaciones que utilizarán.

En el caso de los nuevos equipos, estos deberán ser de comunicación bidireccional con el sistema informático de la distribuidora, deberán permitir la desconexión del suministro de forma remota, medir los consumos al menos con periodicidad diaria, enviar los datos de consumo al distribuidor al menos cada tres días y almacenar al menos 90 datos de consumo, entre otros aspectos.

Una persona revisando ejemplos de tarifas de gas en su portátil.

iStock

## Eólica

**Naturgy inicia en A Coruña la repotenciación del parque eólico Novo**

Naturgy ha iniciado la transformación tecnológica del parque eólico de Novo, ubicado en los municipios de Valdoviño, San Sadurniño y Narón (A Coruña), que consistirá en la sustitución de sus 25 aerogeneradores por 5 máquinas de última generación. Los trabajos también implican la restauración ambiental de las zonas desafectadas y la modernización de la subestación eléctrica, y está previsto que finalicen a mediados de 2026. La nueva configura-

ción conservará los 18,75 MW de potencia de evacuación, generando unos 50,5 GWh anuales de energía limpia, suficientes para abastecer a 14.500 hogares. Una parte sustancial de los materiales desmantelados será reciclada y valorizada. Se gestionarán más de 2.000 toneladas, de las que cerca del 80% corresponde a acero al carbono y el 18% a cemento y áridos. El resto se compone de cobre, aluminio, fibra de vidrio, madera y PVC, entre otros.

## Hidrógeno

**Axpo participará al 50% en un proyecto de h2 verde en Portugal**

El proyecto PtX Sines se desarrollará en asociación con la empresa portuguesa Winpower, en la zona industrial y logística de Sines. Este importante proyecto en Portugal prevé la construcción de un electrolizador de 15 MW que alimentará la red portuguesa de gas natural con un potencial de producción de 2.000 toneladas al año de hidrógeno verde. La electricidad se obtendrá a través de plantas solares y un acuerdo de compra de energía (PPA). Este pro-

yecto supone un paso importante hacia la producción y comercialización de hidrógeno verde en Europa y refuerza el compromiso de Axpo con la energía sostenible. Reconocido como un "Proyecto Importante de Interés Común Europeo" (IPCEI) y de interés nacional (PIN), PtX Sines se beneficia del apoyo a la inversión del gobierno portugués y de la compra garantizada de 761 toneladas de hidrógeno al año durante diez años.

## Biogás

**CIP invierte en la mayor planta de biogás de Finlandia**

Copenhagen Infrastructure Partners (CIP), a través de su CI Advanced Bioenergy Fund I (CI ABF I), ha tomado la decisión final de inversión (FID) sobre Nivalan Biokaasu, la que será la mayor planta industrial de biogás de Finlandia. La planta recibió una importante subvención para el CAPEX del Ministerio de Asuntos Económicos y Empleo de Finlandia en 2024, lo que respalda la importancia nacional y regional del proyecto. Con una producción anual es-

timada de biometano de más de 200 GWh, Nivalan Biokaasu sustituirá hasta 38.000 toneladas de CO<sub>2</sub> fósil al año. La construcción comenzará a finales de 2025 y se espera que las operaciones den comienzo en la segunda mitad de 2027. Cuando esté en pleno funcionamiento, Nivalan Biokaasu procesará más de 600.000 toneladas de materia prima al año, convirtiendo los residuos orgánicos agrícolas e industriales en biometano.

## Empresa

**Sener y Ayesa presentan un proyecto para optimizar hidrógeno**

El grupo de ingeniería y tecnología Sener y Ayesa han desarrollado una prueba de concepto a través de una solución cuántica para optimizar las simulaciones operacionales de plantas de electrólisis que se realizan a través de la herramienta digital SenHy, desarrollada por Sener. Esta solución permite simular todos los procesos que intervienen en la generación de hidrógeno mediante algoritmos cuánticos, desde la gestión de las distintas fuentes de energía

eléctrica (generadores solares, compra de energía a red, almacenamiento en baterías), pasando por la operación de los módulos de electrólisis y su gestión de la degradación, hasta el ajuste del caudal de hidrógeno de salida para alinearlo con la predicción de la demanda. El proyecto ha sido presentado el 25 de septiembre durante el VI encuentro de la vertical de Producción del Corredor Vasco del Hidrógeno (BH2C).



**Javier Díaz**  
Presidente de AVEBIOM

## El biometano y los gases renovables: una oportunidad de país que debemos aprovechar

Con Europa jugándose buena parte de su futuro energético en los próximos cinco años y la necesidad de reducir emisiones sin comprometer el suministro, los gases renovables están siendo considerados en las políticas de prácticamente todos los estados. Nuestro país, que podría llegar a producir 163 TWh anuales de biometano, casi la mitad de su demanda actual de gas, debe aprovechar la oportunidad.

Como ya se ha señalado en otras ocasiones, el objetivo europeo de alcanzar 35 bcm de biometano en 2030 solo será viable si España acelera en este campo. Tenemos la materia prima (restos y subproductos agrícolas, ganaderos, lodos, fracción orgánica de los residuos urbanos) y disponemos de una infraestructura gasista capilar que facilita la inyección y distribución. La ecuación es clara: si movilizamos este potencial, España podría situarse en 2050 entre los primeros productores europeos de gas renovable y contribuir a los objetivos de la Unión.

Está claro que arrancar es la fase más complicada; hasta hace poco, el biometano era más promesa que realidad en nuestro país, pero la situación está cambiando: contamos con 17 plantas en operación, más de un centenar en desarrollo y un marco regulatorio en construcción, con garantías de origen y metodología de acceso a red, que comienza a generar más confianza en los inversores. No es un sector maduro todavía, pero sí lo suficientemente sólido como para atraer capital, ordenar su cadena de valor y generar expectativas ciertas de crecimiento.

El próximo Salón del Gas Renovable, que vuelve a acoger FERIA de Valladolid por quinto año consecutivo, reunirá a más de 250 empresas y marcas y 3.600 profesionales, lo que confirma que hablamos de un sector con músculo industrial y tecnológico propio, apoyado tanto por grandes grupos energéticos como por pymes innovadoras.

El biometano es también, o quizás, sobre todo, una palanca de desarrollo rural. Las plantas de biogás y *upgrading* permiten dar una salida más sostenible y rentable a los purines, estiércoles y subproductos de la agroindustria. En lugar de ser un problema ambiental, estos restos pueden convertirse en recurso energé-



tico y en fertilizante orgánico, completamente acordes con el concepto de bioeconomía circular rural.

Así lo están demostrando proyectos como Porgaporcs en Cataluña, que logra cerrar el ciclo de los restos ganaderos, o iniciativas de cooperativas agrarias que ya contemplan plantas conjuntas para valorizar excedentes de cosechas y la fracción orgánica municipal. Cada instalación es empleo directo e indirecto en el medio rural, contratos estables para agricultores y ganaderos, y mayor autonomía económica para los territorios.

Su efecto multiplicador es evidente: menos dificultades para gestionar los restos, menos emisiones de metano, menor gasto en fertilizantes minerales importados y una energía renovable que sustituye a gas fósil. En definitiva, una inversión con retorno múltiple.

Ciertamente, el camino no está exento de obstáculos. La tramitación administrativa sigue siendo larga y farragosa; la aceptación social de algunos proyectos encuentra resistencia por temor a olores o al tráfico de camiones, aunque hablamos de instalaciones sujetas a los controles ambientales más estrictos y que se sitúan a distancia de los núcleos habitados; y su rentabilidad a largo plazo depende de que exista estabilidad regulatoria y claridad en los incentivos.



■

**Contamos con 17 plantas en operación, más de un centenar en desarrollo y un marco regulatorio en construcción**

■

Los ejemplos europeos son elocuentes: Alemania despegó gracias a una tarifa de inyección clara; Italia, con un esquema de primas bien definido; Francia, con objetivos vinculantes. España debe aprender y aplicar lo que funciona: un marco normativo estable, una señal de precio clara y apoyo decidido a la inversión en infraestructuras de conexión y *upgrading*.

Hablar de gases renovables es hablar también de nuevas cadenas de valor. El digerido, subproducto del proceso de digestión anaerobia, ya no se concibe como un residuo, sino como materia prima para obtener biofertilizantes de alta calidad, agua regenerada y otros bioproductos con valor añadido. Las estrategias catalana y valenciana lo recogen con claridad: las plantas de biogás deben evolucionar hacia auténticas factorías de bioproductos, integradas en el territorio y con modelos de negocio diversificados. De hecho, la gestión adecuada del digerido es clave para resolver los problemas de nitratos en suelos vulnerables y reducir la dependencia de fertilizantes químicos importados. Con una sequía recurrente que afecta a buena parte del país, la recuperación de agua a partir del proceso añade un beneficio adicional.

Si España acelera el ritmo actual de implantación, podría convertirse en potencia de primer orden en biometano en el horizonte 2050 y aprovechar los beneficios que trascienden lo energético: reducción de la factura de importaciones fósiles, menor exposición a crisis geopolíticas, cumplimiento de los compromisos climáticos y dinamización del tejido empresarial.

La oportunidad está sobre la mesa y requiere atender un reto doble: acelerar la construcción de plantas y hacerlo con pleno respeto a las comunidades locales. Solo con diálogo transparente, información veraz y participación ciudadana conseguiremos que los proyectos se perciban como lo que son: industrias limpias que transforman restos en energía y riqueza para el territorio.

Estoy convencido de que los gases renovables no son una promesa; son una realidad incipiente, con proyectos operativos, inversiones en curso y un horizonte regulatorio cada vez más claro. Se trata de avanzar con paso firme, conscientes de que cada planta que entra en funcionamiento es un paso más hacia la soberanía energética, la neutralidad climática y la cohesión territorial. Una oportunidad que no debemos dejar pasar.

# Bogas: “la saturación del sistema frena proyectos estratégicos”

Durante su intervención en el X Foro de Energía organizado por 'elEconomista.es', el consejero delegado de Endesa, José Bogas, ha indicado que estas iniciativas posicionarían a España como líder energético en Europa

Judith Arrillaga. Fotos: D. García / A. Martín

El sistema eléctrico español empieza a dar señales de saturación. Así lo advirtió José Bogas, consejero delegado de Endesa, durante el X Foro Energía, organizado por *elEconomista.es*. “En los últimos cuatro años, de las solicitudes de acceso a la red que hemos recibido, solo hemos podido aceptar el 40% y hoy día más del 80% de la red está colapsada y muchas provincias de España no tienen capacidad de nueva conexión”, denunció Bogas. “Esto limita el desarrollo industrial y frena proyectos estratégicos que podrían posicionar a España como un líder energético en Europa”, añadió.

Para el CEO de Endesa es imprescindible tener capacidad para atraer más inversiones. “Debemos tener un marco retributivo que las atraiga. La tasa de retribución actual de las inversiones en las redes de distribución eléctrica no refleja ni el riesgo de esta actividad ni la ambición que exige esta transformación. Necesitamos un modelo más alienado con el resto de los países que permita atraer capital y talento”, señaló.

El sistema eléctrico español vive en la actualidad uno de los momentos más cruciales de su historia, pasando de un modelo basado en grandes centrales a otro de una generación renovable distribuida.

“Esto exige una planificación más flexible y una red capaz de adaptarse a las nuevas dinámicas territoriales y de consumo”, apuntó Bogas.

Pero también se han producido una serie de desequilibrios que plantean retos al sistema eléctrico. La producción solar, por ejemplo, ha crecido un 400% y está provocando que el precio que captura esté muy por debajo. Otro desequilibrio es de generación y demanda. “En estos últimos cinco años, la demanda ha caído unos 8 TWh si tenemos en cuenta el incremento que ha habido en el autoconsumo y que

Solo se han podido aceptar el 40% de las solicitudes de acceso a la red en cuatro años

se ha incrementado la generación. Esto se ha corregido dentro de las posibilidades con un mayor consumo de bombeo y con una mayor exportación. No obstante, se han empezado a ver los primeros síntomas de energías que no se es capaz de integrar en la red, fundamentalmente energía solar”, relató el consejero delegado de Endesa.



José Bogas, consejero delegado de Endesa.



Fernando Silva, CEO de Siemens España.

## “Descarbonizar y digitalizar no es un coste, es una inversión”

Esta es una de las afirmaciones que Fernando Silva, CEO de Siemens España, realizó durante su intervención en el ‘X Foro de Energía’ organizado por ‘elEconomista.es’

M. G. Fotos: D. García / A. Martín

**H**ablar de energía es hablar del futuro de Europa, porque no es solo un recurso, es una estrategia. De ella dependen nuestras industrias e infraestructuras, nuestra competitividad y capacidad de liderar”, señaló Fernando Silva, CEO de Siemens España, quien resaltó que “si desde España queremos liderar el sector, tenemos que entender que descarbonizar y digitalizar no es un coste, es una inversión y una oportunidad única”. El experto habló del hidrógeno verde como otro ejemplo: “Si Europa alcanza una producción de 20 millones de toneladas en 2030, podríamos reducir más de 500 millones de toneladas de CO2, lo equivalente a apagar todas las emisiones de Polonia”.

Nuestro país tiene condiciones para liderar el sector, “si logramos que gobierno, empresas, universidades y tecnólogos trabajen en ecosistema”, expu-

so Silva, destacando el diseño de la planta nativa digital de acero verde de Hydnum Steel que desarrollan junto a Russula. Para que esta transformación sea posible se necesita energía renovable disponible, redes modernas y flexibles, y una inversión potente en digitalización. Aquí está el desafío, ya que el 40% de las redes eléctricas en Europa tienen más de 40 años. “Se diseñaron para un mundo no electrificado, renovable y descentralizado. Como no es posible construir de nuevo estas redes, la digitalización es la única solución que permite incrementar la capacidad y flexibilidad de las mismas, sin afectar la resiliencia y continuidad de suministro”, enfatizó.

Ya hay ejemplos de que la tecnología funciona. Silva destacó que las Islas de Azores han duplicado la participación de renovables a más del 60% gracias a un sistema integrado e inteligente de gestión. En el Canal de Isabel II usan IA para anticipar fugas de agua y mejorar la calidad del servicio. Sin embargo, al hablar de energía hay que tener en cuenta que España se posiciona como un *hub* digital europeo.

“La capacidad de nuestros centros de datos se triplicará en los próximos años. Eso implica miles de millones en inversión y también un reto energético: un solo data center puede consumir como una ciudad entera”, apuntó. En este sentido, el representante de la compañía señaló que “si España quiere liderar la economía digital, uniéndola a la industria y turismo como los grandes pilares del desarrollo económico, los data centers son imprescindibles, pues son la espina dorsal de la digitalización”.



De izq. a dcha.: Arantza Ezepeleta, CEO de Acciona Energía; Pedro Vasconcelos, CEO de EDP España; Olvido Moraleda, presidenta de BP España; Maarten Wetselaar, consejero delegado de Moeve; Josu Jon Imaz, consejero delegado de Repsol; Mario Ruiz-Tagle, consejero delegado de Iberdrola España; Loreto Ordóñez, consejera delegada de Engie España y Amador G. Ayora, director de 'elEconomista.es'.

# Las eléctricas frenarán la inversión si no mejoran los pagos por las redes

**Las petroleras afirman que preparan demandas por 225 millones para recuperar las pérdidas del apagón. Además, el sector sigue esperando que lleguen los mercados de capacidad después de cuatro años**

Sergio Guinaldo. Fotos: D. García / A. Martín

La primera mesa del *X Foro Energía*, organizada por *elEconomista.es*, contó con la presencia de los máximos dirigentes de las grandes compañías energéticas del país. Moderada por Amador G. Ayora, director de este diario, el debate aunó a Mario Ruiz-Tagle, consejero delegado de Iberdrola España; Loreto Ordóñez, consejera delegada de Engie España; Josu Jon Imaz, consejero delegado de Repsol; Maarten Wetselaar, consejero delegado de Moeve; Olvido Moraleda, presidenta de BP España; Pedro Vasconcelos, CEO de EDP España; y Arantza Ezepeleta, CEO de Acciona Energía.

Como arranque del foro, esta mesa abordó las cuestiones que más preocupan al sector, como la retri-

bución a las redes, la agilización de trámites, el calendario de cierre nuclear, el impulso al hidrógeno renovable, biocombustibles o la seguridad de suministro petrolífero. Todo ello, bajo el prisma del inedito cero energético.

Loreto Ordóñez, consejera delegada de Engie, defendió en su intervención la conveniencia de dotar al sistema de una mayor flexibilidad. "Hemos aprendido que necesitamos flexibilidad en el sistema, que puede venir de los ciclos combinados o de las baterías, y para ambas necesitamos mercados de capacidad. Llevamos un año esperando", apuntó Ordóñez, quien también señaló la necesidad de

atraer nueva demanda. "Tenemos una diferencia de mercado del 30% a nuestro favor respecto a otros países, algo que debería estar atrayendo inversión, pero no lo hace. Hemos duplicado la capacidad de generación, pero seguimos teniendo la misma demanda. Para ello, hay que hablar de fiscalidad, de tasas y de un montón de mecanismos que lastran la demanda".

Uno de los puntos más esperados de la mesa vino casi inevitablemente de la mano de Mario Ruiz-Tagle, consejero delegado de Iberdrola España, quien fue preguntado sobre el presumible cierre de las centrales nucleares. "El apagón nos ha demostrado la idoneidad de tener un *mix* energético para contar con seguridad de suministro. Tras el apagón, hemos pasado a una operación reforzada. ¿Qué nos faltaba esos días que ahora sí tenemos? Inercia. Tiempo para reaccionar. ¿Qué es lo que tenemos que tener?: energía síncrona. Las centrales nucleares son por naturaleza una tecnología de base, tengamos cuidado con penalizar las tecnologías", advirtió el directivo, a la vez que señaló que todavía hay tiempo para negociar una posible prórroga. "En 2019 –cuando se estableció el actual calendario de cierres– no hablábamos de autonomía energética, de seguridad, de centros de procesamiento de datos. Sin nucleares vamos a tener un sistema mucho más inestable. Nos vamos a dar el lujo de cerrar siete centrales en las que hemos invertido 50.000 millones de euros", agregó.

Antes de centrar su intervención en la producción e importación de productos petrolíferos, Josu Jon Imaz, consejero delegado de Repsol, indicó que el apagón les acarreó una factura de 175 millones de euros, derivados de la parálisis de sus cen-

tros petrolíferos y petroquímicos. "Estamos articulando el caso legal y tenemos la convicción de recuperar hasta el último euro sobre nuestras instalaciones industriales. El informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) determinará la causa de este incidente", indicó.

En cuanto a su actividad principal, señaló la necesidad de proveerse de combustible ante la progresiva reducción de las importaciones de gas procedente de Rusia, con motivo de su invasión a Ucrania. Para ello, puso el foco en la importancia que tiene actualmente Estados Unidos en su desarrollo comercial. "Creemos en EEUU como lugar en el que incrementar nuestra inversión. Allí producimos 9 mil

### Repsol considera hipócrita la prohibición del gas en Europa para comprarlo a EEUU

millones de metros cúbicos de gas natural (bcm) de producción de gas, y creo además que es un buen lugar para invertir".

Expuso, además, el "ejercicio de hipocresía fantástica" que supone para Europa prohibir la exploración y producción de petróleo y gas y, a su vez, firmar un acuerdo con el país norteamericano para importar combustible por valor de 750.000 millones de dólares. "Esto requeriría una profunda reflexión. Cuando uno analiza los números, EEUU se ha descarbonizado más que Europa en unidades de PIB en los últimos 15 años. En Europa hemos exportado una importante parte de nuestras emisiones al externa-



**Mario Ruiz-Tagle**  
Consejero delegado de Iberdrola España

“ Sin las centrales nucleares vamos a tener un sistema eléctrico mucho más inestable”



**Loreto Ordóñez**  
Consejera delegada de Engie España

“ Para dotar de flexibilidad al sistema, necesitamos los mercados de capacidad”



Panorámica de la sala donde se celebró el evento.



Josu Jon Imaz  
Consejero delegado de Repsol

“ Creemos en Estados Unidos como lugar en el que incrementar nuestra inversión”



Maarten Wetselaar  
Consejero delegado de Moeve

“ Tenemos que desarrollar la economía verde y aprovechar nuestras ventajas”



Olvido Moraleda  
Presidenta de BP España

“ A mitad de 2026 produciremos hidrógeno en la refinería de Castellón”

lizar industrias contaminantes e importar sus productos derivados”, argumentó.

Sobre esta cuestión, la mesa albergó un pequeño e interesante debate entre quienes defendían esta postura y quienes la rechazaban. Maarten Wetselaar, consejero delegado de Moeve, deseó a su competencia que pueda producir todo el gas necesario para abastecer al continente europeo durante la deseada transición energética, “pero fundamentalmente no podemos basar nuestra competitividad en gas natural de EEUU”, puntualizó Wetselaar.

“Para hacerlo líquido, moverlo hacia aquí y distribuirlo, se triplica el coste de la energía. Tenemos que desarrollar esta economía verde, construir nuestras ventajas competitivas, porque si nos basamos en los fósiles no vamos a ganar. Es un proceso de décadas; por eso nosotros también seguimos suministrándolo —el gas— a día de hoy; pero por eso también estamos invirtiendo el 60% de nuestras ganancias en hidrógeno verde”, señaló el ejecutivo.

El hidrógeno verde copó buena parte de su intervención. Una tecnología que considera fundamental para descarbonizar buena parte de la industria electrointensiva. “Necesitamos algunas medidas. Obviamente, el hidrógeno también es una industria electrointensiva, por lo que más apoyo (político) sería bien recibido”, solicitó.

Olvido Moraleda, presidenta de BP España, centró su intervención en la necesidad de desarrollar “con

paso firme” el hidrógeno verde, pero manteniendo una distancia de precaución para no pecar de “sobreoptimismo”. “Como país, vamos con un paso muy firme en la ambición de establecer la economía del hidrógeno, en toda su cadena de valor, desde la producción hasta el consumo. Es un eje de descarbonización de industrias de difícil descarbonización y en el transporte, pero tenemos que ser prudentes. Vamos a ver cuántos de esos proyectos van a llegar a la decisión final de inversión”.

También dedicó su turno a la “gran apuesta de país” que supone el desarrollo de biocombustibles, contemplados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) como un recurso fundamental en la descarbonización del transporte. “El transporte representa en torno al 30% de todas las emisiones de CO2 de nuestro país, derivado mayoritariamente por el transporte por carretera. La electrificación llegará, pero hay transporte pesado y autobuses a los que es más complicado que llegue. Ahí será más fácil que penetren los biocombustibles”, expresó.

La mayor crítica de la mesa provino desde el país vecino. Pedro Vasconcelos, CEO de EDP España, repasó mediante un alegato sobre cómo tanto España como Portugal han ejecutado un camino de éxito en la transición energética, pero que en los últimos tiempos está dando pasos hacia atrás y dando señales negativas al mercado. “Hemos conseguido atravesar la crisis energética con los menores ener-



Ponentes de la primera mesa de debate del ‘X Foro de Energía’.



Los seis directivos que participaron en la primera mesa del Foro junto al director de 'elEconomista.es'.

géticos de Europa. En España hay un ecosistema de empresas 'top' mundial, pero después del apagón, seguimos dando señales erradas al mercado", avanzó el CEO de EDP en España.

"Tras el incidente energético –continuó narrando– salió la idea de que tenemos que encontrar un culpable. Tecnologías como las renovables no son culpables específicos, ya que es un problema complejo. Es una locura", consideró Vasconcelos. "Tenemos a JP Morgan diciendo que la remuneración de las redes ibéricas es de las más bajas de Europa y que los inversores no van a invertir. ¿Qué dirán las industrias que estaban dispuestas a venir aquí cuando ven que la remuneración no es la correcta?", se preguntó.

Continuó exponiendo que "comunidades como Galicia establecen sus propias reglas y no admiten eólica. En España, sale un Real Decreto que luego no es convalidado, y estamos en un juego político en el que perdemos todos. Y en Europa, estamos llenos de paquetes de regulación y trámites. Si seguimos dando estas señales, este ecosistema se va a otro lado", sentenció.

El broche final a la mesa lo puso Arantza Ezpeleta, CEO de Acciona Energía. La recién estrenada en el cargo consideró que el apagón tuvo un golpe reseñable sobre la credibilidad del sistema eléctrico nacional. Sin embargo, también defendió las energías renovables como vía más rápida y acce-

sible para avanzar en la descarbonización y, en definitiva, mitigar los efectos del cambio climático. "Hay que huir de los eslóganes simplistas que decían que las renovables tuvieron la culpa de todo. Sigo creyendo que si queremos seguir luchando para reducir las emisiones la tecnología más rápida y autóctona son las renovables. Tenemos recursos como el sol, el viento o el agua y tenemos que aprovecharlos. Las renovables son una de las soluciones fundamentales para conseguir los objetivos de la transición. Además, sigue habiendo enormes oportunidades que tratamos de aprovechar", expuso.

**Los propietarios de las nucleares creen que todavía se está a tiempo de prolongar su vida**

Si siguiendo esta línea, Ezpeleta se mostró partidaria de adoptar medidas de prevención de incendios mediante un Pacto frente a la Emergencia Climática: "Está científicamente demostrado que el cambio climático ha multiplicado por 40 las condiciones que fomentan estos incendios". Por último, también consideró que los posibles requerimientos que se introduzcan a las compañías del sector como consecuencia del apagón deben contar con "la involucración de los agentes del sector, para evitar hacer algo que esté fuera del conocimiento del sistema".



Pedro Vasconcelos  
Consejero delegado de  
EDP España

**“ No demos señales negativas que puedan hacernos perder una oportunidad única”**



Arantza Ezpeleta  
Consejera delegada de  
Acciona Energía

**“ Las renovables son fundamentales para conseguir los objetivos de la transición”**



De izq. a dcha.: J. L. Moya, CEO global de RIC Energy; D. Esteban, VP de Europa y RoW de Atlántica; I. Cuerva, CEO de Cuerva; G. Negro, CEO de Magnon; A. Martínez, directora general de X-ELIO Spain; J. Gutiérrez, CEO Global Services de RES; L. Selva, director general de BNZ y R. Esteller, director adjunto 'elEconomista.es'.

# Las renovables piden medidas para retener a los inversores extranjeros

Los ponentes de la segunda mesa del 'X Foro de Energía', organizado por 'elEconomista.es', alertaron sobre algunos de los temas que más les preocupan y que están afectando al sector: la falta de regulación, la necesidad de ampliar la demanda y la renovación de las redes

R. A. Fotos: D. García / A. Martín

Las renovables son fundamentales para el desarrollo energético de España. No obstante, la incertidumbre en torno al apagón del pasado 28 de abril, sumado al desequilibrio que este generó en el sector, podría afectar la inversión extranjera y desplazarla hacia otros territorios fuera de España. Este escenario fue analizado por siete expertos en la segunda mesa del *X Foro de Energía*, organizado por *elEconomista.es*.

Los ponentes coincidieron en que el cero energético supuso una llamada de atención para la industria. Se trató de un fenómeno inusual que conllevó la pérdida total de suministro eléctrico en gran parte del territorio. El incidente se prolongó durante varios minutos y afectó tanto a hogares como a empresas e infraestructuras críticas. En un primer momento se especuló y se atribuyó el apagón a un ciberataque, aunque posteriormente Red Eléctrica y

el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico apuntaron a un fallo de carácter técnico y multiorgánico como causa principal. Asimismo, todavía existen dudas sobre lo ocurrido.

El apagón tuvo un fuerte impacto en la opinión pública y en los mercados, al poner de entredicho la solidez de un sistema que hasta ahora se consideraba robusto y fiable. Para el CEO de Magnon Green Energy, Guillermo Negro, "la culpa no fue de las plantas de biomasa; al contrario, contribuimos a restaurar la tensión". Aunque su compañía no sufrió gran-

### Los expertos apuntaron que aún existen dudas sobre lo ocurrido en el apagón

des consecuencias, aprovechó la ocasión para advertir que muchas centrales de biomasa están llegando al final de su vida útil y carecen de un plan de viabilidad que garantice su continuidad. Asimismo, la biomasa también debe ser un elemento tractor que contribuya a evitar los incendios forestales, protagonistas este verano.

Las centrales de biomasa son instalaciones que generan energía eléctrica y térmica a partir de la combustión o aprovechamiento de materia orgánica de origen vegetal o animal. Magnon cuenta con una potencia instalada total de 266 MW repartidos en ocho plantas ubicadas en Andalucía, Castilla-La Mancha y Extremadura. En 2024, la empresa gestionó más de 1,3 millones de toneladas de biomasa, un 17% más que el año anterior.

En esa misma línea, la directora general de X-ELIO en España -que cuenta con proyectos de baterías

en Australia, Estados Unidos, Chile, Alemania y está intentando construir los primeros en España-, Arancha Martínez, señaló que el apagón ha generado un problema de transparencia para las renovables: "Se han cambiado los criterios y no sabemos muy bien cuáles se están tomando". Además, desde el punto de vista del CEO Global de RIC Energy, José Luis Moya, "se ha producido un énfasis de la idealización de lo que son las renovables y es algo que se tiene que eliminar".

Paralelamente, el director ejecutivo global de RIC Energy, pionera en el sector fotovoltaico, indicó que, desde la comunidad inversora, el apagón "ha supuesto una preocupación sobre cómo funciona el sistema español a la hora de introducir renovables de manera eficiente". "Se ha puesto de manifiesto la importancia de los precios 0 y negativos y su impacto en la rentabilidad", agregó. Además, añadió que "hemos alcanzado la competitividad de la energía eléctrica renovable y ahora hay que trasladarlo a la competitividad industrial y reflejarlo en el precio que se traslada a la ciudadanía". Cabe mencionar que RIC Energy cuenta con una cartera de más de 20.000 MW en tecnologías renovables, incluyendo solar, biogás, hidrógeno verde, almacenamiento y eólica. Además, tiene presencia en España, Italia y EEUU.

Por su parte, el director general de BNZ, Luis Selva, instó al Ministerio para la Transición Ecológica a reactivar los planes que permanecen bloqueados en los despachos: "Es imprescindible poner sobre la mesa la regulación que necesitamos para ejecutar nuestros proyectos. Además, es urgente mejorar las líneas de transmisión". La compañía tiene presencia en España, Italia y Portugal. A cierre de este año, el productor de energía tendrá en su cartera 500 MW operativos. "Los duplicaremos al ejercicio siguiente", afirmó el director general.



Luis Selva  
Director general de BNZ

“ Es clave poner sobre la mesa la regulación necesaria para ejecutar nuestros proyectos”



Juan Gutiérrez  
Consejero delegado  
Global Services RES

“ Los servicios son estratégicos para garantizar el futuro de los activos renovables”



Arancha Martínez  
Country manager de X-ELIO Spain

“ Hay plantas listas para conectarse este semestre, pero sus autorizaciones siguen en el aire”



Los siete directivos de la segunda mesa de debate junto al moderador.



El hotel Four Season de Madrid fue el escenario del 'X Foro de Energía' organizado por 'elEconomista.es'.

Ignacio Cuerva, presidente de Cuerva, recordó que su empresa fue una de las afectadas por el apagón: "Hemos tenido que elaborar los correspondientes informes. El cero energético era algo que pensábamos que nunca ocurriría, ya que siempre se defendió que el sistema era lo suficientemente robusto". Cuerva es una empresa ubicada en Granada que ha desarrollado y construido varios kilovatios en España. También están presentes en su distribución y comercialización. Hoy en día, tiene el foco puesto en el desarrollo de tecnología vinculada a la electricidad.

### Un cambio de modelo

En los últimos años, la entrada de renovables en el sistema eléctrico español se ha acelerado a un ritmo sin precedentes. "Estamos viendo un cambio de modelo. Pasamos de un sistema con una penetración casi inexistente a un esquema en el que en unos años todo serán renovables", explicó el vicepresidente de Europa y el resto del mundo de la Atlantica, David Esteban. "Esto exige numerosas adaptaciones, y si un elemento avanza más rápido que el resto, el sistema no funciona bien", añadió. La energética británica opera en Norteamérica, Sudamérica y Europa. Además, lleva a cabo proyectos solares, termosolares, eólicos, de baterías y geotermia, entre otros.

Para Cuerva, el principal reto no es cómo introducir más renovables en la red, sino entender cómo evoluciona la demanda, especialmente con la irrupción de nuevos agentes como los data centers, que man-

tienen un consumo constante. "Una consulta a la inteligencia artificial supone 0,24 vatios hora", recordó. Estos consumen energía porque en ellos se alojan los servidores que procesan, almacenan y transmiten datos las 24 horas. Además de alimentar los equipos, gran parte de la electricidad se destina a mantenerlos refrigerados, asegurar el suministro eléctrico continuo y operar la infraestructura de redes y almacenamiento.

El CEO global Services de RES, Juan Gutiérrez, añadió que "la transición energética no se sostiene so-

**El principal reto se encuentra en entender cómo evoluciona la demanda**

lo con nueva capacidad instalada, sino con activos que funcionen bien durante décadas". Además, apuntó que es fundamental contar con una base sólida de técnicos especializados para la resolución de problemas en las instalaciones renovables.

En la misma línea, el vicepresidente de Europa y el resto del mundo de Atlantica subrayó la necesidad de asegurar "un porcentaje mínimo de energía síncrona". Se trata de un tipo de generación eléctrica producida por generadores síncronos. "Determinadas renovables lo aportan, pero al activar este me-



Guillermo Negro  
Consejero delegado de Magnon

**“ La biomasa es un elemento tractor que tiene que contribuir a evitar los incendios”**



Ignacio Cuerva  
Consejero delegado de Cuerva

**“ Hacen falta regulación y mecanismos que liberen la capacidad”**



El evento contó con la asistencia de más de 400 personas y fue transmitido vía 'streaming'.



**David Esteban**  
Vicepdte. de Europa y RoW de Atlántica

“ Es necesario asegurar un porcentaje mínimo de capacidad de energía síncrona ”



**José Luis Moya**  
CEO Global de RIC Energy

“ El apagón puso en duda cómo funciona el sistema español al introducir renovables de manera eficiente ”

canismo reforzado incluso algunas energéticas renovables y síncronas están sufriendo limitaciones”, señaló.

A pesar del impacto negativo del cero energético, la directora general de X-ELIO en España destacó un aspecto positivo: “ha quedado demostrado que las baterías son algo necesario y es relevante que las solares sigan instalándose”.

### Batería de soluciones

Para recuperar la confianza de los inversores y solucionar el desequilibrio, los expertos propusieron una serie de medidas. Selva recalcó la necesidad de ofrecer seguridad jurídica y en la inversión. Por su parte, Arancha Martínez instó a incrementar la demanda y agilizar los trámites administrativos. “Hay plantas listas para conectarse este semestre, pero sus autorizaciones siguen en el aire”, denunció. A este hecho, “hay que unir el problema de que en el ministerio no te reciban”, agregó.

El CEO de Magnon, Guillermo Negro, subrayó que, para electrificar la economía, es “fundamental mallar la red y planificar adecuadamente el transporte y distribución”. Además, apuntó que es necesario una mayor competitividad, sostenibilidad y garantía de suministro “para que el inversor extranjero sepa que no le van a dejar colgado”. Asimismo, defendió la inclusión de un tramo específico en las subastas futuras de capacidad destinado a las renovables gestionables.

David Esteban insistió en que, además de las renovables ya disponibles, España necesita una regulación clara para las baterías. “Sin planificación a largo plazo, será muy difícil avanzar”, resaltó. En este sentido, Juan Gutiérrez requirió un plan de forma-

ción especializado para optimizar la capacidad de almacenamiento energético.

Por otra parte, varios ponentes coincidieron en la urgencia de modernizar las redes eléctricas, que llevan cuatro décadas sin renovarse. Además, José Luis Moya apuntó que es necesario “robustecer las conexiones entre España y el resto de Europa”. “Todo esto deben hacerlo el departamento de Sara Aagesen, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y la Red Eléctrica”, resaltó José Luis Moya.

“Con lo que hay encima de la mesa, el futuro de las redes no llama a la inversión. Hace falta regulación y mecanismos que liberen la capacidad”, indicó el director ejecutivo de Cuerva. “Los servi-

**Existe la urgencia de modernizar las redes eléctricas, que llevan 40 años sin renovarse**

cios no son un complemento: son estratégicos para garantizar el futuro de los activos renovables”, concluyó el consejero delegado global Servicios de RES.

En definitiva, el apagón del 28 de abril ha puesto encima de la mesa tanto los retos como las oportunidades de la transición energética en España.

La entrada acelerada de las empresas renovables representa un cambio necesario y positivo. Sin embargo, también exige planificación, una regulación clara y modernización de las infraestructuras.

# Las gasistas reclaman estabilidad normativa y planificar las retribuciones

Los expertos que participaron en la tercera mesa de debate del 'X Foro de Energía' organizado por 'elEconomista.es', señalaron, entre otras afirmaciones, que el gas es imprescindible para la sostenibilidad del sistema eléctrico español

E. Z. Fotos: D. García / A. Martín

La tercera mesa del *X Foro Energía*, organizado por *elEconomista.es*, trató sobre las infraestructuras y desarrollo de los gases renovables: Biometano e hidrógeno. En ella, debatieron consejeros y socios de grandes compañías gasísticas y energéticas del país. Moderada por Rubén Esteller, director adjunto de *elEconomista.es*, la mesa contó con las intervenciones de Arturo Gonzalo Aizpiri, consejero delegado de Enagás; Fidel López Soria, consejero delegado de Redexis; Javier Goñi, consejero delegado de Exolum; Oliverio Álvarez, socio res-

ponsable de Energía, Recursos e Industria de Deloitte; Pedro Larrea, director general de Redes de Naturgy; Manuel Alonso, director general de Biorig; y Javier Alonso, CEO de Hatt Energy.

Uno de los debates transversales fue la normativa española que legisla el hidrógeno verde y biometano en España. Por ello, se trató la transposición de la normativa RED III. En este sentido, las gasísticas reclamaron "estabilidad normativa y una planificación a largo plazo en las retribuciones".



De dcha. a izq.: Rubén Esteller, director adjunto de 'elEconomista.es'; Arturo Gonzalo Aizpiri, consejero delegado de Enagás; Fidel López Soria, consejero delegado de Redexis; Javier Goñi, consejero delegado de Exolum; Oliverio Álvarez, socio responsable de Energía, Recursos e Industria de Deloitte; Pedro Larrea, director general de Redes de Naturgy; Manuel Alonso, director General de Biorig; y Javier Alonso, CEO de Hatt Energy.

Arturo Gonzalo Aizpiri, consejero delegado de Enagás, puso de manifiesto que “una buena regulación es tan importante como una buena infraestructura, y en España se necesita para acometer con éxito la transición energética”. Debido a la demora que está viviendo la normativa, Aizpiri reclamó la necesidad de tener “cuanto antes un texto articulado que se someta a consulta pública para ver cómo empieza a tomar forma el sector”.

Por su parte, Fidel López Soria, consejero delegado de Redexis, señaló que para desplegar el gas verde con éxito en España, “se necesita que el papel de las empresas –como facilitadoras– esté soportado por una remuneración justa y un marco regulatorio adecuado”. Además, denunció la situación del periodo anterior, en el que hicieron frente a un recorte de 240 millones de euros, un 17%, que ha venido acompañado de la inflación, que ha sido del 20%. Así, reclamó que “no tiene que haber recortes y se tiene que reconocer la inflación, ya que estamos muy por debajo de las tarifas de acceso de otros países”.

Con este punto de vista coincidió Pedro Larrea, director general de Redes de Naturgy, quien señaló, además, la importancia de la estabilidad: “Estabilidad no significa inmovilismo, pero sí que nosotros sepamos cuando estamos trabajando cómo nos van a retribuir dentro de cinco años, porque nuestro comportamiento hoy puede cambiar en función de lo que vaya a pasar dentro de cinco años”. Además, denunció que mientras que en la Unión Europea el peaje que paga un consumidor se ha incrementado un 41% en los últimos cinco años -con la inflación-, en España ha bajado un 56% en ese mismo periodo de tiempo.

Por su parte, Oliverio Álvarez, socio responsable de Energía, Recursos e Industria de Deloitte, señaló que es “clave una adecuada trasposición de la legislación europea, particularmente de la Directiva RED III, en los diferentes países”. En el debate, también reclamó “claridad para el sector industrial, ya que están sujetos a una mayor competencia internacional”. Además, pidió que los sectores “que soporten una mayor competencia, sean acompañados de “ayudas a nivel europeo para evitar asimetrías en la competencia”; y reclamó, aparte de una regulación energética “una de gestión de residuos y de nutrición del suelo, que acompañe el desarrollo de este sector”.

Con respecto a la transposición de la RED III, Manuel Alonso, director General de Biorig –empresa que nació hace tres años en el seno de Solarig–, señaló que “es ya una realidad con unos objetivos

**Estabilidad significa que sepamos cómo nos van a retribuir en cinco años**

fijados para 2030”, por lo que el sector de los gases renovables está obligado a moverse rápido, de cara a alcanzar los objetivos de reducción de emisiones y penetración de las nuevas tecnologías en el mix energético. Teniendo en cuenta la situación en la que se encuentra el sector en el país, alentó a los responsables de las distintas administraciones públicas a favorecer una tramitación “rápida, porque nos quedamos sin tiempo para cumplir con estas metas”.



**Arturo Gonzalo Aizpiri**  
Consejero delegado de Enagás

“ Estamos haciendo realidad proyectos que nacieron a raíz de la invasión de Ucrania por Rusia”



**Fidel López Soria**  
Consejero delegado de Redexis

“ Se necesita que el papel de las empresas esté soportado por una remuneración justa”



Los siete directivos de la tercera mesa de debate junto al moderador.



**Javier Goñi**  
Consejero delegado de Exolum

“Es relevante pensar en el cliente, y para ello la transición debe ser justa y sostenible”



**Oliverio Álvarez.** Socio Resp. Energía, Recursos e Industria in Deloitte

“Necesitamos ayudas a nivel europeo para evitar asimetrías en la competencia”



**Pedro Larrea**  
Director general de Redes de Naturgy

“Estabilidad no significa inmovilismo, pero sí que sepamos cómo retribuir dentro de cinco años”

Poniendo fin al debate sobre la normativa, Javier Alonso, CEO de Hata Energy, reclamó la necesidad de dar a conocer la legislación con la que se va a trabajar “a largo plazo”. Todo ello, con el objetivo de poder planificar las inversiones, ya que “es fundamental para saber si estamos a tiempo de realizar las inversiones que tenemos en mente y que nos llevan un largo periodo de tiempo”.

Otro de los debates de la mesa fue sobre si el colapso en las redes de distribución eléctrica se presenta como una oportunidad para el gas. En este sentido, Larrea señaló que “España consume 1,6 veces más de gas que de electricidad” y alertó de la delicadeza del debate sobre la electrificación, ya que “electrificar todo el consumo de gas es multiplicar el sector eléctrico casi por tres”. Además, destacó que “la infraestructura de transporte y distribución de gas es mucho más eficiente que la de electricidad”. Por su parte, Aizpiri apuntó que “el gas es imprescindible para la sostenibilidad del sistema eléctrico y, prueba de ello, fue el apagón que tuvimos el 28 de abril, que nos certificó que el gas es un elemento garante”.

En este sentido, López Soria puso de manifiesto el cambio que está viviendo el sector “porque ya estamos conectando con clientes que tenían tanques de gas natural licuado, y por conectarlos ya se están percibiendo un ahorro de las emisiones”. Además, puntualizó la importancia de que ya haya clientes que pidan acceso, aunque alertó del coste: “Es verdad que conectarlos requiere de grandes inversiones, pero van soportadas en el peaje que les cobramos”.

Por el contexto en el que se encuentra la transición hacia el hidrógeno verde y biometano, Goñi puso sobre la mesa el elemento más importante: el consumidor. En este sentido, el consejero delegado de Exolum destacó que “pensando en el cliente, la transición debe ser justa y sostenible, porque no debemos pedirle que pague el doble de lo que pagaba”. Con respecto a esto, Álvarez señaló la importancia de “cerrar la brecha de precios entre la oferta y la demanda”. Esto se debe a que “las políticas de apoyo al desarrollo y fomento de la demanda, sobre todo en las etapas iniciales de esta industria, y la identificación de nichos de mercado dispuestos a pagar un precio más alto por el hidrógeno sostenible, serán claves en el futuro”.

Los responsables también presentaron los proyectos en los que trabajan actualmente en la transición hacia una energía más verde y sostenible. El consejero delegado de Enagás señaló que 2025 está siendo “un año muy importante para la compañía porque estamos en un momento de hacer realidad proyectos que nacieron a raíz de la invasión de Ucrania por parte de Rusia y que se recogieron en el proyecto Repower EU”. Aizpiri, además, anunció que “la red de transporte primario -en la que trabaja la compañía y que recorrerá 2.600 kilómetros- está avanzando según lo previsto y estamos llevando a cabo el plan conceptual de participación pública, el mayor, ya que pasa por más de 500 municipios. La garantía que queremos dar es que en 2030 tendremos una infraestructura troncal que permita conectar producción con consumo y exportar un excedente a Europa”.



Panorámica de la sala donde el público asistente siguió el X Foro de Energía.



Los ponentes pusieron sobre la mesa varios temas de interés para el sector.

Por su parte, Goñi anunció que Exolum “ha logrado entrar en uno de los aeropuertos más importantes de Europa, el de Düsseldorf”. Y es que, a nivel internacional, la compañía tiene una gran presencia en otros aeropuertos como en Reino Unido, donde “cuatro de cada diez aviones que despegan allí trabajan con nuestra empresa en la descarbonización. Esta presencia a nivel internacional les permite verse “como un gran actor y, a futuro, queremos ser un facilitador de esta transformación energética, queremos ayudar a la sociedad a desplegar las infraestructuras necesarias para que los vectores energéticos puedan desplegarse de manera exitosa”.

Otra de las novedades de la mañana llegó de la mano del director general de Biorig, Manuel Alonso, quien anunció que “esta semana empezamos la construcción de nuestra primera planta en San Millán de los Caballeros (León), con una producción de 120 GWh/año y que lleva incluido un sistema de captura de Co2”. Además de destacar el esfuerzo de la compañía en lograr los permisos y los trámites burocráticos, señaló que “es un honor poder iniciar la construcción de esta cartera y esperamos que sea un ejemplo en cuanto a solidez técnica y de gestión, ya que es un momento único para el desarrollo del biometano y es la mejor forma de acallar los comentarios en contra de estas instalaciones”.

A partir de esta experiencia en España, y aprovechando la gran presencia internacional de Solarig - que está presente en 16 países-, Alonso anunció

también en la X Jornada de Energía de *elEconomista.es* su expansión a Italia, “donde buscamos el desarrollo y la adquisición de nuevas plantas y seguimos buscando oportunidades en otros países como Polonia y otros países europeos donde la demanda es creciente”.

Otra de las grandes noticias llegó por parte del CEO de Hatta Energy, quien comunicó que trabajan en la instalación de una fábrica para crear su propio HVO, “y que sea verde, ya que por nuestros niveles de importación de gasóleo, tenemos la obligación de ir añadiendo porcentajes más altos de HVO al combustible”.



**Necesitamos acelerar la gestión de las instalaciones cumpliendo el reglamento**

En este sentido, y respecto a las inversiones que realizan las compañías, el socio responsable de Energía, Recursos e Industria de Deloitte, Oliveiro Álvarez, señaló que “necesitamos acelerar la tramitación de las instalaciones, garantizando el pleno cumplimiento de toda la normativa medioambiental y minimizando el rechazo social. También debemos contar con una infraestructura gasista que permita el acceso y conexión de múltiples plantas distribuidas por el país y la gestión de los flujos inversos”.



**Manuel Alonso**  
Director general de Biorig

“ Esta semana empezamos la construcción de nuestra primera planta en León”



**Javier Alonso**  
Consejero delegado de Hatta Energy

“ Queremos acelerar la construcción de una fábrica para elaborar nuestro propio HVO”



De izquierda a derecha: Alejandro García Gómez (Vinci), Aránzazu Martín (Veolia), Javier Martínez (Prosolia Energy), Javier Prados (CIP), Rodrigo Álvarez (Statkraft), María Couto (Xeal), Íñigo Bertrand (Edison Next España) y Concha Raso ('elEconomista.es').

## Los proyectos de energías limpias se pasan al almacenaje

Las empresas que participaron en la cuarta mesa del 'X Foro de Energía', pidieron celeridad en los fondos europeos para poder acometer todas sus inversiones

C. A. Fotos: D. García / A. Martín

La inversión en energías renovables se está alejando de la generación y se empieza a centrar ya en elementos como el almacenamiento o el acceso a las fuentes para ganar en competitividad y así poder atraer más industria hacia España. Esta es una de las conclusiones a las que se llegó en la cuarta mesa de debate del *X Foro de Energía* organizada por *elEconomista.es*. Asimismo, otro de los temas que trataron los seis ponentes de referencia en el sector, es la implicación de las grandes promotoras

de proyectos de renovables en el territorio donde se quieren fijar o invertir, informando y haciendo partícipes a los agentes sociales de la zona, de tal manera que conozcan las implicaciones y beneficios que esos proyectos van a tener en el corto, medio y largo plazo para el desarrollo del lugar donde van a operar.

En el tema de la competitividad y las nuevas inversiones, Javier Martínez, CEO de Prosolia Energy, ase-



Los siete directivos de la cuarta mesa de debate junto a la moderadora.

guró que del lado de la generación de energías renovables en España “el grueso trabajo ya se ha hecho y, a día de hoy, las señales del mercado son claras y la inversión en generación propiamente dicha se está ralentizando”. Con tal motivo, vaticinó que todo se va a ir ahora a “poder atraer una mayor demanda y entonces flexibilizar la red y conseguir que esas industrias puedan llegar aquí en un plazo que sea mucho más razonable de lo que estamos viendo hoy”. Por otro lado, también mencionó “el almacenamiento de las baterías”.

En este sentido, Rodrigo Álvarez, director de Desarrollo de Negocio de Statkraft, aseguró que España tiene “sobre el papel una oportunidad muy grande de aumentar en su competitividad gracias al desarrollo de energías renovables por el recurso que tenemos, la superficie, el desarrollo de la red, etc.” Aunque aclaró que “la oportunidad es no solo desarrollar más renovables sino también atraer nuevas inversiones y nueva industria”. Es decir, aumentar la competitividad “con la reindustrialización de España y jugar un papel importante en Europa”. Pero el experto recalcó que “hay barreras” que no están permitiendo que esto suceda con toda la celeridad que se esperaba.

Todos los ponentes coincidieron en que, para que esto sea una realidad, la financiación es una palanca clave y ahondaron en la necesidad de agilizar la ejecución de fondos públicos para que los proyectos sean una realidad. Javier Prados, director de

CIP en España, aseguró que, ahora mismo, hay una “oportunidad de oro” en la financiación, pero denunció ciertos “frenos” en la ejecución de los fondos, lo que está ralentizando también el aumento de la demanda eléctrica. “Creo que tenemos necesidad de mucha más agilidad, preparación técnica y, en definitiva, mayores recursos para que en la ejecución de todo este plan de financiación no fallemos en la parte de la ejecución más técnica por parte de la Administración”.

#### Seguridad jurídica

Asimismo, María Couto, CEO de Xeal, aseguró que

**Las trabas administrativas están ralentizando el proceso de reindustrialización**

es necesaria también la seguridad jurídica en cuanto a lo que se refiere a las inversiones. “Coincido en que los fondos tienen que ser una palanca para focalizar en aquello en lo que queramos invertir, pero creo que es básico para todos los promotores y, tanto para la parte de generación como para la parte de demanda, tener esa la seguridad jurídica, es decir, la visión de que los proyectos que se van a amortizar en muchísimos años y sepamos, con esa seguridad jurídica, cómo van a ser retribuidos estos proyectos para poder hacer los cálculos necesarios e invertir”.



Íñigo Bertrand  
CEO de Edison Next  
España

“ Los CAEs son un elemento imprescindible para el desarrollo de la competitividad”



María Couto  
Consejera delegada de  
XEAL

“ Necesitamos una seguridad jurídica que permita llevar a cabo proyectos a largo plazo”

En este punto, y continuando con la financiación de los proyectos, Aránzazu Martín, directora de desarrollo de negocio de Veolia España, aseguró que "hoy tenemos la suerte de tener muchísimos fondos", pero recordó que del Plan de Transformación, Recuperación y Resiliencia "lo que se ha ejecutado a día de hoy se llega al 40%, de ahí la dificultad no solamente en solicitar esa financiación" sino que "hay un componente administrativo que hay que reflexionar sobre cómo traccionar esos fondos, sobre todo a nivel público". En lo que se refiere a la competitividad industrial, la experta reiteró

## Solamente el 40% de los fondos del Plan de Recuperación están ejecutados

que hay que aprovechar esta oportunidad, precisamente, de apoyo financiero por parte de los fondos públicos para "relanzar" el sector industrial. "Creo que es el momento", subrayó en su intervención ante la mesa.

Por su parte, y ahondando todavía más en el tema de la competitividad, Alejandro García Gómez, director de Desarrollo de Negocio Corporativo y Relaciones Institucionales de VINCI Energies Spain, aseguró que "para toda la inclusión de los sistemas de almacenamiento y la hibridación con las plantas, ayuda mucho los sistemas PPC, que son los cerebros de las plantas que optimizan la entrada y salida de la energía con sus precios correspondientes". El experto también habló de la energía nuclear como elemento de búsqueda de eficiencia y competitividad: "Estamos muy involucrados en el mantenimiento de la instrumentación de tres centrales. Ahora mismo, tenemos una visibi-

lidad de uno de los grupos de Almaraz hasta el año 2028 o Trillo hasta mediados de ese año... Todos peleando por que se haga una autorización hasta el año 2030, con el componente político que hay detrás de ello. Pero, sobre todo, queremos tener una claridad sobre la moratoria o no nuclear, que yo creo que contribuye a la competitividad del sector industrial", apuntó.

Íñigo Bertrand, CEO de Edison Next España, habló del Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAEs) como un elemento "imprescindible" para el desarrollo de la competitividad. "Ha tenido un impacto enorme en todo tipo de sectores, tanto industriales como en el sector público y el terciario", apuntó el ejecutivo en su intervención. "Es muy probable que el consumo de energía per cápita o por unidad de PIB en España se reduzca. La financiación está accesible y esto se traslada a la competitividad industrial de forma clarísima", reiteró Bertrand.

### Implicar al entorno

Otro de los temas centrales que se abordaron en la mesa, fue la necesidad de comunicar el impacto de los proyectos en el territorio donde se van a implantar, con el objetivo de que los habitantes de la zona conozcan el dinamismo y el impacto económico y social que va a generar en el territorio.

María Couto explicaba que, en el mundo anglosajón, existe un concepto denominado "licencia social" que tomó mucha relevancia a la hora de llevar a cabo proyectos de gran magnitud que pueden impactar en la zona donde se instalan. "Este concepto tenemos que traerlo a nuestro ámbito", aseveró la experta.

En este sentido, Couto reiteró que los actores sociales son "parte del número de actores al que hay que prestar atención" a la hora de proyectar una



**Rodrigo Álvarez**  
Director de Desarrollo de Negocio de Statkraft

“ El objetivo, además de renovables, debe ser el de atraer nuevas inversiones e industria”



**Javier Prados**  
Director de CIP en España

“ España tiene una oportunidad de oro en la financiación de nuevos proyectos de renovables”



**Javier Martínez**  
Consejero delegado de Prosolía Energy

“ El grueso del trabajo está hecho, por eso la inversión en generación se está ralentizando”



El Foro de Energía ha celebrado este año su décima edición, con gran asistencia de público.



Los ponentes expusieron sus experiencias y hablaron de los retos y oportunidades del sector de las renovables.



**Aránzazu Martín**  
Directora de Desarrollo  
Negocio Veolia España

“ Hay que aprovechar los fondos públicos para relanzar el sector industrial”



**Alejandro García**  
Director Negocio Corp.  
VINCI Energies Spain

“ Queremos claridad sobre la moratoria o no de la energía nuclear en España”

planta renovable. “Creo que los promotores de proyectos hasta ahora estábamos muy centrados en todo lo que era el *permitting*, la tramitación, cumplir con la regulación y demás, y nos hemos olvidado que hay una parte que son los actores sociales que no tienen ninguna regulación per se, pero que tienen mucho que decir y creo que tenemos que empezar a ver que esos actores son parte del número de actores al que el promotor tiene que prestar atención y tiene que atender”.

Javier Prados, a tenor de este tema, aseguró que “en España se han hecho muchos avances muy significativos y, sobre todo, importantes para ser capaces de integrar al territorio dentro de los proyectos”. Aun así, el experto reiteró que esto todavía sigue siendo “una asignatura pendiente” porque en el pasado “los mismos desarrolladores y promotores no supimos quizá ver la importancia que esto tenía”. Aunque recalcó que en los últimos años “ha habido una mejora sustancial” en este aspecto.

En este aspecto, Javier Martínez, el experto de Prosofia, explicó que “creo que muchos proyectos históricamente en España se están desarrollando con una visión, hasta cierto punto, de la especulación”. Pero en los últimos años “se ha hecho un gran avance, pero también porque se están construyendo los proyectos con actores que tienen esa perspectiva de producir la energía y de estar a largo plazo. Eso quiere decir que, de alguna manera, te tienes que entender con la sociedad, con el entorno y con el ambiente y siempre va a ser mucho más fácil poder explicar un proyecto de largo plazo al entorno”, puntualizó.

Al respecto de la transmisión de los proyectos a la comunidad, Íñigo Bertrand mencionó una palabra

clave: “Pedagogía”. El ejecutivo de Edison Next aseguró que “tenemos que ser capaces de transmitir bien, cuando los proyectos se explican bien, a cualquier zona o con cualquier interlocutor, tanto administración pública como agentes sociales, se entienden y se apoyan”.

Alejandro García Gómez apuntó que, desde su organización como integradores, acompañando al promotor, buscan precisamente hacer un ejercicio de “no sólo a cosechar, sino a sembrar, muchas veces nos quedamos en un plan de inversiones, en una rentabilidad, en cumplir con nuestras responsabilidades hacia los inversores, está muy bien, hay que tener rentabilidad”, pero señaló que en un proyecto “es importante como esa pedagogía, que yo creo que va hacia la comunidad y hacia el de-

**Los promotores se preocupan cada vez más por los actores sociales en sus proyectos**

sarrollador o promotor que tiene que ir con esa doble visión de saber ganar dinero y a la vez de hacer esa siembra que le permita cosechar todo con esa cautela”.

Aránzazu Martín dejó muy claro que, en las comunidades energéticas, el apoyo al medio rural es fundamental. Puso el ejemplo de que en su compañía trabajan con la biomasa y por ello dijo, sobre todo ahora con el tema de los incendios, cómo esa maleza que hay que limpiar “son recursos” para producir energías renovables a la vez que benefician al monte.



De izq. a dcha.: Antonio Colino (Plenitude Iberia); Miguel Rodríguez-Checa (Goldenergy); Roberto Giner (Octopus Energy); Paula Román (Feníe Energía); Alejandro Tejero-Garcés (Visalia); Emilio Rousaud (Factorenergía); Jorge González Cortés (Grupo Gesternova) y Concha Raso ('elEconomista Energía').

## Las comercializadoras piden que el coste de los apagones sea regulado

Los expertos que participaron en la quinta mesa de debate del 'X Foro de Energía' organizado por 'elEconomista.es' los pasados 10 y 11 de septiembre en el Hotel Four Seasons de Madrid, creen que debería eliminarse el PVPC y apuestan por ofrecer un precio fijo para clientes vulnerables

A. Brualla. Fotos: D. García / A. Martín

**E**l apagón ha supuesto el inicio de un nuevo paradigma para el sector de la comercialización, que se ha visto afectado por los sobrecostes de operación derivados de este evento y, por ello, las principales empresas del sector consideran que se deberían trasladar a costes regulados estos sobrecostes para que el cliente no se vea penalizado. Así lo explicaron durante su participación en el *X Foro Energía*.

El sobrecoste de los servicios de ajuste, especialmente en las restricciones técnicas derivado de la operación reforzada adoptada por Red Eléctrica tras el apagón, ha generado un impacto económico importante sobre las comercializadoras que no pueden cubrirlo con instrumentos habituales (futuros, PPAs) y, si lo repercuten, erosionan la confianza del cliente. Pero, si lo absorben, comprimen márgenes y desincentivan competencia. De ahí una petición



Los siete directivos de la quinta mesa de debate, junto a la moderadora, durante su intervención.

casi unánime: tratar estos cargos como costes regulados, para que las comercializadoras no se vean forzadas a asegurar una contingencia incierta.

En este sentido, Antonio Colino, director general de Plenitude Iberia, consideró que "no hay que ver el apagón como el final de un proceso, ya que ha sido el principio de un nuevo paradigma". El directivo manifestó que "si esta situación va a ser algo estructural en el sistema deberían pasar los costes al sistema regulado, ya que esto es lo que más va a beneficiar al consumidor al final". Así, Colino apuntó que "actualmente nosotros no podemos cubrir esto de ninguna forma. Tenemos que hacer una estimación y traspasarla, por lo tanto estamos obligando a todos los consumidores a comprar un seguro por un servicio que no necesitan, que se podría presupuestar y ajustar cada año según lo que suceda".

Jorge González Cortés, vicepresidente de Grupo Gesternova (Contigo Energía), destacó que "los comercializadores independientes tenemos herramientas a través de coberturas de UTC, de los PPA, podemos ir al mercado de futuros, para asegurar el precio de la energía a nuestros clientes, pero lo que no tenemos es instrumentos para controlar los costes de operación, porque no tenemos generación". Así, apuntó que son "los incumbentes lo que sí pueden influir sobre esos costes ya que tienen tecnologías para ello".

¿Cuál sería la solución? Según el directivo de Gesternova, es necesaria que sea una realidad la aplicación del PO 7.4 de Red Eléctrica y en este sentido pide agilidad al regulador. "Tiene que ser consciente de que es una situación de la que nosotros también estamos perjudicados, y yo sé que la agilidad del regulador nunca es mayor que la del mercado, pero sí que por lo menos tiene que reaccionar rápidamente para solucionar una cosa que va en contra de los intereses del consumidor", destacó González. "Al final, lo que se consigue es que haya concentración en unas pocas compañías incum-

bentes y esto va en contra de la liberalización del mercado y, por tanto, de la reducción de precios de la energía para el consumidor", detalló.

Emilio Rousaud, CEO de Factorenergia, dejó claro que "lo que ha hecho Red Eléctrica a partir del apagón ha sido una sobre reacción". "Como no me puedo permitir que haya un nuevo apagón voy a poner una serie de mecanismos en marcha que tienen un coste muy elevado. El problema es que, a día de hoy,



Jorge González Cortés  
Vicepdte. G. Gesternova  
(Contigo Energía)

“ En 30 años hemos ‘rascado’ un 12% de cuota a las grandes. La regulación no favorece la competencia”



Emilio Rousaud  
CEO de Factorenergia

“ El PVPC actualmente no evita el impacto de la volatilidad del precio en el consumidor”

Denuncian que no pueden cubrir los sobrecostes con los instrumentos habituales



**Alejandro Tejero-Garcés**  
Director general de  
Visalia

“ Solo podemos intentar fidelizar al cliente con servicios para que no vayan a PVPC”



**Paula Román**  
Director general de Fenie  
Energía

“ Tenemos que buscar modelos para dar soluciones sencillas ante los nuevos problemas”



**Roberto Giner**  
CEO de Octopus Energy  
en España

“ Hemos podido vender servicios nuevos gracias a que ahora el sector interesa”

todavía no sabemos quién es el responsable del apagón y parece que ha habido una solución salomónica que ha sido decir: “ha sido el transportista y los distribuidores”, cuando el problema es que el gestor de la red eléctrica en este caso como operador del sistema no ha funcionado”.

El directivo señaló que “estamos en una situación compleja, ya que el apagón ha tenido un coste importantísimo a nivel reputacional para España y a los comercializadores, que no han tenido nada que ver, les está tocando pagar los platos rotos”. Por eso apostó, como el resto de directivos, porque sea “un coste que regulado. En función de lo que se produzca cada año ajustamos al alza o a la baja y, al menos, tenemos predictibilidad”.

Paula Román, directora general de Fenie Energía, puso el foco en cómo esta situación está afectando en la confianza del cliente hacia las comercializadoras. “Hasta ahora hemos tenido que asumir el impacto de este sobrecoste directamente del resultado, del margen, pero tendremos que revisar las siguientes campañas para ver cómo quedan los precios y poder seguir tirando para adelante”, pero recalcó que esta situación genera “incertidumbre, inseguridad y, sobre todo, el mensaje que se está lanzando hacia qué es una comercializadora y si te puedes fiar o no de ella. No puede ser que siempre tengamos que estar apantallando esos riesgos”.

En este sentido, Miguel Rodríguez-Checa, director general de Goldenergy (Grupo Axpo), remarcó que “el cliente también se ve afectado al igual que el mercado, ya que no somos capaces de saber a cuánto se va a disparar el precio y si podremos o no cubrirlo, y el principal damnificado de esta situación es el mercado”.

### Reforma del PVPC

Durante el debate, también se puso sobre la mesa otra de las problemáticas que afectan al sector y que es la desvirtualización del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). El sector denuncia que nació como tarifa de último recurso y se ha convertido en refugio de más de ocho millones de clientes; por ello, las compañías piden acotarlo gradualmente a clientes vulnerables y diseñar una transición que no trasvase automáticamente esos clientes a incumbentes.

En este sentido, Roberto Giner, CEO de Octopus Energy en España, destacó que el PVPC se puso para proteger a una serie de consumidores, algo con lo que todos estamos completamente de acuerdo, pero, de repente, hay 8 millones de clientes y en esa lista te encuentras a gente que no es vulnerable”. Giner denunció que desde el ministerio “montan un mercado libre, pero, por otro lado, están recomendando a los clientes que se quedan en PVPC y deberían hacer justo lo contrario”. Así, destacó



El público asistente siguió con mucho interés el debate de la mesa, donde se habló de comercialización.

que “es un mercado viciado en el que realmente se maltrata a los clientes, ya que cuando lo consideran se les pasa del regulado al mercado libre con precios escandalosos”.

El CEO de Octopus Energy consideró que “ahora mismo estamos en una dicotomía que es o todos comercializamos el PVPC sin ninguna restricción o definimos que en el PVPC tengamos la tipología de clientes, que en su momento se pactó que estuviese ahí. Y el resto de clientes tienen que pasar automáticamente a mercado libre”.

Por su parte, Román se mostró más drástica y dijo que “debería eliminarse y crear directamente un precio fijo para vulnerables, ya que a día de hoy puedes encontrar precios en el mercado libre mejores, además no tiene mejor atención al cliente, ni servicios adicionales”. Mientras que Alejandro Tejero-Garcés, director general de Visalia, destacó que se vive una situación similar en el mercado del gas. “Con la aprobación de la TUR vecinal nos desapareció el 50% del negocio, ya que se fijó un precio muy por debajo del mercado y ese precio solo lo puede ofrecer un único agente. Esto debería regularse”.

Rodríguez-Checa, representante de Goldenergy, dijo que “en el fondo, lo que hay es una falta de ánimo por parte del Gobierno de crear una competencia real”. Así, planteó qué pasaría si se decide pasar a todos los clientes que no son vulnerables al mercado libre. “¿Cómo podríamos capturarlos? El outbound está prohibido, el telemarketing está demonizado, pero son dos actividades perfectamente válidas en muchos países, auditables y controlables. Estos canales de venta se van cerrando cada vez más y ahora llega un momento que en Es-

paña si quieres vender luz y electricidad te queda prácticamente solo el canal digital o que abras una tienda y que alguien entre a tu tienda. Es muy difícil dar a conocer tu producto y conseguir que una persona que nunca en su vida se ha cambiado de proveedor de electricidad vea que puede pagar efectivamente menos”.

González señaló que “algo no se ha hecho bien, ya que han pasado casi 30 años desde que se arrancó la liberalización del sector y las grandes tienen todavía casi el 90% del mercado. No parece que las medidas que nos encaminaban a la liberalización del sector hayan sido muy eficientes, ya que solo hemos conseguido rasgar el 12% de cuota de mercado de los incumbentes. Eso significa que, o so-

## Alertan que se pueden encontrar mejores precios en el mercado libre que con el PVPC

mos todos muy torpes o es que la regulación no favorece a la competencia; y yo creo que es más bien lo segundo”.

Tejero-Garcés puso sobre la mesa la importancia de fidelizar al cliente en un momento en el que el mercado vive una movilidad histórica con 8,8 millones de cambios de comercializador en un año. “La única arma que tenemos es intentar fidelizar al cliente con diferentes servicios antes de que se vayan a PVPC, y estamos buscando diferentes fórmulas como el pago de cuotas por la compra de aparatos”.



**Miguel Rodríguez-Checa**  
Director general de Goldenergy (Grupo Axpo)

“ Hay una falta de ánimo por parte del Gobierno por crear una competencia real en el mercado”



**Antonio Colino**  
Director general de Plenitude Iberia

“ El apagón no es el final, ha sido el principio de un nuevo paradigma para el sector”



Además del debate generado, los ponentes también hablaron de sus últimos proyectos.

# “En Andalucía tenemos 17.000 millones para inversión industrial sobre la mesa”

Así lo señaló Jorge Paradela, consejero de Industria, Energía y Minas de la Junta de Andalucía, durante su intervención en la segunda jornada del ‘X Foro de Energía’

M. J. Foto: D. García / A. Martín

Andalucía tiene un plan de actuación muy ambicioso, con el objetivo de ser líderes en energía renovable y, para ello, necesitan atraer capital. “Contamos con 17.000 millones de euros de inversión industrial sobre la mesa, de los que 9.000 son para tecnología verde, como biocombustible o proyectos de reciclado para la recuperación de minerales, entre otros”, afirmó Jorge Paradela, consejero de Industria, Energía y Minas de la Junta de Andalucía.

“En el caso de la energía, queremos alcanzar los 20 GW a finales de 2026”, apuntó Paradela, quien agregó que “queremos esta posición por varios motivos, entre ellos está la importancia de descarbonizar la economía, luchar contra el cambio climático; pero, sobre todo, para atraer inversiones”. El consejero dijo que “en el primer semestre de 2025 llevamos 16 GW instalados de energías limpias en Andalucía; de hecho, en el último año se han conseguido 3,6 GW”. El objetivo es claro. “Estamos en un momento estimulante porque, a pesar del contexto de una guerra comercial, el valor añadido bruto andaluz entre 2021 y 2024 se ha elevado un 17% y, en el caso de la industria manufacturera un 29%”, concretó.

En palabras del consejero, “tenemos plena confianza en el desarrollo de la hoja de ruta, son más de 100 proyectos y 23 están ya maduros. Ahora bien, es el Gobierno de España el que está retrasando las cosas, porque no tenemos claridad en lo que se refiere a la planificación eléctrica”. En relación con esto, Paradela alegó que “les enviamos nuestra propuesta en marzo de 2024 y todavía no hemos tenido noticias. Una propuesta que se basa en hechos, datos y proyectos reales. Pedimos 544 millones de inversión para Andalucía para poder impulsar proyectos de almacenamiento energético, infraestructura y centros de datos. Queremos recuperar el terreno perdido, contamos con un 40% menos de densidad de red que la media peninsular, sin contar que las zonas de Andalucía oriental están infradotadas”.

Sobre la importancia de las redes, “España invierte muy poco. Se estima que por cada euro invertido en energía se destinan 0,3 euros a redes”, comentó Paradela. “Las renovables son el petróleo que nunca tu-



Jorge Paradela, consejero de Industria, Energía y Minas de la Junta de Andalucía.

vimos. España podría ser el Golfo Pérsico de las renovables, pero se toman decisiones tímidas y muy lentas”. Respecto a la minería, “Andalucía es el segundo productor europeo de cobre. También somos líderes en yeso o estroncio, por ejemplo”, alegó el consejero. “Tenemos explotaciones mineras en ca-

**En el primer semestre de 2025 llevamos 16 GW instalados de energías limpias en Andalucía**

si 300 municipios de la región; de hecho, somos una de las pocas autonomías que tiene una cartografía del suelo y, gracias a ello, sabemos que tenemos 22 de los 34 minerales críticos. Sin embargo, solo cuatro de ellos están en explotación a día de hoy, por lo que el resto hay que analizarlo y estudiarlos”.

# **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.

# La industria reclama protección para evitar la deslocalización

Los expertos de la primera mesa de la segunda jornada del 'X Foro de Energía', afirmaron que la diferencia de precios respecto a Europa y las trabas regulatorias socavan nuevas inversiones

Sergio Guinaldo. Fotos: D. García / A. Martín

**E**n su segunda jornada, la sexta mesa del X Foro Energía abordó temas relacionadas con cómo afecta el precio de la electricidad a su competitividad, cómo analizan esta situación en comparación a otros países de la UE, qué capacidad tienen para acceder a suministros energéticos a largo plazo o cuáles son los principales obstáculos regulatorios que observan en la actualidad.

Macarena Gutiérrez, CEO de Atlantic Copper, dijo que el coste energético es un factor de "competitividad total" para la industria electrointensiva, y expuso la contradicción de que, pese a que España cuenta con uno de los mejores mix energéticos del mundo, con una gran aportación de fuentes renovables, el precio de su electricidad no es competitivo.



De izquierda a derecha: Carlos Navalpotro (Asturiana de Zinc y AEGE); Antonio Cortés (Grupo Empresarial Neoelectra); Francisco Carro (Tresca Ingeniería); Alberto Martín (NetOn Power); Blanca Losada (Fortia Energía); Macarena Gutiérrez (Atlantic Copper) y Concha Raso ('elEconomista Energía').

"Si bien hay otros países de la UE con precios más altos, sus gobiernos miran hacia su industria como un elemento esencial, que hace que su precio final sea inferior. Es el caso de Francia, Alemania, EEUU o China. Debemos hacérselo mirar", señaló Gutiérrez. "El sector eléctrico está preocupado por la demanda, pero la demanda está preocupada por el precio. Necesitamos que el precio sea competitivo para atraer industria e inversión", dijo.

Según los datos del último barómetro energético, realizado por la Asociación de Empresas de Gran Consumo con datos relativos al mes de agosto, la factura por el consumo de energía eléctrica para un electrointensivo en España es 2,6 veces el coste de la energía en Francia y 1,5 veces el coste en Alemania. Además, las compensaciones por dióxido de carbono (CO2) indirecto que obtienen las industrias electrointensivas en Alemania son sustancialmente superiores a las que recibe la industria nacional.



Macarena Gutiérrez  
CEO de Atlantic Copper

**“Es el momento de la competitividad. Sin ella, la sostenibilidad se viene abajo”**



Blanca Losada  
Presidenta de Fortia Energía

**“Debemos ir hacia un planteamiento industrial con menos regulaciones”**

"La tecnología y la industria son fuente de poder geopolítico, y la energía es clave de autonomía estratégica", comenzó exponiendo Blanca Losada, presidenta de Fortia Energía. "Más allá de Europa, Estados Unidos no es un petroestado, pero ha conse-

### España no traduce su buen 'mix' energético a la factura eléctrica de las industrias

guido ser independiente y un actor clave en la arena energética, ya que usa su capacidad y su valor de demanda para recuperar y blindar su industria y tecnología. China, con otro mix de recursos internos, está apuntando a ser un electroestado basado en su capacidad de producción y exportación de tecnología vinculada a la nueva economía y a la transición energética y digital. Entre medias está Europa, que debe proteger sus capacidades actuales y construir sobre la industria actual. Y ahí el precio de la energía es crítico", señaló la presidenta de Fortia.

"Como bien decía Macarena –aludió–, el precio tiene componentes del sistema mayorista, de costes de explotación, de las redes y de logística, y una carga fiscal relevante. Lo más significativo de los últimos tiempos está en los costes del sistema, en las conocidas restricciones técnicas. Por ponerle números, todos estos costes de explotación eran hasta hace no mucho del orden de unos pocos euros por megavatio-hora, y en este segundo trimestre veíamos órdenes del 18% sobre un precio mayorista de 50 €/MWh. Todo esto debe darnos lugar a una reflexión. Personalmente, creo que las restricciones se deben tratar como costes regulados porque no existe competencia efectiva en su provisión", consideró Losada.



Los seis directivos de la primera mesa de debate de la segunda sesión del X Foro de Energía junto a la moderadora.



Los expertos expusieron sus puntos de vista sobre los temas más relevantes que preocupan al sector de grandes consumidores de energía.

Alberto Martín, CEO de NetOn Power, extrajo una conclusión de varios de los aspectos que salieron a relucir durante la primera jornada del Foro. "Hemos escuchado que hay que introducir un mecanismo de retribución a la capacidad y que hay que meter más redes para dar acceso a la industria. Las eléctricas dijeron que, o les aumentan la tasa de retribución o difícilmente podrán justificar inversiones ante sus accionistas. Por otra parte, las comercializadoras dijeron que los sobrecostes provocados por las restricciones técnicas los pretenden traspasar a los clientes, pese a que ahora no lo tienen permitido. Todo supone dinero. Es decir, todo lo que escuchamos nos lleva a pensar que vamos a peor. Por tanto, ¿podemos seguir desarrollando nuestro modelo con lo mismo que hemos hecho hasta ahora? ¿O tiene más sentido que desarrollemos un tipo de sector más equilibrado, con generación más cercana y con redes más eficientes con baterías colocadas donde está la demanda y que se parezca más a lo que hacen otros países?", cuestionó Martín.

#### Burocracia a contracorriente

Francisco Carro, director general de Tresca Ingeniería, diseccionó las tres capas burocráticas que rodean la tramitación industrial. "La mayor parte de la regulación industrial y energética procede del Estado, por lo que aunque las autonomías tengan mucho apetito, en un momento determinado te estrellas contra el Gobierno central. Buena parte de los problemas que encontramos se resolverían si el Estado aumentara el apetito industrial y el espíritu de proteccionismo y promoción industrial. Luego tenemos una Unión Europea que no para de desarrollar regulación, la cual somos incapaces de asumir a la velocidad a la que se publica", desarrolló el director



**Alberto Martín**  
CEO de NetOn Power

“ España tiene una oportunidad única para atraer muchísima inversión industrial”

general de Tresca. En aras de proponer nuevas soluciones, Carro describió la "integración industrial" como una interesante propuesta que ya se desarrolla en otros países y que consiste en que unas industrias reaprovechen la energía que les sobra a otras. "De esa manera, se puede lograr una eficiencia más alta", indicó.

"Debemos darnos la enhorabuena, porque tenemos el mejor mix energético mundial y tenemos una gran ambición por competir y poner proyectos sobre la mesa", celebró Antonio Cortés, presidente ejecutivo del Grupo Empresarial Neoelectra. Sin embargo, el también fundador del grupo energético, dijo que "podríamos aprovechar mejor nuestro potencial si se tomasen algunas medidas, como por ejemplo la ejecución de las subastas de cogeneración, las cua-



**Francisco Carro**  
Director general de Tresca Ingeniería

“ España necesita desarrollar e impulsar un modelo de protección industrial”

les llevamos esperando desde 2018 y cuya demanda contribuye a la deslocalización de muchas industrias, al no tener esa ventaja competitiva”.

### Nuevas soluciones

“Si tuviéramos hidrógeno disponible, tendríamos

## El sector ve en el desarrollo del hidrógeno y en el consenso político posibles soluciones

emisiones cero. Hay una industria alimentaria en Pamplona que lo ha demostrado, y otra cerámica que también. Existen una cantidad de proyectos que podrían atraer muchísima industria y no llegan porque nos falta *la carretera*”, opinó el presidente ejecutivo. “Hace falta diálogo entre Hereu (ministro de Industria) y Aagesen (ministra para la Transición Ecológica) para que vean que la industria y la energía deben hablar continuamente. No puede ser que se lancen algunos Pertes y que no se concedan íntegramente”, añadió Cortés.

Carlos Navalpotro, presidente de Asturiana de Zinc y de la Asociación electrointensiva AEGE, reclamó la adopción de medidas que fomentarían la competitividad de las industrias. En su caso, como productor de zinc desde hace 65 años, el presidente confesó que las opciones de la empresa para aumentar la producción “se ven frustradas por la imposibilidad de acceder a nueva capacidad eléctrica, lo que limita nuestra capacidad de expansión de la actividad industrial”.

Junto con la demanda extendida del aumento de capacidad de las redes, Navalpotro señaló otras posibles soluciones. “Tenemos algunos mecanismos, como la exención del 80% de los peajes, que desafortunadamente se han caído dos veces en el Congreso. Esperemos que todos [los partidos políticos] lleguen a un acuerdo, porque es importante para la industria. Supone más de un 5% de nuestros costes”, aclaró. “Otro tema importante son las compensaciones de CO2, que aunque este año han aumentado de 300 a 600 millones, la UE permite que se llegue hasta los 900 millones, de acuerdo con nuestros cálculos. Necesitamos este tipo de políticas activas para que podamos competir”, concluyó.



**Antonio Cortés**  
Presidente de Neelectra



**Carlos Navalpotro**  
Presidente de Asturiana de Zinc y de AEGE

“ Debemos impulsar el binomio industria-energía y reforzar la seguridad jurídica”

“ Necesitamos el apoyo del Gobierno para evitar que más industrias terminen cerrando”



El Foro de Energía ha celebrado este año su décima edición.



De izq. a dcha.: Inés Bargaño (Brookfield); Carlos Milans del Bosch (Deloitte); Benoît Felix (Santander); Enrique Díaz (Grupo Negratín); Román Sánchez Gordón (Abanca); Hermenegildo Altozano (Pinsent Masons) y Rubén Esteller (eE).

## Los inversores optan por la flexibilidad para financiar sus proyectos

Los expertos que participaron en la segunda mesa de debate de la segunda jornada del 'X Foro de Energía' organizado por 'elEconomista.es' los pasados 10 y 11 de septiembre en el hotel Four Seasons de Madrid, también reclamaron estabilidad regulatoria para que no se detengan los desembolsos económicos

A. C.C. Fotos: D. García / A. Martín

Los inversores energéticos están buscando alternativas para que el flujo económico hacia estos proyectos no se detenga. Para ello, están optando por diferentes estilos de financiación y modelos de riesgos: mayor flexibilidad y ejecutar una hibridación de estos planes para mantener una valoración de activos lo más estable posible.

El contexto actual de los desembolsos hacia el sec-

tor energético es complejo, a pesar de que hay entidades, como Abanca, que tienen objetivos claros de inversión en este mercado de hasta un 10% del total, de los que unos 350 millones de euros van para energías renovables, según aclaró Román Sánchez Gordón, director de Banca Corporativa y Especializada del banco. "No solo invertimos en proyectos, sino en toda la cadena de suministro, distribución... Y en nuestro plan estratégico tenemos la intención



Los seis ponentes de la segunda mesa de debate de la seguridad sesión del 'X Foro de Energía' junto al moderador.



**Hermenegildo Altozano**  
Socio Dpto. Energía e Infraestructuras de Pinsent Masons

“ Hay un entorno y una normativa cambiante. Por eso buscamos fórmulas estables”

de incrementar ese porcentaje. Por ello, desarrollamos una nueva marca, Abanca Energy, y tenemos el compromiso de toda la energía que consumamos en 2030 sea renovable”. Pero esta demostración de compromiso casa igualmente con la diversificación geográfica de los fondos: “Para mitigar el efecto de la volatilidad y hacer más predecible la demanda, no solo invertimos en España” añadió.

Ante esto, los inversores se decantan por soluciones flexibles, que en primera instancia fue mencionado por Benoit Felix. El responsable global de financiaciones estructuradas de Santander Corporate & Investment Banking, explicó que una de las fórmulas a las que están recurriendo es tener un portfolio de inversión mayor para poder diversificar los fon-



**Román Sánchez**  
Director de Banca Corporativa y Especializada de ABANCA

“ Destinamos un 10% de las inversiones al sector, y queremos aumentarlo”

dos, así como ampliar plazos cubriéndose las espaldas con otras alternativas: “Al final, el perfil de riesgo ha empeorado los últimos tiempos en las grandes líneas de negocio. Este es el motivo básico por el que los inversores piden que ese premio (el retorno de esa financiación) aumente”, dijo. Y es que Banco Santander tiene una dilatada experiencia en el sector, de más de 25 años invirtiendo por todo el mundo. Donde ahora tiene puesto el foco es en Países Bajos, porque Felix siente que “a España, a pesar de tener más oportunidades y mejores profesionales, le falta alineamiento entre compañías y la administración”, explicó.

Carlos Milans del Bosch, socio de Transacciones de Deloitte, coincidió con la necesidad de una mayor flexibilidad, aunque apuntilló que, a día de hoy, este mercado “está mucho más duro porque las condiciones han empeorado”, aunque incidió en que los inversores valoran mucho el coste de oportunidad de invertir en España en lugar de en otro país por la incertidumbre regulatoria: “Hay que ver como acaban evolucionando ciertos temas, como el desarrollo de baterías. Pero soy optimista de cara a dos o tres años con la certidumbre regulatoria”.

Hermenegildo Altozano, socio responsable del departamento de Energía e Infraestructuras de Pinsent Masons, fue el más duro con esta inestabilidad jurídica. “Hay un entorno y una normativa muy cambiantes. Por ello, buscamos hacer un reparto adecuado de los riesgos, unas buenas due diligence y buscar fórmulas contractuales estables para el medio y largo plazo”, indicó. Pero, a pesar de ello, recalcó que “ha habido una reactivación del M&A, tanto greenfield (aquellos con un tiempo de imple-



El hotel Four Seasons de Madrid ha sido el punto de encuentro del 'X Foro de Energía'.

mentación más largo, puesto que parten de cero) como brownfield (estos reutilizan instalaciones ya existentes, por lo que conllevan menos tiempo)". Añadió que existen varios proyectos "en diferentes fases" y que algunos, como los de sostenibilidad en los centros de datos, dijo que "pueden llegar a generar problemas". "Lo vimos en Galicia, con proyectos que no cumplían los hitos, pero al desaparecer la norma, volvemos al punto de partida".

Sin embargo, Enrique Díaz, Managing Director de Inversiones de Grupo Negratín, no tuvo una visión tan positiva del estado de la inversión energética en España: "Se han endurecido las condiciones de financiación, no solo por los tipos de interés, sino por el apalancamiento permitido en los proyectos. Esto es un freno a los pequeños clientes, ya que solo los de mayor capacidad y con visión a largo plazo siguen invirtiendo en España", dijo. Grupo Negratín, aclaró Díaz, tiene "un perfil inversor de

ir buscando nichos tecnológicos, lo que nos hace estar muy diversificados geográficamente". Aclaró que tienen una gran exposición en Colombia, mientras que en el continente europeo afirman haberse centrado más en Italia, "donde hay unos PPAs muy buenos".

Por ello, Inés Bargaño, directora General de Energía Renovable y Transición de Brookfield en Europa, recalcó que, además del marco regulatorio y la evolución macroeconómica "que son factores que no podemos controlar directamente", incidió en que "nosotros tenemos que tomar una acción activa en lo que pasa". De ahí, Bargaño explicó cómo estos activos han tenido un valor que "no ha sido lineal

### Los inversores valoran el coste de oportunidad que supone a día de hoy invertir en España

porque la complejidad se ha ido añadiendo a estos procesos que cada vez son más maduros". De ahí que destacara el papel "necesario" de la flexibilidad y también de la hibridación para mantener "una estabilidad y así una mayor proyectabilidad".

Precisamente eso es lo que reclamaba Sánchez Gordón: "La volatilidad hace imposible estas proyecciones y los bancos solo quieren mercado regulado, subastas o PPA". Por ello, explicó que en el caso de la entidad gallega, están optando mucho por "proyectos a nivel europeo".

Altozano también se pronunció por esa calidad de los activos, aludiendo de nuevo a la regulación: "Si tengo una mala regulación, ese activo se convierte en que sea susceptible de que pierda valor a que



**Enrique Díaz**  
Managing, Director de Inversiones de Grupo Negratín

“ Se han endurecido las condiciones de financiación por el apalancamiento”



**Benoit Felix**  
Resp. Financiaciones en Santander Corporate & Investment Banking

“ El perfil de riesgo ha empeorado, de ahí que los inversores pidan un mayor retorno”

directamente lo haga". Por ello, indicó que, debido a esa volatilidad de precios, los inversores están acudiendo cada vez más a otro tipo de perfil de clientes: "Ahora es preferible un perfil con un contrato de compraventa a largo plazo, aunque sobre todo, tenemos proyectos con la industria electrointensiva". El representante de Pinsent Masons argumentó que "además, en estos proyectos, siempre está Cesce detrás garantizando los pagos".

### Debido a la volatilidad regulatoria, los inversores acuden a otro tipo de perfiles

Y es que la cobertura aseguradora es también un "debe" para que los proyectos energéticos prosperen. Así lo expresaron los ponentes de la mesa, que afirmaron que "esa cobertura está mucho más avanzada en otros países como EEUU", aunque las brechas se han ido reduciendo en los últimos años. Precisamente el seguro tiene que ir de la mano también de los avances tecnológicos y en infraestructuras. "Las estructuras son más complejas y los activos es muy complicado que tengan hoy un valor lineal en el tiempo", subrayó Bargeño. "Hay que darle una vuelta y añadir complejidad también en los procesos de financiación. Se deben añadir nuevos riesgos para desarrollar nuevas tecnologías. Esto es lo que ha ayudado al desarrollo de instalaciones de baterías en países como Australia, que no fueron precisamente pioneros en las renovables", finalizó la representante de Brookfield.

Respecto a las baterías y su desarrollo en España, Milans del Bosch añadió: "Es necesario que baje el CAPEX del sector de baterías para facilitar su inversión y desarrollo. A pesar de ello, podemos decir

que nos dirigimos al quinquenio del almacenamiento. No obstante, debemos tener cuidado con el modelo económico que lo sostiene. Los primeros inversores pueden lograr una alta rentabilidad, en parte por el mayor riesgo que asumen, pero podemos caer muy fácilmente en la canibalización entre inversores. La transición energética puede ser rentable para todos, pero al ritmo adecuado y con unas normas que doten de seguridad y predictibilidad".

Sobre la sofisticación de las estructuras también se mojó Díaz, el representante de Grupo Negratín: "El problema de la financiación es que se puede (y se debe) sofisticar, pero la tecnología avanza, normalmente, más rápido. Se han desarrollado muchos proyectos, estos tardan mucho (al menos 3-5 años) y cuando esos llegan para ejecutar, ya están obsoletos. La regulación tampoco va al mismo ritmo". Además, apuntó que "es triste cómo hemos sido pioneros en renovables y no se haya puesto en valor".



**Carlos Milans del Bosch**  
Socio de Transacciones de Deloitte

“Es necesario que baje el CAPEX del sector de baterías para facilitar su inversión”



**Inés Bargeño**  
Directora General Energía Renovable y Transición de Brookfield en Europa

“Hay que añadir complejidad también en los procesos de financiación”



La mesa de debate trató sobre el tema de la financiación en el sector.

# Modernizar la red: oportunidad histórica para España

Los ponentes de la tercera mesa de la segunda jornada del Foro, señalaron la inversión masiva, la digitalización y el desarrollo del talento como los tres retos principales del sector

elEconomista.es. Fotos: D. García / A. Martín

La modernización de las infraestructuras de red en España, se ha convertido en el pilar fundamental para garantizar la transición hacia un modelo más sostenible y eficiente. La conclusión principal de los ponentes que participaron en la mesa de debate fue que la infraestructura de red española y europea no solo debe adaptarse a los nuevos patrones de generación distribuida, sino que debe evolucionar hasta convertirse en una plataforma inteligente -potenciada por las nuevas tecnologías- capaz de gestionar más eficientemente los flujos de energía, optimizar recursos y garantizar la estabilidad del suministro. Las decisiones sobre este aspecto, tendrán un impacto directo en la competitividad económica, la seguridad de suministro y el cumplimiento de los objetivos climáticos. Los inverso-



De izq. a dcha.: José Manuel López, director de Regulación de EDP; Jaime Blas, CEO de Taiga Mistral; Santiago Iglesias, CEO de Pasero; Javier Leal, socio responsable de Energía en NTT Data; Roberto Engelen, director de la división ABB Energy Industries; Alexander Artetxe, presidente de Grupo Arteche y Concha Raso ('elEconomista.es').

res, reguladores y empresas del sector piden respuestas claras sobre las oportunidades de inversión, los marcos normativos para los próximos años y las tecnologías que van a marcar el compás en el futuro de una industria estratégica en la economía actual como la energética.

En este contexto, la digitalización ha pasado a ser uno de los motores fundamentales –advirtieron los expertos de la industria– de la transformación a la

### La industria llama a una flexibilización normativa para atraer nuevas inversiones

que se va a enfrentar el sector en los próximos años. Según Alexander Artetxe, presidente de Grupo Artech, España cuenta con “unas grandísimas empresas del sector eléctrico que son líderes a nivel global en sus nichos de actividad”. Recalcó que el ecosistema eléctrico español es “muy potente y que no es fácil de encontrar en otros territorios”. Este sustento industrial, afirmó Artetxe, “ofrece una oportunidad única para generar un tejido productivo sólido que, aprovechando la inversión en la red española, pueda proyectarse hacia el exterior”. Sin embargo, para que esta oportunidad se materialice, comentó el empresario, “es imprescindible atraer y retener el talento, con perfiles técnicos y digitales altamente especializados, capaces de liderar la transformación del sector. Algo que, en estos momentos, es uno de los grandes retos de la industria”.

Javier Leal, socio responsable de Energía en NTT DATA, subrayó que el proceso de modernización de la red energética pasa, también, por digitalizar “mucho”, integrando sistemas cloud, con el análisis de datos y las soluciones de inteligencia artificial que permitan gestionar la complejidad de una red envejecida, de más de 40 años de antigüedad, que ahora debe adaptarse a las demandas y tecnologías propias del siglo XXI. En este sentido, Leal advirtió que la demora en la modernización puede tener consecuencias económicas y estratégicas: si España no toma la delantera, los grandes consumidores de data centers podrían buscar ubicaciones en otros países, y las distribuidoras podrían invertir fuera, desplazando oportunidades de crecimiento hacia otros territorios y relegando al país en sus futuros



**Alexander Artetxe**  
Presidente de Grupo Artech



**Roberto Engelen**  
Director de la división ABB Energy Industries

“ En España tenemos unas grandísimas empresas líderes a nivel global ”

“ Hay que poner dinero en las redes y asegurar a los inversores que van a tener retorno ”



Los seis directivos de la tercera de debate de la segunda jornada del 'X Foro de Energía' junto a la moderadora.



Los expertos también pudieron dar a conocer sus últimos proyectos.

planes de expansión. “Es necesario construir nueva red y modernizar la que ya tenemos. Y eso pasa por la digitalización. Tenemos capacidad, pero cuanto antes se haga, mejor”, dijo.

La inversión también supone un reto de gran magnitud. Roberto Engelen, director de ABB Energy Industries, alertó que España necesitará cerca de 60.000 millones de euros para actualizar la red eléctrica antes de 2030, lo que supondría casi triplicar anualmente la inversión respecto a las cifras de 2024. Aunque el país dispone de tecnología, conocimientos y capital humano, la clave está en “poner dinero y decirle a los inversores que van a tener un retorno”, dijo. Esta inversión no se limita a construir nuevas infraestructuras, también implica modernizar las redes existentes, introducir sistemas inteligentes y garantizar que cada euro invertido se traduzca en eficiencia, seguridad y capacidad de adaptación.

Jaime Blas, CEO de Taiga Mistral, coincidió en que la preparación ante un eventual boom de la demanda energética requiere incentivos claros y una visión anticipada en permisos y planificación: “Cuanto más interconectados estemos en España, habrá más seguridad, y todos los esfuerzos para aumentar la interconectividad serán los adecuados”.

La interconexión, tanto a nivel nacional como europeo, es otro de los factores estratégicos que condicionan a la red energética nacional. La capacidad de España para integrarse en otros mercados eléctricos más amplios, no solo mejora la seguridad del suministro, sino que también abre nuevas oportu-



**Javier Leal**  
Socio responsable de Energía en NTT DATA

“Es necesario construir nueva red y modernizar la que tenemos. Eso pasa por la digitalización”

nidades de desarrollo industrial y económico. Así lo apuntó Artetxe, quien dijo que la interconexión representa una “oportunidad que tenemos que intentar aprovechar”, mientras que Blas subrayó que una planificación eficiente y anticipada en permisos y retribuciones puede maximizar los beneficios de esta interconexión, reduciendo riesgos y aumentando la eficiencia del sistema.

El talento es otro reto crítico que tiene pendiente acometer el sector eléctrico. La modernización de la red y la integración de las nuevas tecnologías requieren profesionales con habilidades técnicas y, sobre todo, digitales. Santiago Iglesias, CEO de Pa-



**Santiago Iglesias**  
CEO de Pasero

“Hay que crear una industria escuela que permita poner en el mercado a los jóvenes”

sero, comentó la escasez de mano de obra en la industria: "Hay que poner al día los centenares de instalaciones de redes que hay en España. No hay mano de obra de oficio disponible en estos momentos". Para resolver esta brecha, Iglesias propuso crear una "industria escuela" con formación no reglada que prepare a los jóvenes para incorporarse rápidamente al mercado laboral. Engelen coincidió en que la formación profesional será un empujón determinante en los próximos años, y Leal añadió que también es necesario mejorar la remuneración para retener a los profesionales más cualificados, evitando que la industria pierda talento frente a otros sectores más atractivos para los recién titulados y considerados, a su juicio, "manos anticuadas".

El marco regulatorio también determina en gran medida la capacidad de inversión y planificación a

### España está en posición de convertirse en el polo energético del sur de Europa

largo plazo. José Manuel Pérez, director de Regulación de EDP, dijo que los modelos vigentes, con límites de inversión ligados al PIB, ya no se adaptan a la realidad de las empresas: "Esta es la década en la que o se hace algo o se puede perder la oportunidad". Aunque reconoció que el nuevo modelo simplifica ciertos procesos y contempla las particularidades de las empresas más pequeñas, insistió en que aún se requieren reformas que permitan un flujo de inversión constante y flexible. La implementación de sistemas de capacidad flexible, según Pérez, permitiría abrir almacenamientos y facilitar la integración de nuevos proyectos.

La modernización de la red eléctrica española ya no es solo un objetivo técnico o económico al que se debe atender únicamente en términos de rentabilidad industrial, sino una oportunidad estratégica para posicionar al país como un *hub* energético en el sur de Europa que sea capaz de ofrecer una alternativa de independencia. La inversión, la innovación tecnológica, el desarrollo del talento y un marco regulatorio flexible no solo garantizarán la seguridad y eficiencia del suministro, acorde a la opinión del sector, sino que también permitirán aprovechar plenamente el impulso de la transición energética hacia la descarbonización y la gestión inteligente de la demanda, que ha cambiado y mucho en las últimas décadas. El consenso entre los expertos es claro: España tiene los recursos, el conocimiento y la capacidad, pero debe actuar con determinación, anticipación y visión a largo plazo.



Jaime Blas  
CEO de Taiga Mistral



José Manuel Pérez  
Director de Regulación de EDP

“Cuanto más interconectados estemos con Europa, más seguridad habrá en las redes”

“Hay mucha materia prima en este país sobre la que trabajar”



El tema central de la tercera mesa de debate fueron las redes.

## EUGENIO DOMÍNGUEZ

CEO y fundador de Hybrid Energy Storage Solutions (HESStec)



**“Los costes de las baterías han caído de más de 300 €/kWh a menos de 100 €/kWh en apenas tres años”**

**HESStec, referente en almacenamiento de energía con socios como ABB, Verbund y Elewit, impulsa soluciones híbridas y plataformas de control avanzadas. Su consejero delegado, Eugenio Domínguez, nos habla en la siguiente entrevista de la madurez del sector, sus retos regulatorios y las oportunidades que marcarán su despegue definitivo**

R. Esteller / C. Raso. Fotos: eE

**¿A qué se dedica HESStec, a qué tipo de clientes se dirigen y qué soluciones ofrecen?**

HESStec es un proveedor de soluciones de almacenamiento de energía centrado en grandes clientes industriales y *utility scale* –operadores de red, grandes generadores y gestores del sistema de distribución y transmisión–; de hecho Elewit, la plataforma tecnológica de Red Eléctrica, es uno de nuestros accionistas. El almacenamiento no será una realidad si no tenemos soluciones que sean económicamente rentables y técnicamente viables; por eso, nuestra propuesta se centra en solucio-

nes creadas alrededor de nuestra plataforma de control y optimización que actúa como el *cerebro* del almacenamiento. El objetivo es que todas las tecnologías de almacenamiento funcionen de forma rentable y estén activas 24/7, de ahí nuestra apuesta por la hibridación de tecnologías –baterías, ultracondensadores, etc.–, un concepto que lanzamos hace más de diez años al mercado. En su momento, hicimos el primer proyecto basado en esta tecnología para Duke Energy en Estados Unidos y actualmente estamos construyendo para Red Eléctrica un sistema híbri-

do de almacenamiento basado en ultracondensadores que se conectará a la red de transporte en alta tensión en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura para mejorar su estabilidad y penetración de renovables que, además, también llevará baterías.

**¿La empresa opera solo a nivel nacional o también está presente fuera de España?**

Estamos plenamente internacionalizados. Tenemos proyectos en Puerto Rico, Colombia, Sudáfrica, Cabo Verde, Letonia, Italia, Alemania y Polonia, entre otros. De hecho, este fue uno de los motivos de la ronda de inversión que cerramos hace unos meses, liderada por el fondo de inversión Net Zero, junto con la multinacional suiza ABB y Verbund, principal proveedor de energía de Austria. La operación ha supuesto una ampliación de capital de 12 millones de euros y ha incluido la compra de participaciones de antiguos socios que había dentro de la compañía.

**¿En qué punto cree que se encuentra el sector del almacenamiento en este momento?**

Ya es una realidad a nivel global. En EEUU operan actualmente más de 25 GW y otros tantos están en construcción. En Reino Unido lleva más de 10 años siendo clave en la descarbonización y en Australia también es fundamental. Europa va más lenta, pero el despliegue ya está en marcha. La gran barrera es regulatoria: necesitamos armonización y claridad normativa. En España esperamos la publicación del borrador del nuevo código de red europeo que sitúa al almacenamiento como pieza esencial. También existen cuellos de botella administrativos, porque muchas administraciones no están preparadas para tramitar proyectos de este tipo, lo que genera retrasos e inseguridad jurídica para los inversores. Como vicepresidente de Aepibal, llevamos intentando los últimos cinco años que la administración entienda que el almacenamiento es una pieza clave. Afortunadamente, el sector ha cam-

*“El principal pilar de la ronda de inversión ha sido el despliegue comercial de la compañía a nivel global”*

*“El almacenamiento es presente. De aquí a 2030 viviremos su consolidación definitiva, con varios GW operando en España y Europa”*



**Con la entrada de la ronda de inversión, ¿qué prioridades tienen ahora como compañía?**

El principal pilar ha sido el despliegue comercial de la compañía a nivel global, lo que nos permite avanzar de manera activa en el mercado. Por eso buscamos socios industriales internacionales, como ABB y Verbund, para aumentar nuestra capacidad. Otro de los objetivos es el despliegue industrial. Gran parte de nuestra tecnología se fabricaba en outsourcing, pero había llegado el momento de tomar el control de ciertas etapas del proceso productivo de nuestros sistemas, tales como la línea de fabricación de nuestra plataforma de control, pieza clave de fiabilidad y optimización. También estamos ampliando una pieza fundamental en nuestro despliegue comercial, que es el laboratorio de ensayos que tenemos en Valencia, para irnos hasta los 5 MW, lo que nos permitirá demostrar con proyectos reales la eficacia de nuestras soluciones.

biado radicalmente en estos años y nosotros hemos estado ahí aportando nuestro granito de arena. El almacenamiento ya no es futuro, es presente. De aquí a 2030 viviremos su consolidación definitiva, con varios GW operando en España y Europa y como pieza central de la transición y la autonomía energéticas.

**Más allá del litio, ¿qué tecnologías de almacenamiento se consolidarán?**

Igual que el *mix* de generación eléctrica es diverso, el almacenamiento también lo será. Las baterías de litio seguirán siendo predominantes, pero también está el bombeo hidráulico –sobre todo para almacenamiento estacional–, ultracondensadores para respuestas rápidas y tecnologías de larga duración como baterías de flujo o sales fundidas. Cada una cubrirá un rango temporal: desde milisegundos hasta semanas.

**Respecto al apagón de abril, los informes del Gobierno y Red Eléctrica dicen que no hubo un problema de inercia en el sistema ¿comparte esta opinión?**

No fue un problema sistémico de inercia, aunque sí pudo haber problemas locales de inercia. Hoy la red aguanta, pero con la progresiva reducción de generación síncrona surgirán carencias que habrá que cubrir con tecnologías como los sistemas *grid forming*, baterías o ultracondensadores. Otros países, como Reino Unido o EEUU ya tienen mercados específicos para remunerar estos servicios de inercia.

**También trabajan en proyectos vinculados a la electrificación de puertos, ¿qué papel juega ahí el almacenamiento?**

Fundamental. Los puertos requieren potencias puntuales muy elevadas y la red no siempre puede asumirlo. El almacenamiento permite optimizar el uso de la red, dar esas puntas de consumo sin sobredimensionarla y fa-

**capacidad en España para el almacenamiento?**

Será clave, porque el mecanismo de capacidad dará un ingreso base estable que generará confianza mientras los financiadores se acostumbran a los modelos dinámicos y, por tanto, acelerará la financiación de los proyectos de almacenamiento.

**¿Cómo están evolucionando los costes de las baterías?**

Han bajado de manera drástica en los últimos dos-tres años. Cuando se empezaron los primeros proyectos del PERTE de hibridación y del almacenamiento, estábamos en unos capex de 300-350 euros/kWh y ahora hemos visto precios por debajo de 100 euros/kWh; es decir, hemos bajado una tercera parte. Esto elimina gran parte del déficit de ingresos que existía al inicio y hace mucho más atractivos los proyectos.

**¿Existe riesgo de canibalización del mercado si el crecimiento es demasiado rápido?**

*“El almacenamiento es un activo muy rentable, con ‘paybacks’ de entre 3,5 y 7 años y retornos de doble dígito”*

*“El almacenamiento se tiene que incluir directamente dentro de la planificación del sistema eléctrico, es un optimizador de la red”*



cilitar la electrificación de infraestructuras críticas como puertos o vehículos eléctricos.

**Desde el punto de vista inversor, ¿el almacenamiento es un negocio bancario?**

Desde el punto de vista del retorno de la inversión es un activo muy rentable con *paybacks* de entre 3,5 a 7 años y una tasa de retorno de doble dígito. El reto es cómo hacerlo bancario. El modelo de ingresos es dinámico y oportunista, distinto al de las renovables, lo que complica la financiación tradicional. Necesitamos más *track record* para generar confianza en los bancos, aunque esto está cambiando. Hay mucho interés por parte de las entidades financieras y de los fondos en entender este nuevo modelo para poder generar lo antes posible esta bancabilidad. Ya hay ejemplos exitosos en EEUU, Reino Unido y Australia.

**¿Qué importancia tendrá el futuro mercado de**

La canibalización de precios es un proceso natural en todos estos mercados y no tiene por qué ser malo. En el mercado de Texas hace cinco o seis años empezó el mercado de los servicios de ajuste. Los primeros que entraron en el mercado, consiguieron un *payback* de un año y medio. Eso creció rápidamente y en tres años se había canibalizado el mercado. Pero lo bueno del almacenamiento es que puede virar a otros mercados.

**¿Qué impacto tendrá el plan de redes eléctricas anunciado por el Gobierno?**

Lo vemos como una oportunidad. El almacenamiento se tiene que incluir de manera directa dentro de la planificación del sistema eléctrico porque es un optimizador de la red. No tiene sentido dimensionar una red porque tenga una hora de saturación al año si el almacenamiento puede absorberlo. La directiva europea ya obliga a considerar esta interacción.

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

## Comienza la cuenta atrás para la central nuclear de Almaraz

La central nuclear de Almaraz parece tener los días contados. En apenas un mes, las eléctricas tendrán que presentar al Consejo de Seguridad Nuclear la petición oficial de cierre de la planta para poder cumplir con lo previsto en el acuerdo alcanzado en el año 2019.

Las eléctricas siguen en estos momentos deshojando la margarita porque las posiciones sobre el futuro de las centrales no logran la unanimidad que reclama el Gobierno. El presidente, Pedro Sánchez, marcó tras el apagón de abril tres líneas rojas para cambiar el calendario de cierre nuclear: que la prórroga sea conforme a la seguridad de los ciudadanos, que sea económicamente viable y que la medida garantice la seguridad eléctrica.

A estas exigencias, se sumó después la unanimidad de las empresas del sector, pero la propuesta planteada al Gobierno por Endesa e Iberdrola no ha contado con el respaldo de Naturgy, ni de EDP y eso ha frenado las negociaciones.

Las empresas no están de acuerdo en la reforma impositiva que se reclama. El sector quiere utilizar el sobrecoste que se aplica en las facturas por el déficit de tarifa para facilitar una rebaja impositiva a este tipo de plantas, que el Gobierno rechaza, pero las cartas siguen sin estar sobre la mesa.

El Instituto de Transición Justa debía informar sobre el impacto del cierre de Almaraz, al igual que Red Eléctrica pero, por el momento, nada se sabe de ninguno de estos dos informes clave y parece que lo más conveniente sería que ambos -en caso de estar disponibles- se conocieran previamente a que las eléctricas tengan que dar el paso de solicitar formalmente el cierre de la planta extremeña.



### EL PERSONAJE



**Enrique Riquelme**  
Presidente de Cox

Enrique Riquelme se prepara para dar un gran salto con Cox. La compañía avanza en la compra de los activos de Iberdrola en México, lo que supondrá un cambio radical en la estructura de la compañía. Su empresa prácticamente volverá a duplicar el número de empleados y tendrá que afrontar un nuevo plan estratégico para dar cabida a las plantas que se dispone a adquirir. La compañía tiene previsto dar a conocer su futura estrategia el próximo 16 de octubre con anuncios importantes sobre su estructura.

### LA CIFRA

# 90.000

millones

Iberdrola presentó ayer en Londres su nueva hoja de ruta para los próximos años. La eléctrica que dirige Ignacio Galán tiene previsto anunciar una inversión de 90.000 millones para el periodo entre 2026 y 2031. De este modo, la compañía pasa de un ritmo de 12.000 millones anuales a más de 15.000 millones. La nueva estrategia de crecimiento de la compañía se basará principalmente en las redes a las que dedicará 55.000 millones de euros, mientras que el resto irá a nueva generación, almacenamiento, y comercialización.

### LA OPERACIÓN



Velto Renewables, respaldada por La Caisse (anteriormente CDPQ), ha pactado la compra de una cartera de proyectos fotovoltaicos regulados de 163 MW de capacidad instalada en España a Helia II FCR, vehículo de inversión en activos renovables promovido en 2018 por Bankinter Investment y Plenium Partners. En paralelo, Plenium Partners ha incorporado a la transacción global con Velto una cartera fotovoltaica de su propiedad de 97 MW. Ambos portafolios agrupan un total de 53 activos en operación, distribuidos en diversas regiones del país.