

# Resumen de **Prensa** Sector Energético



Nos importan  
las **PERSONAS**

Creemos en la  
**NEGOCIACIÓN**

Trabajamos para  
construir un  
**FUTURO** mejor

# Red Eléctrica paga 1,4 millones al día por el 'botón de parada' de la industria para evitar apagones

Elindependiente.com, 29 enero de 2026



Es una suerte de '**botón del pánico**', una medida de urgencia para ser activada sólo en situaciones extremas. La mañana de este miércoles, **entre las 08.01 y las 10.00 horas** fue uno de ellos. Red Eléctrica activó el **Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)**, una suerte de 'botón de parada' de la industria por el que se ordena a un determinado grupo de grandes compañías a 'desenchufarse' de la red y dejar de consumir electricidad. En cuanto **Red Eléctrica** lo activa, las **cementeras, acerías, industrias químicas o papeleras** acogidas al sistema, -todas ellas grandes consumidoras-, tienen un **plazo de 12,5 minutos** como máximo para detener su consumo y aliviar así la carga de demanda de la red.

Pero no lo hacen gratis. Este sistema que red Eléctrica puso en marcha en 2022 y comenzó a aplicar un año después supone un desembolso que ronda los 1,4 millones de euros diarios. Un importe que se reparte entre las empresas que voluntariamente optaron a formar parte del **Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)** en la subasta que se celebró en noviembre. Entre todas ellas **aportan una potencia de 1.725 MW** que deberán poner a disposición de **Red Eléctrica** sí así se lo reclama, como sucedió durante dos horas de la mañana del miércoles.

Sólo para los seis primeros meses de este año el desembolso previsto alcanzará **los 255 millones de euros**, con lo que el coste de este 'botón de alarma' en el conjunto del año podría rondar los 500 millones de euros.

El pago por desconectarse se incrementa un 60%: 65 euros por MW

La fragilidad de la red eléctrica española ha hecho que estas soluciones de emergencia estén reforzándose de año en año. Hoy el **operador del sistema** demanda a la industria una disponibilidad de potencia para situaciones de emergencia que casi **triplica la que solicitaba en 2023**. Entonces **apenas eran 600 MW**. El año pasado se incrementó a **1.148 MW** y de cara a este año el operador del sistema optó por aumentar aún más la potencia demandada, un 50% más. Sin duda, el impacto del **apagón del pasado 28 de abril** ha llevado a REE a apuntalar los mecanismos de reacción ante situaciones de inestabilidad en la red que pudieran precipitar otro '**cero energético**'.

Para ello está dispuesta a pagar cada vez más. Según datos de REE, hace dos años a las industrias que formaban parte de los proveedores en caso de SRAD **les pagaba a razón de 40,82 euros el MW/h**, mientras que ahora esa tarifa la ha incrementado nada menos que en **un 60% hasta abonar a razón de 65 euros por megawatio y hora**. El coste de disponibilidad fue el año pasado de algo más de 310 millones de euros, este año rondará los 500 millones.

## ¿Cuántas veces se ha activado el 'botón del pánico' de Red Eléctrica?

La subasta se centra en demandar una mayor disponibilidad a los proveedores en las horas punta de demanda. Si en 2024 concurrieron **21 candidatos a suministrar su potencia** a cambio de una compensación, en la subasta de noviembre pasado para el primer semestre de este año los candidatos **alcanzaron la treintena**.

Además del pago mensual fijo, se active o no el SRAD, las industrias perciben otro pago en caso de que se les requiera dejar de consumir para disponer de su potencia para el conjunto de la red eléctrica. El tiempo en el que se les reclame, el miércoles fue durante dos horas, se les remunerará la energía no consumida a precio de mercado.

La caída de generación en el sector eólico a consecuencia de los fuertes vientos en muchas zonas del país obligaron a detener **parques eólicos**. Esta circunstancia complicó poder satisfacer la demanda que se

estaba produciendo a esa hora en una mañana fría y de nieve en España. Además de incrementar la generación de energía en los **ciclos combinados de gas**, se forzó la reducción de demanda a la red desactivando a esa parte de la industria comprometida a través del sistema **SRAD**. Se hizo en dos llamadas, una primera a las 8.01 horas por el máximo contratado, 1.725 MW/h y poco después, a las 8:16 horas por 1.464 MW/h.

### Sectores clave: Acerías, cementeras y químicas que sostienen la red

En muchos casos se trata de grandes consumidores, de industrias de ámbitos como el acero, el sector químico, las cementeras o las papeleras. También pueden concurrir empresas menores pero agrupadas y que están dispuestas a ofrecer su potencia en caso de necesidad a cambio de una remuneración por parte de Red Eléctrica.

Las dos activaciones del SRAD efectuadas por Red Eléctrica esta semana se suman a las escasas ocasiones en las que se ha requerido desde que se puso en marcha. El año pasado, por ejemplo, no se recurrió a este mecanismo, ni siquiera en **los días de septiembre en los que se detectaron tensiones bruscas** en la red. En 2024, en cambio, la caída de generación en el sector fotovoltaico hizo que se activara en SRAD en dos ocasiones en el mes de mayo y otra en julio. Un año antes, en septiembre de 2023, la baja **producción de las renovables** también precipitó que Red Eléctrica pusiera en marcha este mecanismo para reducir la demanda.

Tras el susto provocado por el temporal este miércoles, ayer la situación se normalizó. No así en Portugal, donde las tormentas de nieve han provocado problemas severos en algunos puntos de su red. La caída de postes de alta tensión ha dejado con problemas de suministro a algunos puntos de país vecino, afectando incluso, aunque sin incidencias graves, a la interconexión eléctrica entre España y el país luso. Esta situación ha llevado a mantener una especial vigilancia sobre la interconexión con Portugal a medida que el temporal de nieve va remitiendo.

## Europa instala un récord de baterías, pero la industria alerta: el ritmo no basta para cumplir los objetivos de 2030

eIEconomista.com, 29 enero de 2026

- **Alemania e Italia lideran el mercado, pero Bulgaria sorprende al escalar al tercer puesto del ranking europeo**
- **A pesar del récord, Europa necesita multiplicar por diez su capacidad en cinco años para cumplir sus objetivos**
- **Las baterías a gran escala se erigen como el principal motor del crecimiento, con el doble de capacidad instalada**

El mercado europeo de almacenamiento con baterías ha entrado en una nueva fase de escala. **En 2025, la UE instaló 27,1 GWh de nueva capacidad, un 45% más que en 2024** y el duodécimo año consecutivo de máximos históricos, impulsado por el despegue de los proyectos a gran escala conectados a red. Con ello, el parque operativo de baterías alcanzó los 77,3 GWh a cierre de año, según el informe EU Battery Storage Market Review 2025 de SolarPower Europe.



El gran cambio del año es que **las baterías "utility-scale" se han convertido por primera vez en el motor principal del crecimiento**: aportaron el 55% de toda la capacidad añadida en 2025, con 15 GWh instalados, más del doble que el año anterior. El informe subraya además el avance de los proyectos híbridos, con alrededor del 15% de las nuevas baterías de red emparejadas con plantas solares, una señal de que el almacenamiento empieza a integrarse desde el diseño de la nueva generación renovable.

Por países, Alemania y Italia vuelven a liderar el ranking, pero con un mapa más diversificado. Alemania instaló 6,6 GWh en 2025 e Italia, 4,9 GWh. **La sorpresa fue Bulgaria, que escaló al tercer puesto con 2,5 GWh** tras un salto extraordinario respecto a 2024, apoyado en programas de inversión y fondos europeos. Países Bajos (1,7 GWh) y España (1,4 GWh) completaron el "top 5". En conjunto, estos cinco mercados aportaron el 63% de toda la capacidad nueva, aunque su peso cayó frente al 80% del año anterior, señal de una tímida desconcentración.

España aparece en el informe como uno de los mercados que ya opera a escala gigavatio y que ha mejorado el marco para acelerar proyectos, en especial en segmentos industrial y de red. No obstante, **el documento advierte de las limitaciones del negocio "merchant" y de cuellos de botella administrativos**: parte de la cartera corre el riesgo de no cumplir plazos ligados a programas de apoyo por retrasos en tramitación, suministros y oposición local en algunas regiones.

En paralelo, el segmento distribuido ofrece una lectura menos optimista. **El almacenamiento residencial volvió a caer por segundo año consecutivo: en 2025 descendió un 6%, hasta 9,8 GWh**, afectado por la moderación de precios eléctricos tras la crisis y la retirada de esquemas de apoyo de emergencia, aunque el informe señala que la caída se amortiguó por el abaratamiento de equipos y el avance de tarifas dinámicas en algunos países. Las baterías comerciales e industriales crecieron un 31% hasta 2,3 GWh, pero siguen "muy por debajo" de su potencial por marcos de apoyo fragmentados y casos de negocio todavía estrechos.

Pese a que la UE ha multiplicado por diez su flota desde 2021, la patronal recalca que **Europa necesitaría repetir esa hazaña para aproximarse a 750 GWh en los próximos cinco años**, en línea con las necesidades para cumplir los objetivos de 2030. El informe encuadra esta urgencia en un sistema con más renovables pero crecientes tensiones de integración: 2025 marcó un récord de precios eléctricos negativos (3,4% del tiempo, unas 310 horas), un síntoma de que la flexibilidad no está creciendo al ritmo de la generación variable.

## El autoconsumo fotovoltaico supera los 9 GW instalados en España, pero constata en 2025 su ralentización

Elperiodicodelaenergia.com, 29 enero de 2026

**La UNEF ha señalado la necesidad de nuevas medidas para cumplir los objetivos del PNIEC para lo que sería necesario instalar en torno a dos GW anuales en los próximos años**



El autoconsumo fotovoltaico ha alcanzado los **9,3 gigavatios (GW)** de potencia instalada en España a cierre de 2025, tras la instalación de **1.139 megavatios (MW)** el año pasado, según datos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF).

No obstante, a pesar del incremento, **el autoconsumo ha visto ralentizado su ritmo de crecimiento con respecto a otros ejercicios, ya que esos 1.139 MW añadidos representan un 3,7% menos que en 2024.**

De esta manera, UNEF ha señalado la necesidad de nuevas medidas para cumplir los objetivos del **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)**, que fija una meta de 19 GW a 2030, para lo que sería necesario instalar en torno a dos GW anuales en los próximos años.

Por ello, la patronal ha reclamado "mejoras regulatorias y fiscales que impulsen el autoconsumo, especialmente el colectivo, que permite compartir energía entre varios usuarios y optimizar las inversiones".

El director general de UNEF, **José Donoso**, ha considerado que el autoconsumo "ha demostrado su gran valor para ahorrar en la factura, luchar contra las emisiones contaminantes, ser independientes energéticamente y reducir las inversiones en redes", por lo que ha apuntado que es "imprescindible dotarlo

de un marco regulatorio estable y ambicioso que permita acelerar el ritmo de crecimiento y aprovechar todo su potencial".

En lo que respecta al doméstico, un total de 36.330 nuevos hogares instalaron autoconsumo en 2025, sumando 229 nuevos MW, aunque sufriendo una desaceleración del 17% con respecto a 2024, año en el que se instalaron 275 MW.

### La no convalidación del Real Decreto-Ley 16/2025

Asimismo, la patronal fotovoltaica ha advertido de que esta desaceleración se puede incrementar de forma muy destacada por la no convalidación del Real Decreto-Ley 16/2025, que introducía una prórroga en la deducción fiscal en el IRPF por obras de eficiencia energética de viviendas, y "que es un motor clave para el autoconsumo doméstico".

UNEF ha añadido que, a ello, se suma el descenso continuado del precio de los excedentes en tarifas libres, "lo que hace cada vez más necesario hacer más atractivo el mecanismo de compensación simplificada de la tarifa regulada".

Así, la patronal ha calificado de "imprescindible" mejorar la compensación de excedentes en la tarifa regulada, permitiendo compensar también el término fijo y los peajes y cargos de la factura, así como posibilitar la liquidación del valor de los excedentes más allá del periodo de facturación mensual.

## Iberdrola pisa el acelerador: crecimiento del 8% y las redes como motor hasta 2028

Finanzas.com, 30 enero de 2026

### *Iberdrola refuerza su perfil defensivo con inversión regulada en EE. UU. y Reino Unido, a pesar de una demanda más débil*

Aunque la victoria judicial de Iberdrola ante la Administración Trump, con la reanudación del parque eólico Vineyard Wind I, no ha desatado euforia en los mercados, **las perspectivas económicas para la eléctrica vasca ya eran fuertes para esta empresa**, con unas perspectivas de crecimiento considerables hasta el próximo 2028.

Más allá de sus proyectos de energías renovables, la estrategia de Iberdrola ha estado enfocada en convertirse en asegurar ingresos estables en el tiempo, a través de la inversión en el negocio de redes reguladas, pero esto no es solo en España.

Por lo tanto, el analista de energía de *Bloomberg Intelligence*, Patricio Álvarez, es positivo con el crecimiento de los beneficios de la empresa para los próximos tres años. Y es que el experto determina que sus ganancias se elevarán **entre un 7% y 8% de cara a los próximos ejercicios**, incluso ante una demanda de energía menor.

### Inversión en redes extranjeras

Y esta mejora en los beneficios puede ser un punto clave para la cotización de Iberdrola, después de un avance del 50% en el 2025 y haber agotado el potencial estimado por los expertos para este año, pero que pueden mejorar con más catalizadores para la *utility*.

La clave de esta apuesta para la eléctrica está en el extranjero, asegurándole entre un 9% y 10% de rentabilidad para los ejercicios venideros, aunque todavía quedan riesgos regulatorios en España, que todavía no ha llegado a un acuerdo del porcentaje de retribución de las redes, y en la ciudad de Connecticut.

"El aumento de la inversión en redes, principalmente en EE. UU. y Reino Unido, debería expandir la base de activos regulados (RAB) **en un 43%, hasta aproximadamente** 70.000 millones de euros, mientras que el despliegue de renovables elevará el peso del beneficio regulado y contratado hasta el 75%", explica Álvarez.

Ya en 2025, Iberdrola presentó su **ambicioso plan de 58.000 millones de euros de inversión**, destinado prácticamente a estos dos países anglosajones.

### Iberdrola: mejora del dividendo del 6%

Invertir en redes es una hoja de ruta atractiva para este nuevo periodo de incertidumbre, dándole más estabilidad, visibilidad y un perfil de riesgo menor a Iberdrola que todavía sigue siendo incierto, con amenazas geopolíticas y políticas, como es el caso de Donald Trump.

La subida en su cartera de este tipo de activos bajo regulación demuestra cómo está ganando peso en la empresa este ámbito. **Y es que el beneficio de ingresos regulados ganará hasta un 55% hasta 2028.**

Ante este peso de los beneficios regulados, “respalda el objetivo de un beneficio neto de **7.600 millones de euros en 2028**, lo que implica que los dividendos podrían situarse entre un 4% y un 6% por encima del consenso”, explica el analista de *Bloomberg Intelligence*.

El analista detalla que esto podría llevar al *payout* a alcanzar el porcentaje más alto del rango estimado por la compañía, entre el 65% y 75%, en línea con el historial reciente de la firma en bolsa.

### Infravalorada por el mercado

Estas últimas semanas, **Iberdrola** se ha beneficiado de mejoras en su recomendación, como es el caso de JB Capital, que ahora le cuelga un cartel de comprar a la eléctrica, tras haber mantenido desde hace unos meses un consejo de mantener sus acciones.

Y es que tras haber avanzado fuertemente en 2025, el consenso de mercado de Bloomberg valora los títulos de Iberdrola por debajo de los 18,9 euros en los que cotiza actualmente. Pero una firma ya ha alertado sobre los bajos precios de Iberdrola, lo que está distorsionando su evolución.

Este es el caso de UBS, que le da un 12% de potencial por recorrer a la firma este 2026, ante sus fuertes perspectivas de aumento beneficios, que cifran en el 10%, frente al 7% que espera el consenso de mercado entre 2024 y 2028.

## ¿Hacia dónde va Naturgy?

Cincodias.elpais.com, 30 enero de 2026

**La energética se enfrenta este año a la reconfiguración de su accionariado, al fin de las importaciones rusas de gas y a la nueva retribución de las redes que elabora la CNMC**

En marzo del año pasado Naturgy lanzó una oferta pública voluntaria de compra de acciones **para lograr una autocartera del 10%**. Dado que ya tenía un 0,9% de acciones propias, se trataba de adquirir un 9,08%, operación que cerró con éxito gracias al buen precio ofrecido (26,5 euros por acción, lo que costó a la compañía 2.332 millones de euros) y porque suponía un buen pellizco para los dos socios deseosos de salir del capital, CVC y BlackRock (éste a través de GIP), que, en aquellos momentos, tenían un 20,7% y un 20,6%, respectivamente. También para el resto de los accionistas con vocación de continuidad: Critería Caixaholding, que controlaba el 26,7%, y el australiano IFM, con el 16,9%.



El compromiso manifestado públicamente por su presidente, Francisco Reynés, era recolocar ese paquete en el mercado cuando se diesen las condiciones para ello. Naturgy mantuvo un rifirrafe con la CNMV, que se negó a otorgar a la compañía el dilatado plazo (o ninguno) que pedía para la amortización de la autocartera, lo que se hubiese considerado una opa obligatoria, con un precio equitativo decidido por el supervisor y no así por el propio consejo de administración, **o los mismos que iban a comprar las acciones.**

Finalmente, la CNMV le concedió hasta finales de 2027 (cuando concluye su plan estratégico), pero Naturgy no esperó: ya durante el verano aparcó las acciones en sendos bancos de inversión, que se ocuparon de

colocarlas en el mercado en dos operaciones (en julio y octubre), aunque, a día de hoy, **se desconoce si esas transacciones se saldaron con pérdidas**. En el seno de la compañía vienen a decir que fue “lo comido por lo servido”.

Lo cierto es que la amortización urgía y el objetivo oficial de la operación se cumplió: ampliar el *free float*, que sumó un 18,5% en octubre, tras la última colocación del 3,5%, y regresar así a los índices MSC para evitar la penalización de los inversores, lo cual logró en noviembre. A la vista de lo ocurrido más recientemente (con la venta acelerada de un 7% por parte de BlackRock, sin aviso previo a CVC, tal como se dice, habían acordado) y las intenciones manifiestas de los fondos de salir del capital sin esperar operaciones milagrosas, se puede dar la paradoja de que el *free float* de Naturgy (hoy alrededor del 24%) se dispare sin necesidad de tan ruidosa autoopa. Pero esta ayudó a los accionistas, que se embolsaron los citados 2.332 millones.

Los cuatro principales socios vendieron en la opa un 8,7% de sus acciones, cada uno en proporción a su participación. Se cumplía así uno de los dos objetivos extraoficiales de la operación: facilitar la salida de CVC y BlackRock; si bien, no se logró el segundo: **recuperar el interés de la emiratí Taqa, tras su renuncia** a la opa del 100% que negoció en 2024. Aunque las participaciones de los fondos se habían reducido, y, de comprarles una gran parte de las mismas, Taqa ya no tendría que superar el 30% que le obligaba a una oferta total, esa puerta se cerró. Ello a pesar de que **los contactos con la energética de Abu Dabi se habían vuelto a retomar**.

Los principales fondos de Naturgy están de salida (de hecho, CVC ha segregado su participación de la de su socio español, Alba, por lo que ambos tienen las manos libres para vender) y este año puede ser clave para una reconfiguración del accionariado de la energética. Fuentes próximas a estos inversores aseguran que el precio marcado en la colocación de BlackRock (24,7 euros por acción) les parece adecuado. Más allá de la venta total o parcial de estos fondos, que entraron en el capital en 2016 y 2018, Critería sueña con un socio industrial, como durante años lo fue Repsol, cuya fusión “natural” con Naturgy se frustró por desavenencias con la entidad catalana. Y así lo demostró con el acercamiento a la portuguesa EDP en el verano de 2024.

En cualquier caso, no parece verosímil que en el capital se queden solos y perennes Critería (ahora con un 26%), IFM, que, tras los últimos movimientos, se ha convertido en el segundo accionista, con un 15,2%, y la argelina Sonatrach, con un papel testimonial, el que le otorga su 4,1%. La expectativa de que la australiana llegue al 29,9% es remota, pues, si esa hubiese sido su intención, hace años podría haber dado el paso. En el Gobierno saben que en IFM querrían la totalidad de Naturgy para excluirla de Bolsa, pero los responsables de este fondo también saben que el Ejecutivo no lo consentiría.

## Negocios en juego

Este año Naturgy tiene por delante varios retos, especialmente, en su actividad de gas natural. La compañía se enfrenta a la ejecución del bloqueo impuesto por la Unión Europea a las importaciones de gas ruso, previsto para finales de año. Si un acuerdo de paz entre Rusia y Ucrania no lo remedia, la española se quedará sin los aproximadamente 3,5 bcm (mil millones de metros cúbicos) de gas que recibe de Rusia. Casi la misma cantidad que suponen sus contratos con Argelia, unos 4 bcm.

Entre los analistas sorprendió el acuerdo que, para compensar esos efectos, **firmó Naturgy el pasado noviembre con la estadounidense Venture Global** para la adquisición de un millón de toneladas de gas natural licuado (GNL), o 1,3 bcm al año, procedente de su planta de Luisiana, durante 20 años y a partir de 2030. Y es que, como es habitual con los contratos americanos -aseguran-, este está referenciado al índice californiano Henry Hub, es inflexible y no incluye cláusulas de revisión en tan largo periodo: ni en volumen ni en precio, como sí ocurre con los firmados con Argelia.

Ya en España, la energética se enfrenta a la revisión de la retribución de las redes de gas natural que ha comenzado a elaborar la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) para el próximo periodo regulatorio de seis años, que comienza el 1 de octubre. Naturgy, en distribución, y Enagás, en transporte, son las principales afectadas por unas circulares en ciernes que no se prevén tan polémicas como las de distribución de electricidad, que pueden terminar en los tribunales. Aunque en la batalla abierta

por las eléctricas contra la CNMC por la nueva retribución Naturgy mantuvo un perfil bajo, no reparará a la hora de acudir a la justicia contra la decisión del regulador, como harán Iberdrola y Endesa.

La CNMC mantuvo a finales del año pasado una reunión con los responsables de las empresas gasísticas, que expusieron al organismo su visión del sector ante el trámite que se iniciaba. La retribución de las redes de gas deberá ligarse a los incrementos del IPC y el IPRI (Índice de Precios Industriales), van apuntando las compañías, ya que los peajes españoles están entre los más bajos de Europa y estos se revisan con la inflación.

## Saturación de la red y escasez de recursos: por qué España requiere nuevas herramientas digitales de análisis

Elperiodicodelaenergía.com, 30 enero de 2026

**La falta de transparencia y de capacidad de control y respuesta ante la saturación acabará convirtiéndose en el principal obstáculo para la transición energética**



Las redes eléctricas españolas se enfrentan actualmente a un doble desafío: por un lado, el "boom" de las energías renovables y la expansión de la movilidad eléctrica están disparando el número de generadores descentralizados y de nuevos puntos de consumo.

Por otro lado, los recursos para la ampliación, el mantenimiento y la operación de la red son limitados, ya sea en materia de personal, capital de inversión o infraestructura disponible. A esto se suman las consecuencias del cambio climático, los requisitos normativos más exigentes y la creciente demanda de seguridad del suministro. Como

consecuencia, la saturación de la red es cada vez mayor, especialmente en zonas donde es necesario integrar nuevas instalaciones fotovoltaicas, puntos de recarga o bombas de calor.

Esta dinámica exige a los gestores de la red eléctrica española ir más allá de los conocimientos técnicos. Lo que hace falta es una transformación digital profunda. Sin herramientas modernas basadas en datos, la falta de transparencia y de capacidad de control y respuesta ante la saturación acabará convirtiéndose en el principal obstáculo para la transición energética.

### Realidad de la red en España

Las operaciones diarias en las redes de distribución revelan una complejidad cada vez mayor en todos los niveles de tensión. La interacción entre la baja tensión (BT) y la media tensión (MT) es especialmente crítica. A medida que se conectan nuevos consumidores y generadores, tanto en ciudades como en zonas rurales, los procesos tradicionales de planificación y operación suelen llegar a sus límites.

Un caso común: una saturación o sobrecarga en la red de BT (como en zonas residenciales con alta densidad de fotovoltaica o cargadores) se debe a menudo a problemas en la red de MT de la que depende, derivados de restricciones de capacidad o de la falta de visibilidad sobre el estado de la carga. Estas interacciones son altamente complejas y difícilmente pueden supervisarse con las herramientas tradicionales.

Además, el despliegue creciente de sensores, sistemas de medida y activos descentralizados está dando lugar a una auténtica explosión de datos. La diversidad de formatos, la heterogeneidad de las fuentes y una información a menudo incompleta o contradictoria dificultan la obtención de una visión integral de la red, lo que impide tomar decisiones rápidas y bien fundamentadas. Al mismo tiempo que estos retos técnicos, los requisitos normativos para los gestores de la red de distribución (GRD) españoles están incrementándose rápidamente. El Real Decreto 1183/2020 y las posteriores circulares y resoluciones de la CNMC obligan a los gestores de las redes de distribución a evaluar y publicar su capacidad de acceso de forma transparente y estandarizada, tanto para generación como para demanda, llegando hasta el nivel de nudo individual en sus redes de media y baja tensión.

Asimismo, el PNIEC 2023-2030 actualizado y el Plan de Recuperación y Resiliencia de España destinarán una financiación significativa a la digitalización de las redes de distribución, vinculando explícitamente la transparencia de la red y la planificación basada en datos con los objetivos de descarbonización de España. Dicho de otro modo: la capacidad de conocer, explicar y actualizar 'cuánta capacidad hay disponible realmente, dónde y cuándo' ha pasado de ser una mera obligación regulatoria a convertirse en una ventaja estratégica.

## **Por qué los métodos tradicionales ya no son suficientes**

Muchos gestores de redes siguen trabajando con una variedad de sistemas aislados, procesos manuales y soluciones de TI estancas. Los análisis de la red, las verificaciones de capacidad y las solicitudes de conexión suelen procesarse manualmente y documentarse en sistemas independientes. Esto da lugar a largos tiempos de tramitación, altos costos de personal y un mayor riesgo de identificar situaciones críticas demasiado tarde.

A falta de una integración completa de los datos, a menudo se carece de una visión general del estado real de la red, así como de la capacidad de detectar saturación o sobrecargas en una fase temprana. Las herramientas convencionales alcanzan rápidamente a sus límites en este ámbito: no proporcionan ni la granularidad ni la velocidad requeridas para satisfacer las exigencias actuales de flexibilidad y seguridad del suministro.

Para los gestores de la red de distribución (GRD) españoles, contar con una visualización atractiva de la red ya no es suficiente. Para cumplir tanto con las exigencias regulatorias como con las demandas operativas de la red, es fundamental ir más allá de las visiones estáticas y adoptar una representación íntegramente digital de la infraestructura: el denominado "gemelo digital".

**Un gemelo digital es un modelo vivo, basado en datos, que integra la red de media y baja tensión en una única vista coherente, integrando y validando continuamente la información procedente de SIG, gestión de activos, SCADA, medidores inteligentes y sistemas de clientes.**

Esto permite a los gestores de la red de distribución (GRDs) generar automáticamente informes regulatorios, como mapas de capacidad de acceso o perfiles de tensión, con solo pulsar un botón. Además, permite responder con fiabilidad a preguntas complejas como: "¿Podemos conectar este centro de datos de 5 MW en esta subestación?" o "¿Qué impacto tendrán 500 nuevas bombas de calor en esta salida?"

## **Gemelos digitales y modelos de red inteligentes: el nuevo estándar**

Los gemelos digitales se han vuelto indispensables para una operativa de red eficiente y para la integración segura de las energías renovables. Combinan esquemas estáticos con datos dinámicos de medición para crear una réplica digital de la red eléctrica en tiempo real.

Los procesos automatizados de depuración y validación de datos, junto con la detección de anomalías basada en inteligencia artificial, garantizan un modelo de red coherente y fiable. Esta base es esencial para realizar simulaciones precisas, análisis rápidos y tomar decisiones bien fundamentadas en un entorno cada vez más complejo.

El desarrollo se lleva a cabo de forma gradual: comienza con la cartografía estática de la red, continúa con la integración de datos históricos y operativos, y culmina con la conexión en tiempo real con los sistemas de operación. Esto permite realizar análisis automatizados de la red, un funcionamiento inteligente de la misma e inversiones específicas, todo ello en una única plataforma de datos siempre actualizada.

Los modelos de redes inteligentes no son, por lo tanto, solo un tema de futuro, sino que ya los usan muchos gestores de redes de todo el mundo para mantener el ritmo de la creciente complejidad y garantizar el suministro eléctrico de España a largo plazo.

## **Casos de uso en la práctica: cómo podría aplicarse para un gestor de la red de distribución en España**

La digitalización de las redes de distribución ya no es una visión de futuro. Numerosos gestores de red en Europa están utilizando plataformas inteligentes para gestionar de forma proactiva la congestión de la red y la integración de energías renovables. La [Intelligent Grid Platform \(IGP\) de envelio](#) es la solución elegida en

numerosos proyectos de este tipo, ofreciendo resultados concretos y beneficios cuantificables. A continuación, se muestran algunos ejemplos que demuestran lo prácticas y escalables que son estas soluciones.

### 1. **Mapas Avanzados de Capacidad de Acceso y Conexión**

#### **Caso práctico (en español):**

Para gestionar de forma más eficiente las solicitudes de conexión a la red de media tensión, Glitre Nett puso en marcha el proyecto DataArena, un mapa de capacidad de acceso para comprobaciones de capacidad de autoservicio. Aunque existía un mapa de capacidad, no incluía cálculos automatizados de carga de la red ni recomendaciones sobre puntos de conexión. Las funciones de simulación necesarias se implementaron mediante la IGP, que constituye el núcleo de cálculo del servicio, permitiendo realizar análisis de flujos de cargas y estimaciones iniciales de los costes de conexión.

Gracias a ello, se redujo el número de consultas, se minimizó el procesamiento manual y se alivió la carga de trabajo de los equipos técnicos.

**Enlace:** [Cómo Glitre Nett optimiza los procesos de conexión mediante DataArena y la IGP \(en español\)](#)

### 2. **Evaluación automatizada de solicitudes de conexión y análisis de capacidad**

#### **Caso práctico (en inglés):**

Syna GmbH (Alemania) logró reducir el tiempo de tramitación de las solicitudes de conexión a red de 8 horas a tan solo 15 minutos mediante la implantación de la Intelligent Grid Platform (IGP) de Envelio. La evaluación técnica está en gran medida automatizada, tanto en el análisis de la capacidad como en la determinación del punto de conexión óptimo.

**Enlace:** [Syna: Aceleración de las pruebas de compatibilidad de red](#)

### 3. **Análisis de Escenarios y Planificación Prospectiva de la Red**

**Caso práctico (en inglés):** Helen Electricity Network (Finlandia) utiliza el IGP de Envelio para la planificación de la red basada en escenarios y con visión de futuro. Gracias a los gemelos digitales, Helen puede simular diversos escenarios de expansión como la integración de renovables, nuevas infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos o recursos energéticos distribuidos. Esto permite la identificación precoz de saturaciones en la red y ayuda a maximizar la eficiencia de las inversiones en infraestructura. La plataforma permite a Helen tomar decisiones basadas en datos y mejorar la confiabilidad de la red, al tiempo que se adapta a las necesidades futuras.

**Enlace:** [Helen Electricity Network: Planificación transparente de la red y evaluación de conexiones](#)

### **Digitalización escalable e interoperable: una hoja de ruta clara para las distribuidoras españolas**

En la gestión moderna de las redes eléctricas, la escalabilidad y la interoperabilidad no son un valor añadido, sino la base de una digitalización sostenible. Las soluciones basadas en estándares abiertos, arquitecturas modulares y API robustas pueden integrarse en los entornos existentes de los gestores de la red de distribución, desde GIS y SCADA hasta la gestión de activos y las bases de datos de clientes, sin necesidad de realizar costosas sustituciones completas del sistema. Esta flexibilidad permite a las distribuidoras españolas comenzar allí donde la necesidad es más urgente, habitualmente en baja tensión, y escalar paso a paso hacia la media tensión, a medida que mejoran la calidad de los datos, procesos y preparación operativa.

En la práctica, esto podría consistir en implementar el IGP para generar automáticamente mapas mensuales de capacidad de acceso para nodos de media y baja tensión, [cumpliendo los requisitos de transparencia de la CNMC](#) sin añadir carga de trabajo manual.

Cuando un desarrollador envía una solicitud de conexión para una nueva planta fotovoltaica o un centro de datos, la plataforma simula el impacto en baja y media tensión, identifica el punto de conexión óptimo y cuantifica las necesidades de refuerzo.

En paralelo, los planificadores pueden ejecutar escenarios alineados con el PNIEC, modelando, por ejemplo, la trayectoria de penetración del vehículo eléctrico para 2030 en un área urbana específica. De este modo, se detectan saturaciones de forma temprana y priorizar las inversiones allí donde generen un mayor valor para el sistema.

### Conclusión

Estos casos de uso reales demuestran que: La implementación de gemelos digitales, modelos de redes inteligentes y portales de autoservicio ya es una realidad en otros mercados europeos y está generando beneficios cuantificables. Para España, estas soluciones probadas ofrecen la oportunidad de acelerar la transición energética, aumentar la eficiencia de los procesos y mantener la capacidad de actuación, incluso en un entorno de red cada vez más complejo.

La importancia de la innovación digital también queda patente en el *Plan de Acción para las Redes de la Comisión Europea* y en el lanzamiento de la *DSO/TSO Technopedia*, una plataforma colaborativa que presenta las mejores prácticas y tecnologías innovadoras para la gestión de redes en toda Europa.

## Iberdrola cierra su dividendo flexible 2025 con un pago de 275 millones y 76,6 millones de nuevas acciones

Estrategiasdeinversion.com, 30 enero de 2026

*Iberdrola ha comunicado el cierre definitivo de la segunda edición de su sistema de dividendo opcional "Iberdrola Retribución Flexible" correspondiente al ejercicio 2025, detallando el importe final del dividendo a cuenta, el número de accionistas que optaron por efectivo y las nuevas acciones que se emitirán tras el aumento de capital.*

**Iberdrola** ha comunicado a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) los **detalles finales de la segunda edición de su programa de dividendo opcional "Iberdrola Retribución Flexible"** correspondiente al ejercicio 2025. La compañía ha informado de que el pasado 26 de enero de 2026 finalizó el periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita ligados al aumento de capital liberado aprobado por la Junta General de Accionistas.



Durante el plazo habilitado, los titulares de 1.088.096.797 acciones, equivalentes al **16,29 % del capital social, optaron por recibir el dividendo a cuenta en efectivo.** Como resultado, Iberdrola abonará el próximo **2 de febrero de 2026** un importe bruto total de **275,29 millones de euros**, calculado a razón de **0,253 euros por acción.**

Estos accionistas han renunciado a los derechos de asignación gratuita correspondientes, lo que implica que no recibirán las nuevas acciones asociadas a dichos derechos. Asimismo, no se pagará el dividendo a cuenta a quienes hayan elegido, de forma expresa o tácita, alguna de las otras opciones del sistema de dividendo flexible.

Tras ajustar el número de derechos para evitar fracciones, Iberdrola ha fijado en **76.618.226 el número definitivo de nuevas acciones ordinarias que se emitirán en el aumento de capital.** El importe nominal de la operación asciende a 57,46 millones de euros, lo que supone un incremento del 1,15 % sobre el capital social previo, y se ha desembolsado íntegramente con cargo a la reserva de prima de emisión.

Una vez ejecutado el aumento de capital, el capital social de Iberdrola se situará en 5.068,38 millones de euros, representado por 6.757.845.603 acciones ordinarias de 0,75 euros de valor nominal cada una.

# El retraso del Gobierno lleva a Endesa a renunciar a inversiones en Canarias

elEconomista.es, 31 enero de 2026

- **El caos regulatorio provoca un choque entre Transición Ecológica y el Ejecutivo regional**
- **La caída de la retribución en el Congreso y la demora del concurso agravan la crisis energética insular**
- **La eléctrica paraliza su plan de invertir en nueva generación en las islas**



Canarias afronta un escenario de tensión energética por la demora del Ministerio para la Transición Ecológica en adjudicar el concurso para incorporar **nueva potencia de generación en el archipiélago**. La incertidumbre regulatoria ha llevado a **Endesa a renunciar a los proyectos de nuevas centrales que preparaba para Lanzarote, La Palma, El Hierro y La Gomera**, iniciativas que habían sido preseleccionadas dentro de la **convocatoria lanzada en 2024**.

En noviembre, el Ministerio publicó una **resolución provisional con los adjudicatarios** y abrió un plazo de alegaciones previo a la resolución definitiva. El concurso -en el que también figuraban como preseleccionadas Sampol, Disa y Satocan- **debía determinar qué instalaciones podrían acogerse al régimen retributivo adicional** que compensa los mayores costes de producir electricidad en sistemas aislados como los no peninsulares.

Según fuentes consultadas por este diario, **Endesa** esperaba que antes de acabar 2025 el Gobierno fijara los parámetros retributivos aplicables a estas centrales, condición que la compañía considera imprescindible para comprometer inversiones por casi 1.000 millones. Sin embargo, **el Ejecutivo no habría remitido los borradores de esos parámetros hasta hace apenas unos días, lo que ha terminado por frustrar la planificación de la eléctrica**.

La situación se complica además para las instalaciones actualmente en funcionamiento. El Gobierno incluyó en el Real Decreto omnibus la tasa de retribución financiera del 6,58% para la actividad de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares. Esa medida decayó en la votación del Congreso -en el mismo paquete normativo que contemplaba, entre otras cuestiones, la subida de las pensiones-, **lo que mantiene la tasa en el nivel anterior del 5,58%**.

En paralelo, el **Gobierno de Canarias**, a través de la Consejería de Transición Energética, **denegó la solicitud de Endesa para dar de baja 13 grupos generadores** ubicados en centrales térmicas de La Palma, Lanzarote y Fuerteventura. El Ejecutivo autonómico argumenta que no puede aceptarse esa petición mientras no exista una alternativa que garantice el suministro.

Transición Ecológica pretendía que las nuevas centrales estuvieran en funcionamiento antes de que terminara 2028. Ese calendario, unido a la falta de definición de la retribución, **explica el choque con Endesa, que no acepta ejecutar la inversión sin conocer de antemano el marco económico que se aplicará**.

Ante este escenario, **Canarias ha solicitado al Gobierno que vuelva a convocar el concurso de capacidad para avanzar en la seguridad de suministro en las islas**. El Gobierno confía en el incremento de la interconexión y en la prolongación de la vida útil para reducir el riesgo en algunas de las islas.

Caos tras la caída de la retribución financiera de las centrales

La CNMC propuso elevar la retribución de las centrales al 6,58%, frente al 5,58% del periodo anterior. La medida fue aprobada y ahora ha decaído en el Congreso. Endesa defendió ante el regulador que la generación en territorios aislados cuenta con riesgos adicionales y pidió una tasa entre 120 y 140 puntos básicos por encima del 6,58%, además de solicitar que se eliminara el límite a la variación anual. La CNMC

rechaza ese planteamiento y ahora además la retribución se ha quedado en el 5,58%, lo que genera un caos para el sector.

## Iberdrola y Norges Bank aceleran su alianza en renovables y alcanzan los 1.500 MW de potencia instalada

Cincodias.elpais.com, 02 febrero de 2026

**La empresa española también ha adjudicado a la italiana Prysmian un contrato para fabricar el cable de la interconexión submarina Eastern Green Link 4**

La alianza estratégica en renovables entre Iberdrola y Norges Bank Investment Management han alcanzado los 1.500 megavatios (MW) de potencia instalada 'verde', tras la incorporación de 646 MW de solar fotovoltaica a la empresa conjunta, informó la compañía. En concreto, esta nueva aportación incluye las plantas fotovoltaicas de Caparacena (330 MW) y Ciudad Rodrigo (316 MW), situadas en Granada y Salamanca.

La eléctrica presidida por Ignacio Sánchez Galán indicó que, al igual que en anteriores incorporaciones, mantendrá una participación mayoritaria del 51% en estos activos. Con estas aportaciones, las empresas siguen reforzando su sociedad de coinversión de más de 2.000 millones de euros en España y Portugal y una cartera renovable de 2.500 MW.

Asimismo, se espera que en un futuro próximo se aporten a la empresa conjunta, creada en 2023 para acelerar la electrificación, activos que se encuentran actualmente en fase avanzada de construcción, centrándose inicialmente en la Península Ibérica, pero con potencial de expansión a otras zonas geográficas



Caparacena y Ciudad Rodrigo ya producen energía limpia para abastecer a más de 800.000 personas al año en las regiones de Granada y Salamanca, y contribuyen a evitar la emisión de 85.000 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Norges Bank Investment Management, que gestiona el fondo soberano de Noruega, es el mayor accionista individual en los mercados bursátiles mundiales, con casi el 1,4% de las acciones de las empresas que cotizan en Bolsa y participaciones en más de 8.000 empresas de todo el mundo.

De hecho, es uno de los principales accionistas de Iberdrola desde hace más de siete años, con una participación cercana al 3%, y se asoció con la eléctrica española para realizar su primera inversión directa en activos renovables en España. Juntos, refuerzan una alianza estratégica a largo plazo que podría expandirse a nuevas oportunidades renovables en otros mercados.

La relación del Fondo Noruego de Pensiones, el mayor fondo soberano del mundo, e Iberdrola, la mayor compañía eléctrica de Europa y una de las dos mayores a nivel mundial, avanza. Con más de 3.000 millones invertidos, lo que supone un 2,40% de su peso en el país, Iberdrola es la compañía española preferida de Norges Bank, asegura la multinacional energética.

El fondo invierte con criterios ambientales, sociales y de buen gobierno lo que su estado obtiene de la venta de petróleo y gas para asegurar las pensiones de sus ciudadanos y en esa misión ha encontrado en Iberdrola al socio más seguro de un país donde invierte cerca de 25.000 millones de euros. El top tres de los ojitos derechos de Norges en España lo completan BBVA y Santander.

### Iberdrola adjudica a Prysmian un contrato de la interconexión submarina Eastern Green Link 4

Por otro lado, Iberdrola, a través de su filial en el Reino Unido SP Energy Networks, ha adjudicado a la italiana Prysmian un contrato valorado en 2.300 millones de euros para fabricar el cable de la interconexión

submarina Eastern Green Link 4, una infraestructura eléctrica clave para el futuro del sistema energético del Reino Unido, informó la compañía.

Este nuevo enlace, con una capacidad de 2.000 megavatios (MW), unirá Fife (Escocia) con Norfolk (Inglaterra) mediante tecnología de corriente continua de alta tensión (HVDC). Su puesta en operación está prevista para 2033 y permitirá transportar energía renovable suficiente para abastecer a más de 1,5 millones de hogares.

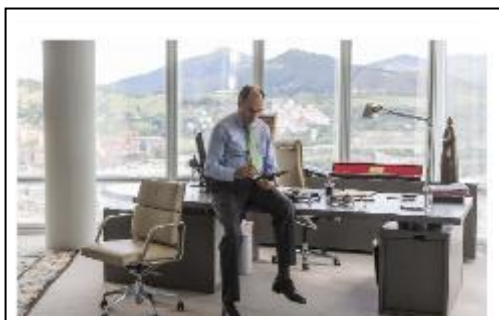
En concreto, Prysmian fabricará más de 640 kilómetros de cable para este proyecto, que incluyen 530 kilómetros de cable submarino HVDC y más de 116 kilómetros de cable subterráneo. Esta tecnología permite transportar grandes volúmenes de energía a largas distancias con la máxima eficiencia, un aspecto decisivo para avanzar hacia los objetivos nacionales de generación de energía limpia.

Eastern Green Link 4 reforzará la capacidad del país para trasladar electricidad entre regiones, reducirá las restricciones en la red y aumentará la seguridad del suministro. También facilitará la integración de nuevas fuentes de energía limpia y apoyará el desarrollo industrial y el crecimiento económico. Las solicitudes de planificación del proyecto, desarrollado por SP Energy Networks y National Grid Electricity Transmission, se presentarán en Escocia y en Inglaterra a lo largo de 2026.

## Iberdrola adjudica a Prysmian un megacontrato de 2.300 millones para la nueva autopista eléctrica del Reino Unido

Eleconomista.es, 02 febrero de 2026

- *La infraestructura unirá Escocia e Inglaterra y llevará energía renovable a más de 1,5 millones de hogares*
- *El proyecto tenderá más de 640 km de cable, 530 de ellos submarinos, para conectar Escocia e Inglaterra*
- *Con una capacidad de 2.000 MW, reforzará la red eléctrica y la seguridad de suministro del Reino Unido*



Iberdrola, a través de su filial en el Reino Unido **SP Energy Networks**, ha adjudicado a Prysmian un contrato valorado en **2.300 millones de euros** para fabricar el cable de la interconexión submarina **Eastern Green Link 4**, una **infraestructura eléctrica clave** para el futuro del sistema energético del Reino Unido.

**El nuevo enlace, con una capacidad de 2.000 MW, unirá Fife, en Escocia, con Norfolk, en Inglaterra**, mediante tecnología de corriente continua de alta tensión (HVDC). Su puesta en operación

está prevista para 2033 y permitirá transportar energía renovable suficiente para más de 1,5 millones de hogares.

**Eastern Green Link 4 reforzará la capacidad del país para trasladar electricidad entre regiones, reducirá las restricciones en la red y aumentará la seguridad del suministro.** También facilitará la integración de fuentes de energía limpia y apoyará el desarrollo industrial y el crecimiento económico.

**Prysmian fabricará más de 640 kilómetros de cable para este proyecto, que incluyen 530 kilómetros de cable submarino HVDC y más de 116 kilómetros de cable subterráneo.** Esta tecnología permite transportar grandes volúmenes de energía a largas distancias con la máxima eficiencia, un aspecto decisivo para avanzar hacia los objetivos nacionales de generación de energía limpia.

Las solicitudes de planificación del proyecto, desarrollado por SP Energy Networks y National Grid Electricity Transmission, se presentarán en Escocia y en Inglaterra a lo largo de 2026. Tras la aprobación de la Secretaría de Estado de Seguridad Energética y Cero Emisiones Netas, **se prevé que la construcción arranque en 2029 y que la interconexión entre en servicio en 2033.**

**SP Energy Networks y National Grid trabajan además en Eastern Green Link 1, otro enlace de 2.000 MW cuya construcción comenzó en 2025** y que conectará Torness, en Escocia, con Hawthorne Pit, en Inglaterra.

En diciembre de 2025 el regulador Ofgem autorizó a ScottishPower a invertir cerca de **14.000 millones de euros en la modernización y ampliación de las redes eléctricas** del centro y el sur de Escocia.

## Las presas y las centrales hidroeléctricas, infraestructuras clave para el sistema eléctrico español, sobre todo con el frío

Hidridosyelectricos.com, 03 febrero de 2026

*Las centrales hidroeléctricas alimentadas por el agua contenida por las presas adaptan su operación a la nieve, al deshielo y al cambio climático para asegurar energía limpia y constante incluso en condiciones climáticas severas.*



Cuando las temperaturas caen bajo cero y los ríos se congelan, no todos los tipos de generación eléctrica pueden sostener el suministro con la misma fiabilidad. Sin embargo, la **energía hidroeléctrica**, una de las fuentes renovables más antiguas y extendidas del planeta, demuestra una notable resiliencia: en muchos países su operación continúa incluso en condiciones extremas de frío, nieve y hielo, garantizando electricidad flexible y limpia para millones de hogares e industrias.

La dependencia de la energía hidroeléctrica es especialmente crítica en países como Canadá, Islandia o Noruega, donde constituye la columna vertebral de los sistemas eléctricos nacionales. Allí, la generación con agua puede cubrir gran parte de la demanda incluso en pleno invierno, cuando otros recursos renovables como la eólica o la solar pierden eficiencia o sufren interrupciones por las condiciones climáticas adversas.

### La energía hidroeléctrica en España

En España, la energía hidroeléctrica desempeña un papel clave, tanto por su aportación al mix energético como por su función estratégica en la transición hacia un sistema eléctrico más renovable, flexible y seguro. En 2024, la generación hidráulica en el país alcanzó 34.912 GWh, un 35,5 % más que en 2023, y representó aproximadamente el 13,3 % de la producción eléctrica nacional, situándose como la tercera fuente renovable más importante, solo por detrás de la eólica y la solar fotovoltaica, según datos de Red Eléctrica de España.



Este volumen de electricidad podría cubrir el consumo anual de millones de hogares españoles, lo que subraya la importancia del agua como recurso energético autóctono, capaz de aportar energía limpia y sostenida en un país con variabilidad climática marcada.

Además de su cuota en la generación, la hidroeléctrica aporta flexibilidad al sistema eléctrico, algo esencial para integrar de manera eficiente otras fuentes renovables intermitentes como el sol y el viento. Las centrales hidráulicas, especialmente las de bombeo, permiten almacenar energía en periodos de excedentes y liberarla

cuando la demanda es alta o cuando otras tecnologías renovables no están disponibles, ayudando así a estabilizar precios y garantizar suministro.

Con más de 11.000 MW de potencia instalada en España y alrededor de 120 centrales en funcionamiento, esta tecnología no solo ayuda a la descarbonización del sector eléctrico, sino que también mejora la seguridad energética frente a fluctuaciones climáticas y de mercado.

### El reto del hielo y la operativa invernal

Una de las principales dificultades operativas durante el frío severo es la formación de hielo en los cauces y tomas de agua. El agua expuesta a temperaturas bajo cero puede producir hielo frazil, pequeños cristales que se acumulan en las rejillas de entrada de las turbinas, restringiendo el flujo y provocando pérdidas de energía. Además, otros tipos de hielo, como el hielo pastoso, el fragmentado o el de fondo, pueden obstruir las tomas o reducir aún más el caudal disponible.

En canales abiertos o ríos, la acumulación de hielo puede dar lugar a presas naturales de hielo, que retienen el agua y, en caso de colapso súbito, pueden causar inundaciones aguas abajo. Estos riesgos son especialmente relevantes para las centrales que no disponen de grandes embalses y dependen del flujo natural del río.

A pesar de estos retos, los operadores hidroeléctricos en climas fríos cuentan con estrategias probadas para mantener la producción. Por ejemplo, los embalses y canales suelen congelarse solo en la superficie, dejando el agua seguir fluyendo bajo el hielo. Asimismo, se favorece la formación de una cubierta de hielo estable limitando las variaciones del nivel del agua; de este modo se reducen las condiciones que favorecen la formación de hielo frazil.

Además, las instalaciones están equipadas con soluciones técnicas específicas: compuertas, sellos y marcos incorporan sistemas de calefacción para evitar atascos por heladas severas, y una gestión cuidadosa de los niveles del agua en embalses evita que el hielo dañe infraestructuras como presas. En ocasiones, se eleva deliberadamente el nivel del agua para romper el hielo y evacuarlo de forma segura fuera de las zonas de toma, reduciendo su impacto en la operación.

### Planificación y adaptación ante el cambio climático



Los patrones climáticos están cambiando con rapidez. El calentamiento global aumenta tanto los ciclos de congelación y deshielo como los episodios de lluvia intensa durante el invierno, lo que plantea nuevos desafíos a las centrales hidroeléctricas. Para afrontarlos, los operadores combinan una monitorización avanzada, con previsiones de aportes a más largo plazo y una planificación más sofisticada de la producción.

La gestión de embalses en invierno también juega un papel clave en la mitigación de riesgos de inundación, y el uso de herramientas como teledetección, cámaras en tiempo real y drones ha mejorado

la vigilancia de nieve, hielo, y caudales en cuencas y canales. Estas tecnologías permiten anticiparse a problemas operativos y ajustar la producción con mayor precisión.

A diferencia de otras fuentes renovables que dependen directamente de las condiciones del viento o del sol, las centrales hidroeléctricas pueden operar con mayor flexibilidad gracias a los embalses que almacenan agua en meses húmedos y la liberan cuando la demanda supera los aportes naturales, como ocurre con frecuencia en invierno o durante sequías temporales, una capacidad especialmente valorada en sistemas eléctricos diversificados.

La energía hidroeléctrica no solo es renovable, sino que también contribuye a la seguridad energética y a la estabilidad de la red, proporcionando capacidad de respuesta rápida ante variaciones bruscas de demanda o interrupciones de otras fuentes. Su larga vida útil (muchas instalaciones pueden operar durante décadas con un mantenimiento y modernización adecuados) y su contribución a reducir las emisiones también la sitúan como un pilar en la transición energética global.

La proliferación de eventos extremos relacionados con el clima, como sequías prolongadas, evidencia que incluso la hidroelectricidad enfrenta límites cuando los recursos hídricos se reducen drásticamente, afectando la generación disponible y obligando a adoptar medidas adicionales para asegurar la continuidad del suministro.

La capacidad de las centrales hidroeléctricas para adaptarse y operar bajo condiciones climáticas severas no es solo una cuestión de ingeniería, sino también de planificación estratégica, inversión en tecnología y una gestión hídrica inteligente. Estos elementos permitirán que, incluso en un clima cada vez más volátil, la hidroelectricidad siga contribuyendo con energía limpia, segura y constante para las próximas generaciones.

## La nueva excepción ibérica: España y Portugal se desconectan del resto de mercados eléctricos europeos

Elperiodicodelaenergia.com, 03 febrero de 2026

### Los precios promedio semanales de la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos subieron respecto a la semana anterior

En la última semana de enero, los precios semanales de la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos fueron ligeramente superiores a los de la semana anterior y se situaron por encima de 110 €/MWh. En cambio, el mercado ibérico volvió a desacoplarse, con promedios cercanos a los 20 €/MWh, favorecidos por la producción eólica y una menor demanda eléctrica. En Italia, la fotovoltaica alcanzó la producción más alta para un día de enero. Los futuros del gas TTF y del Brent marcaron máximos desde junio y agosto de 2025, respectivamente, mientras que los del CO2 registraron su nivel más bajo desde noviembre.

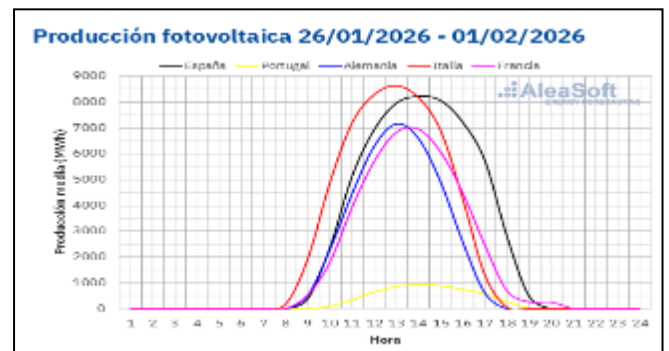
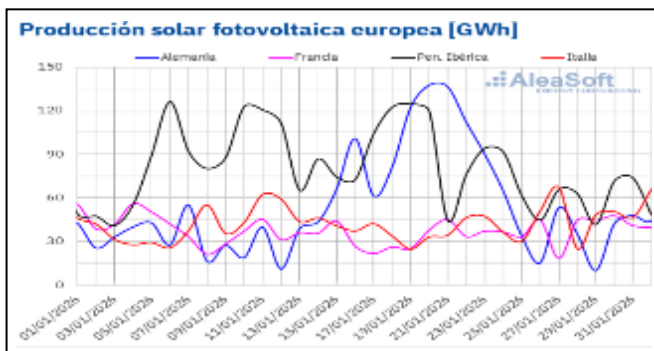


### Producción solar fotovoltaica

En la semana del 26 de enero, la **producción solar fotovoltaica** aumentó en los mercados de Francia e Italia respecto a la semana anterior. El mercado italiano registró el mayor incremento, del 41%, mientras que el mercado francés encadenó su segunda semana consecutiva de aumentos, con un crecimiento del 13%. En cambio, los mercados de la península ibérica y el mercado alemán registraron descensos en la generación con esta tecnología. Portugal y España mantuvieron la tendencia descendente por tercera semana consecutiva y registraron caídas del 30% y 34%, respectivamente. El mercado alemán experimentó la mayor caída, del 64%, tras mostrar una tendencia alcista durante las dos semanas previas.

El 27 de enero, el mercado italiano alcanzó un récord histórico de producción fotovoltaica para un día de enero, con una generación de 69 GWh.

Para la semana del 2 de febrero, según las **previsiones de producción solar** de **AleaSoft Energy Forecasting**, la producción aumentará en los mercados alemán, español e italiano en comparación con la semana anterior.



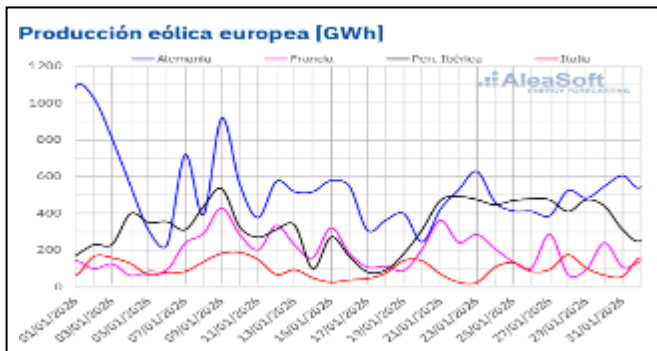
## Producción eólica

En la última semana de enero, la **producción eólica** aumentó en la mayoría de los principales mercados europeos respecto a la semana anterior. El mercado italiano registró el mayor aumento, del 14%, mientras que el mercado portugués mostró la menor subida, del 10%. Ambos mercados mantuvieron la tendencia al alza por segunda semana consecutiva. En el mercado alemán también aumentó la generación eólica durante la semana, con una subida del 13%, y revirtió la tendencia descendente observada durante las tres semanas anteriores.

En el mercado español la producción eólica se mantuvo en un nivel similar al de la semana anterior, con un ligero descenso del 2,5%, mientras que en Francia la producción con esta tecnología cayó un 32% respecto a la semana precedente.

Durante la semana, el mercado italiano alcanzó el 28 de enero su tercera mayor producción eólica histórica en un día de enero, con una generación de 173 GWh, tras los registros de los días 9 y 10 de enero de 2026, de 182 GWh y 188 GWh, respectivamente.

Para la primera semana de febrero, según las **previsiones de producción eólica** de **AleaSoft Energy Forecasting**, la producción con esta tecnología aumentará en los mercados de Alemania, Francia y España. Sin embargo, los mercados de Portugal e Italia registrarán descensos.



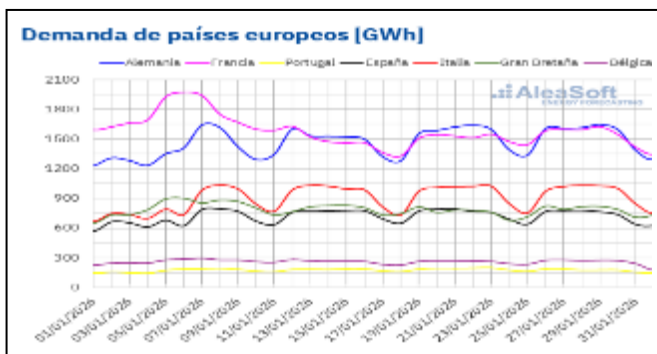
## Demanda eléctrica

En la semana del 26 de enero, la **demanda eléctrica** aumentó en la mayoría de los principales mercados europeos en comparación con la semana anterior. El mercado británico registró el mayor incremento, del 3,7% tras dos semanas de descensos. Los mercados italiano y alemán mostraron las menores subidas, del 0,1% y del 0,3%, respectivamente, y mantuvieron la tendencia ascendente por quinta semana consecutiva en ambos casos. El mercado francés encadenó su segunda semana de crecimientos, con un aumento del 1,4%.

Por otro lado, los mercados de la península ibérica y Bélgica redujeron la demanda respecto a la semana anterior. El mercado belga registró la menor caída, del 0,8%, y acumuló descensos por tercera semana consecutiva. Los mercados de España y Portugal cambiaron la tendencia al alza y registraron caídas del 2,3% y del 7,5%, respectivamente, tras tres semanas consecutivas de incrementos.

En la última semana de enero, las **temperaturas medias** fueron menos frías que en la semana anterior en la mayoría de los mercados analizados. Portugal registró la mayor subida, de 2,2 °C, mientras que Francia presentó el menor incremento, de 0,1 °C. En Italia, Alemania y España, las temperaturas medias aumentaron 0,2 °C, 1,6 °C y 2,0 °C, respectivamente. En cambio, en Gran Bretaña y Bélgica, las temperaturas medias descendieron 1,3 °C y 2,0 °C, respectivamente, frente a la semana precedente.

Para la primera semana de febrero, según las **previsiones de demanda** de **AleaSoft Energy Forecasting**, la demanda aumentará en los mercados de Gran Bretaña, Bélgica y España. En cambio, los mercados de Alemania, Portugal, Italia y Francia registrarán descensos en la demanda.



## Mercados eléctricos europeos

Durante la última semana de enero, los precios de la mayoría de los mercados eléctricos europeos fueron ligeramente superiores a los de la segunda mitad de la semana anterior. Como resultado, los precios promedio semanales de la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos subieron respecto a la semana anterior. Las excepciones fueron el **mercado IPEX** de Italia y el **mercado MIBEL** de España y Portugal, con

descensos del 4,7%, 64% y 73%, respectivamente. En cambio, el **mercado EPEX SPOT** de Francia registró la mayor subida porcentual de precios, del 8,5%. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios subieron entre el 1,2% del mercado EPEX SPOT de Alemania y el 7,8% del mercado EPEX SPOT de Bélgica.

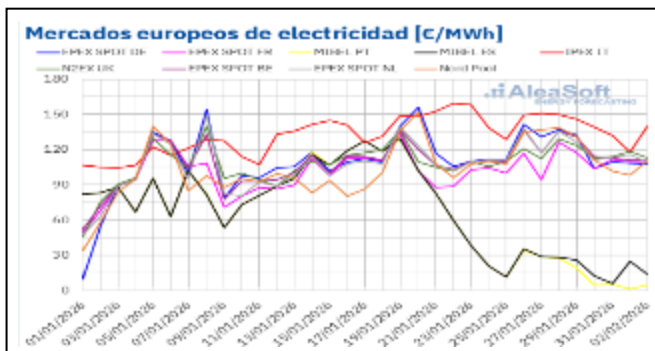
En la semana del 26 de enero, los promedios semanales fueron superiores a 110 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. Las excepciones fueron los mercados portugués y español, cuyos promedios se situaron en 17,25 €/MWh y 23,03 €/MWh, respectivamente. En cambio, el mercado italiano registró el mayor promedio semanal, de 140,74 €/MWh. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios estuvieron entre los 111,50 €/MWh del mercado francés y los 123,31 €/MWh del mercado alemán.

Por lo que respecta a los precios diarios, en la mayoría de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting** los precios superaron los 90 €/MWh durante la última semana de enero. La excepción fue el mercado MIBEL, cuyos precios diarios se mantuvieron por debajo de 40 €/MWh. El domingo 1 de febrero, el mercado portugués alcanzó el menor promedio de la semana entre los mercados analizados, de 1,04 €/MWh. Este fue su precio diario más bajo desde el 9 de abril de 2024. En el caso del mercado español, el sábado 31 de enero, el precio fue de 5,57 €/MWh, el menor precio diario de este mercado desde el 24 de mayo de 2025.

Por otra parte, el **mercado Nord Pool** de los países nórdicos y los mercados alemán, belga, italiano y neerlandés registraron precios diarios superiores a 130 €/MWh en algunas sesiones de la última semana de enero. En el mercado italiano, los precios diarios superaron los 145 €/MWh los cuatro primeros días de la semana. Este mercado alcanzó el promedio diario más elevado de la semana entre los mercados analizados, de 150,97 €/MWh, el martes 27 de enero.

En la semana del 26 de enero, el aumento de los precios del gas, el incremento de la demanda y el descenso de la producción solar en la mayoría de los mercados contribuyeron al incremento de los precios en los mercados eléctricos europeos. En Francia, la caída de la producción eólica también favoreció el incremento de los precios. Sin embargo, la caída de la demanda en España y Portugal propició el descenso de los precios en el mercado MIBEL. Además, en Portugal aumentó la producción eólica, mientras que en España la producción eólica se mantuvo en niveles similares a los de la semana anterior y creció la producción hidroeléctrica. En el mercado italiano, el incremento de la producción eólica y solar también contribuyó al descenso de los precios.

Las **previsiones de precios** de **AleaSoft Energy Forecasting** indican que, en la primera semana de febrero, los precios bajarán en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos, influenciados por el aumento de la producción eólica y solar en la mayoría de los mercados, así como por el descenso de la demanda en algunos casos. Sin embargo, la caída de la producción eólica en Portugal favorecerá el incremento de los precios en este mercado.



**Brent, combustibles y CO2**

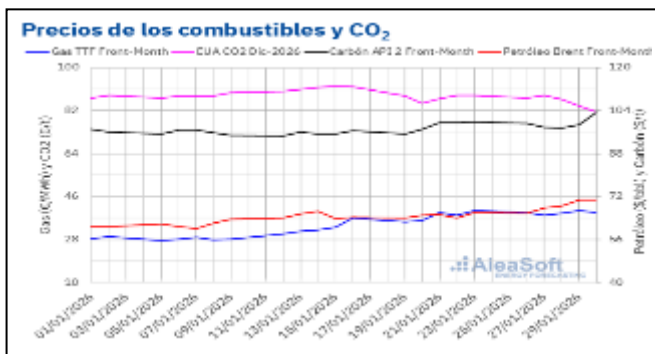
Los futuros de **petróleo Brent** para el Front-Month en el **mercado ICE** registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 65,59 \$/bbl el lunes 26 de enero. Posteriormente los precios aumentaron hasta el jueves 29 de enero. Ese día, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 70,71 \$/bbl. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue el más alto desde el 1 de agosto de 2025. El viernes 30 de enero, el precio de cierre fue ligeramente inferior, de 70,69 \$/bbl. Este precio fue un 7,3% mayor al del viernes anterior.

El temor a los posibles efectos sobre el suministro mundial de petróleo de la creciente tensión entre Estados Unidos e Irán propició el incremento de los precios de los futuros de petróleo Brent en la última semana de enero. La debilidad del dólar también contribuyó al incremento de los precios. Por otra parte, la OPEP+ acordó el domingo 1 de febrero mantener la pausa en sus aumentos de producción en el mes de marzo.

En cuanto a los precios de cierre de los futuros de **gas TTF** en el mercado ICE para el Front-Month, durante la última semana de enero, se mantuvieron por encima de 38 €/MWh. El martes 27 de enero, registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 38,09 €/MWh. Los precios aumentaron en las siguientes sesiones. Como resultado, el jueves 29 de enero, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 40,11 €/MWh. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue el más alto desde el 24 de junio de 2025. Tras una caída del 2,1% respecto al día anterior, el viernes 30 de enero, el precio de cierre fue de 39,29 €/MWh, un 1,9% menor al del viernes anterior.

En la última semana de enero, los bajos niveles de las reservas europeas, los problemas de suministro desde Estados Unidos debidos a las condiciones meteorológicas adversas en ese país y el temor a los efectos sobre el suministro de las tensiones en Oriente Medio propiciaron que los precios de cierre de los futuros de gas TTF superaran 38 €/MWh durante toda la semana y alcanzaran su valor más alto de los últimos meses el 29 de enero. Sin embargo, la recuperación en el suministro estadounidense contribuyó al descenso de los precios al final de la semana.

Por lo que respecta a los precios de cierre de los futuros de **derechos de emisión de CO2** en el mercado **EEX** para el contrato de referencia de diciembre de 2026, continuaron por debajo de 90 €/t durante la última semana de enero. El martes 27 de enero, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 88,37 €/t. Posteriormente, los precios bajaron. Como consecuencia, el viernes 30 de enero, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 81,26 €/t. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue un 8,1% menor al del viernes anterior y el más bajo desde el 1 de noviembre de 2025.



### Análisis sobre las perspectivas de los mercados de energía en Europa y el almacenamiento en baterías

El jueves 12 de febrero, **AleaSoft Energy Forecasting** celebrará la **edición número 63** de su **serie de webinars mensuales**. Tomás García, Senior Director, Energy & Infrastructure Advisory en **JLL**, participará por quinta vez en la serie de webinars. Los principales temas a analizar durante el webinar incluirán la evolución y perspectivas de los **mercados de**

**energía** europeos, insights de las transacciones recientes de **BESS** en España y los drivers clave para la valoración de proyectos BESS stand-alone en España.

## Red Eléctrica pone al Gobierno contra las cuerdas: advierte del riesgo de apagones en las islas Canarias y Baleares

elEconomista.es, 04 febrero de 2026

- **El operador considera que la potencia adjudicada en el concurso es insuficiente para garantizar el suministro**
- **Transición Ecológica se verá forzada a planificar nuevos concursos ante el riesgo para el abastecimiento**
- **El Ejecutivo ha adjudicado 181 proyectos que permiten cubrir la demanda, pero no la reserva operativa**

La primera gran adjudicación de potencia térmica para los territorios no peninsulares no ha despejado las dudas sobre la seguridad de suministro eléctrico en varios sistemas insulares. Aunque el Ministerio para la Transición Ecológica ha resuelto el procedimiento de concurrencia competitiva otorgando resolución

favorable de compatibilidad a 181 proyectos de generación, el propio operador del sistema, **Red Eléctrica**, advierte de que la potencia adjudicada es insuficiente para garantizar el suministro en todas las horas, al cubrir únicamente la demanda prevista y no la reserva operativa necesaria.



Esta advertencia técnica, recogida en la memoria justificativa de la resolución, a la que ha tenido acceso elEconomista.es, ha llevado al Gobierno a introducir cambios relevantes en su planteamiento inicial y a asumir que **será necesario abrir nuevos concursos de potencia adicional**, en particular en aquellos sistemas donde el margen de seguridad es más estrecho.

Según Red Eléctrica, **el problema afecta de forma directa a Gran Canaria, Tenerife-La Gomera, Lanzarote-Fuerteventura, La Palma, El Hierro y Melilla**, sistemas en los que la planificación

aprobada permite atender la demanda prevista, pero no asegura una cobertura suficiente ante indisponibilidades, paradas no programadas o picos de consumo. En este contexto, el operador del sistema anticipa que podrían producirse solicitudes de baja de grupos existentes que no han resultado adjudicatarios de nueva potencia en el concurso, lo que agravaría el riesgo para la continuidad del suministro.

A este escenario se suma una **decisión de alto impacto industrial**. **Endesa se ha visto forzada a retirar 18 solicitudes que había presentado al procedimiento, todas ellas correspondientes a grupos de generación en Canarias**. Estas retiradas se produjeron, tal y como ya indicó este diario, durante la tramitación del concurso y reducen de forma significativa el parque potencial disponible para garantizar la cobertura futura, especialmente en los sistemas más tensionados al no contar con un marco regulatorio claro por la falta de los parámetros para su retribución.

El propio operador del sistema ha tenido en cuenta este movimiento al alertar de que **la salida de grupos no adjudicados, combinada con la ausencia de reserva suficiente, puede comprometer la seguridad del suministro** si no se adoptan medidas adicionales.

En este contexto, Endesa planteó formalmente que la pérdida del régimen retributivo adicional de los grupos no seleccionados no se produjera de manera automática, sino que quedara condicionada a un **informe previo de Red Eléctrica** que acreditase que dichos grupos no son necesarios para garantizar el suministro. **El Ministerio ha asumido este planteamiento y ha retirado de la resolución el anexo que declaraba la pérdida directa de retribución**, dejando esta decisión supeditada a un pronunciamiento técnico del operador del sistema.

### Una adjudicación histórica, pero ajustada al límite

La resolución del concurso, el primero de estas características, adjudica potencia adicional para cubrir el horizonte 2028 en todos los sistemas eléctricos no peninsulares. En términos formales, **el Ministerio considera cumplido el objetivo del procedimiento, al haberse asignado toda la potencia convocada** mediante criterios técnicos y económicos que priorizan la eficiencia y el menor coste para el sistema.

Sin embargo, **Red Eléctrica subraya que el diseño de la convocatoria no incluía potencia específica para reserva**, sino exclusivamente la necesaria para atender la demanda prevista. Desde el punto de vista técnico, esta diferencia es clave en sistemas aislados, donde la falta de interconexiones obliga a sobredimensionar la capacidad disponible para garantizar la continuidad del suministro.

La advertencia del operador del sistema deja claro que **la adjudicación de los 181 proyectos, aun siendo relevante, no resuelve por sí sola los problemas estructurales de seguridad** en varios territorios y obliga a una planificación adicional.

El caso más inmediato es el de **Ibiza-Formentera, donde Red Eléctrica ha identificado la necesidad potencial de 35 MW adicionales** si se confirman las limitaciones medioambientales que podrían afectar a grupos actualmente en funcionamiento. Este escenario no fue incorporado a la convocatoria original y refuerza la tesis de que el sistema necesitará nuevas licitaciones específicas.

# Redeia y las eléctricas se enzarzan por la "precariedad" de las redes de transporte

elEconomista.es, 04 febrero de 2026

- *El atraso en la publicación de las capacidades y la falta de inversión motivan el choque*
- *La CNMC retrasa los mapas pero endurece las reglas para los nuevos proyectos desde febrero*
- *Endesa, Iberdrola y EDP recortan sus 2.800 millones de inversión extra para redes*



Red Eléctrica (REE) y las eléctricas están escenificando su particular disputa de manera pública con **críticas y acusaciones cruzadas**. El motivo no es otro que el colapso en las redes para dar cobijo a nuevas demandas, una problemática por la que ambos 'bandos' llevan chocando desde hace meses y que en las últimas horas ha motivado la publicación de comunicados con duras alusiones directas.

El último capítulo de estos desencuentros se localiza en el retraso de la publicación de los primeros mapas de capacidad de acceso de la demanda a la red de transporte eléctrico, [tal y como desveló este diario el pasado viernes](#). Estos datos, en manos del operador del sistema (REE), debían haberse publicado el pasado 2 de febrero. Sin embargo, ante las dificultades que REE está encontrando para establecer los valores de referencia en los puntos frontera entre transporte y distribución —solo ha logrado consensuar los valores en el 26% de los nudos—, **propuso a la CNMC retrasar la fecha al próximo 4 de mayo**.

La noticia no fue bien recibida por las empresas del sector. Aelec, asociación que aglutina los intereses de Iberdrola, Endesa y EDP, emitió un comunicado este martes, en el que criticaba la tardanza y trasladaba la responsabilidad a la propia REE, al "asignar capacidad en la red de transporte a los consumidores conectados a su red, en perjuicio de los consumidores que se conectan a la red de distribución". "En muchos casos, la capacidad que REE considera disponible en un nudo es inferior a la ya asignada por los distribuidores a sus clientes, lo que evidencia que la precariedad de la red de transporte es aún mayor de lo que muestran los mapas de distribución", agregó. Ante el retraso en las inversiones y en las actuaciones previstas en la red de transporte, la asociación reclamaba, con tal de agilizar su desarrollo, **"un mecanismo urgente para acelerar inversiones en la red [...] abriendo esas inversiones a los distribuidores para acelerarlas"**.

Estas últimas líneas sirvieron a REE como base para defenderse. En otro comunicado posterior publicado este miércoles, **el operador presumió de ser la compañía que más ha invertido en redes eléctricas en España en los últimos años**, superando los 1.500 millones en 2025. Del mismo modo, señaló que, al estar contempladas en la [Planificación que aprueba el Consejo de Ministros](#), las inversiones son vinculantes, inadmitiendo que no se hayan producido. "No hay actuación autorizada por las administraciones competentes que Red Eléctrica no haya desarrollado o esté desarrollando, lo que demuestra que el modelo de TSO, modelo de referencia en la UE, es una garantía para el sistema eléctrico español", alegó.

En respuesta directa al comunicado de Aelec, REE replicó que "es falso que la red de transporte se encuentre en una situación precaria", argumentando que en los últimos cuatro años, el tiempo de interrupción medio anual por causas atribuibles a la red de transporte es de apenas 0,46 minutos, **valor al menos 30 veces más bajo de lo que exige la normativa** que son 15 minutos.

Sobre la acusación relacionada con la gestión de acceso y conexión, REE confesó que **"aplica escrupulosamente la normativa vigente** en la gestión de las solicitudes de acceso y conexión a la red de transporte".

Y para devolver el golpe a las eléctricas, criticó la postura "contradictoria" de las empresas. "A tenor de las [manifestaciones realizadas por asociadas de Aelec](#) [...] **estarían planteando limitar sus inversiones**

tras la retribución anunciada para sus activos, localizándolas en otras jurisdicciones con condiciones regulatorias más favorables, lo cual resulta contradictorio con el interés manifestado ahora en participar en el desarrollo de la red de transporte".

## El concurso eléctrico finaliza con cuatro islas 'al descubierto' y sin la central de Sampol en el Puerto

Canarias7.es, 05 febrero de 2026

**De los 124 proyectos previstos caen 60; 18 de ellos de Endesa, que renuncia a La Gomera, El Hierro, La Palma y Lanzarote y a Jinámar. Cobra fuerza la idea de un segundo concurso**

La Dirección General de Política Energética y Minas, dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico emitió ayer a última hora de la tarde **la resolución que resuelve el concurso de concurrencia competitiva que se convocó en julio de 2024** y que resulta clave para dotar de seguridad del sistema eléctrico de Canarias y poner fin a los apagones.



El resultado del concurso, sin embargo, como se preveía deja mucho que desear y ha terminado de la peor de las maneras posibles. De las 124 propuestas que se presentaron para generar 1.000 nuevos MW de potencia, al final **han decaído en torno a 60, la mitad, en todas las islas y por diversos motivos, como restricciones urbanísticas, limitaciones en su funcionamiento o desestimiento directamente de la empresa.** Este es el caso de Endesa.

La falta de claridad de un sistema retributivo ha llevado a esta empresa (**Endesa**), **que tiene la mayor cuota de mercado y las centrales térmicas de producción de las islas, a renunciar a los proyectos a los que se había presentado en La Gomera, La Palma, El Hierro y Lanzarote. Además, de los presentados para la central de Jinámar.** En total se trata de 18 proyectos que ahora decaen y que dejan al descubierto estas islas y sin opción de producir electricidad más allá del año 2028, que según recoge esta resolución es cuando, a 31 de diciembre, entrará a operar la nueva potencia.

Dado que Endesa fue la única empresa que optó a presentar proyectos en estas cuatro islas no capitalinas, dadas las dificultades que entrañan, **ahora mismo quedan desiertas y sin proyectos a ejecutar.**

Desde el Ministerio de Transición Ecológica advierten que hay fórmulas para poder atajar esta situación. De un lado apuntan a que se podría imponer la obligación de alargar la vida útil de estas centrales. **Esta vía puede acabar en los juzgados** si se tiene en cuenta que a Endesa no se le permite renovar equipos y se le obliga a seguir operando con los que tiene, algunos de más de 50 años de vida, y que pese al mantenimiento que se les hace registran incidencias que pueden derivar en apagones de los que luego se les responsabiliza y sanciona.

Otras opciones a las que apunta el Miteco para paliar esta situación son las soluciones del concurso exprés (ya en marcha) y **las interconexiones entre islas**, como la que entrará a funcionar en breve entre la Gomera y Tenerife (y cuya obra será visitada hoy por la presidenta de Redeia, Beatriz Corredor) y la que existe entre Lanzarote y Fuerteventura. Sin embargo, La Palma exige otras soluciones al margen, ya que no tiene interconexión y la entrada de renovables está muy limitada por la debilidad de su sistema eléctrico.

Por todo ello, **coge fuerza la idea de que el Ministerio de Transición Ecológica debe ir a un segundo concurso**, que era algo que desde el sector se temía y que puede implicar nuevos retrasos (este concurso ha tardado casi 13 años en realizarse) en la entrada de nueva potencia en las islas, necesaria ante el 'agujero' que existe actualmente y que deriva en un riesgo alto de apagones.

Como recoge la resolución, **tampoco se llevarán a cabo los proyectos que preveía Sampol en la isla de Gran Canaria y, más en concreto, en la Zona Franca del puerto de Las Palmas.** Como se recoge en la memoria explicativa que acompaña a la resolución, el hecho de que la planta de gas de Totisa recibiera una

declaración ambiental negativa del Gobierno de Canarias y aunara el rechazo del Cabildo y del Ayuntamiento ha llevado al Ministerio a no dar resolución final favorable a esta planta de electricidad por «impedimento para su ejecución». Como se señala, existía un riesgo elevado de que fuera rechazado posteriormente como ocurrió con Totisa.

La resolución definitiva del concurso de concurrencia competitiva **echa el cierre definitivo a la centrales eléctricas de Las Salinas en Fuerteventura y de la Candelaria en Tenerife**, tal y como adelantó CANARIAS7 en su día. La oposición vecinal llevó al Gobierno a solicitarlo al Ministerio que ahora falla en su favor. Sí recibe, sin embargo, resolución favorable el proyecto de Jares en Fuerteventura, a petición del Gobierno canario, y que inicialmente había sido descartado.

**SIE SINDICATO FUERTE E INDEPENDIENTE DEL SECTOR ENERGETICO**  
**SIEMPRE CON LOS TRABAJADORES, EN DEFENSA DE SUS DERECHOS**



**Nos importan las PERSONAS,**  
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Pensiones

**Creemos en la NEGOCIACIÓN,**  
Ideas, Propuestas, Alternativas, Soluciones, Garantías

**Trabajamos por un FUTURO mejor.**  
Empleo, Trabajo, Seguridad, Formación, Desarrollo



SIE\_Iberdrola + SIE\_Endesa + SIE\_Naturgy + SIE\_REE + SIE\_Viesgo + SIE\_CNAT + SIE\_Engie + SIE\_Nuclenor + SIE\_Acciona Energía