

Resumen de **Prensa** Sector **Energético**



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Endesa logra un beneficio de 2.351 millones en 2025, un 18% más, y anuncia 10.600 millones de inversión

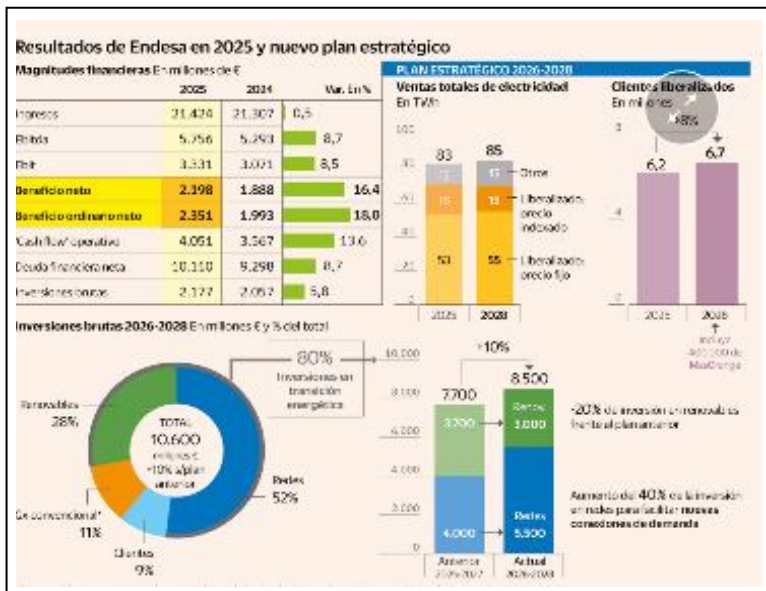
Cincodias.elpais.com, 24 febrero de 2026

La compañía anuncia que más de la mitad del plan inversor a tres años se destinará a redes, y dará un dividendo de 1,58 euros por acción

Endesa obtuvo el año pasado un beneficio neto de 2.351 millones de euros, un 18% por encima del obtenido en 2024. La compañía ha superado las previsiones, con un beneficio bruto de explotación (ebitda) de 5.756 millones, un 9% más, según ha informado este martes la compañía a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), en un ejercicio en que la demanda eléctrica peninsular aumentó un 2%, con precios muy competitivos en el mercado ibérico: de 65 euros/MWh. Gracias a este resultado, Endesa propondrá en su próxima junta general un aumento del dividendo previsto del 20%, hasta 1,58 euros por acción, que se cobrará exclusivamente en efectivo mediante dos pagos, en enero y julio. El mercado ha reaccionado de modo positivo, y las acciones de Endesa cerraron con una subida del 7,09%, hasta 34,28 euros por acción.



Después de que lo hiciera el lunes su matriz italiana, Enel, Endesa ha presentado su revisión estratégica 2026-2028, con el mayor plan inversor de los últimos 12 años, desde que opera en el perímetro de la Península Ibérica: 10.600 millones de euros, un 10% más que en el plan anterior 2024-2026. De la inversión total prevista, un 52% corresponderá a redes eléctricas, una partida que crece un 40%. Eso sí, la compañía pone como condición para reforzar su red “que se apruebe el real decreto que permitirá invertir por encima del actual tope regulatorio y se reconozca el 100% de las inversiones realizadas”, indica en un comunicado. Este fuerte desembolso, según la energética, “abrirá la puerta a conexiones de nuevos clientes en un contexto de saturación generalizada de esta infraestructura en toda España”.



En su información remitida a la CNMV, la compañía que dirige José Bogas advierte de que la situación de la red de distribución española es “crítica” y está saturada en el 88% de su capacidad y, en el caso del área de Endesa, hasta un 94%. La energética solo ha concedido un 18% de las nuevas solicitudes de demanda, 26.000 MW, un nivel que duplica el pico de demanda de la red de Endesa, “lo que da idea de la relevante demanda latente existente”, subraya.

Ello se traducirá en que el 80% de las inversiones previstas en la red pasarán a formar parte de la base de activos regulados (RAB), que se incrementará así un 13% desde los 11.500 millones a cierre de 2025 hasta los 13.000 millones estimados a final de 2028.

Por su parte, un 28% de las inversiones anunciadas se destinarán a renovables, que se frenan, con un descenso del 20% respecto al anterior plan, hasta 3.000 millones de euros. En esta área, Endesa “se guiará por criterios selectivos y con el foco en eólica e infraestructuras de almacenamiento, que sumarán conjuntamente 1.500MW de los 1.900MW que se prevé añadir a la base de generación a 2028”. Endesa cuenta con una plataforma de 3.000 MW de proyectos renovables híbridos en la Península Ibérica, que tienen suelo disponible con conexión a la red y pueden firmar contratos de suministro a largo plazo (PPA), como

sería el caso con los centros de datos. El objetivo es aumentar la producción verde en 7.600 MWh, con una capacidad de 25.200 GW.

El negocio de comercialización de electricidad y gas absorberá otros 900 millones de inversión. “El refuerzo de la atención presencial, **las alianzas como la cerrada con MasOrange para realizar ofertas cruzadas**, y la consecución de eficiencias para mantener la competitividad en un mercado muy desafiante serán los ejes clave de esta actividad”, señala la empresa.

La cartera de clientes liberalizados aumenta un 8%, hasta 6,7 millones, gracias a las nuevas alianzas. Endesa indica que el margen unitario eléctrico (52 euros/MWh, frente a los 55 euros/MWh en 2024) mantuvo un sólido comportamiento, pese al sobrecoste de la denominada operación reforzada implementada por el operador del sistema (REE) tras el apagón del 28 de abril.

Revisar el cierre nuclear

Respecto a las nucleares, Endesa reitera la necesidad de adaptar el plan de cierre de centrales en 2019 a la evolución real del plan energético español (PNIEC), para reforzar la seguridad de suministro y reducir los costes del sistema ante el retraso significativo en el cumplimiento de los objetivos de potencia eólica y de almacenamiento hasta 2030. “La tecnología nuclear resulta, además, la más competitiva y eficiente respecto a cualquier alternativa”, opina Endesa, que añade que, **“en condiciones de igualdad fiscal respecto de otras tecnologías**, el coste de sustituir el perfil de la nuclear por un mix de solar, baterías y centrales de gas resultaría el doble que el de la energía nuclear”.

En su revisión estratégica para tres años, Endesa señala que “está excepcionalmente posicionada para liderar la transición energética” y aprovechar las oportunidades de la electrificación de la economía (transporte, industria y edificios), así como de la atracción de nuevos consumos procedentes de la industria y los centros de datos (que absorberán en torno al 5% de la demanda total en 2030, unos 15.000 GWh).

El objetivo a 2028 es que el resultado bruto de explotación (ebitda) crezca el 4% anual y se sitúe entre 6.200 y 6.500 millones. El 85% del ebitda conjunto (18.000 millones de euros) corresponderá a negocios regulados o actividades ya comprometidas, “lo que da una sólida visibilidad al mercado”. El beneficio ordinario neto se situará entre 2.500 y 2.600 millones, con un incremento igualmente del 4% anual en promedio; y la deuda neta, en un rango de entre 14.000 y 15.000 millones, lo que supondría una ratio de apalancamiento de 2,3 veces, desde 1,8 veces a final del pasado.

Iberdrola bate récords: gana 6.285 millones en 2025 y eleva el dividendo un 12%

elEconomista.es, 25 febrero de 2026

- **La compañía invirtió una cifra récord de 14.460 millones, con el 60% destinado a EEUU y Reino Unido**
- **Almaraz es solo el principio: Iberdrola anuncia que pedirá extender la vida de más centrales nucleares**
- **Iberdrola cierra la venta de 757 MW de renovables en Francia al grupo Technique Solaire**

Iberdrola obtuvo en 2025 un **beneficio neto ajustado** de 6.231 millones de euros, un 10,3% más respecto a los 5.651,3 millones logrados el curso pasado. Si se mira el **beneficio neto reportado**, las cifras son similares: 6.285 millones, un 12% más respecto a los 5.611,9 millones obtenidos al cierre de 2024. El ajuste excluye una plusvalía por la venta de contadores inteligentes en Reino Unido (379 millones) y el reconocimiento de 389 millones de costes pasados en Estados Unidos, e incluye ajustes negativos de 465 millones en el negocio de renovables y clientes, así como el impacto del capital allowance en Reino o Unido, de 251 millones.

Según los datos reportados este miércoles por la compañía a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), Iberdrola incrementó sus principales magnitudes financieras. Así, la **cifra de negocios aumentó un 0,6%**, hasta los 45.017,3 millones, mientras que **el margen bruto** lo hizo un 1,8%, situándose en 24.299,2

millones. Por su parte, el **ebitda** aumentó un 3,1%, llegando hasta los 15.684,4 millones, mientras que el **ebit** creció al mismo ritmo, hasta los 9.891,9 millones.

En este desempeño, el ebitda de su **negocio de redes** creció a un ritmo del 21%, debido a la mayor base de activos regulados con mejores tarifas. Sin embargo, el segmento de producción y clientes disminuyó su rentabilidad un 10%, debido tanto a los **sobrecostes de los servicios complementarios por la operación reforzada** del sistema en la Península Ibérica como a los menores precios.



Por regiones, **Reino Unido** aportó 3.306 millones de euros, **EEUU** 2.662 millones y **Brasil** casi 3.000 millones. El ebitda de otros países de la **Unión Europea y Australia** alcanzó los 791 millones de euros, con **España y Portugal** aportando otros 6.000 millones de euros restantes. Como resultado, el 81% del ebitda del grupo ya proviene de países con calificación A.

Resultados de Iberdrola en 2025			
En millones de euros			
	2025	2024	Variación (%)
Cifra de negocios	45.017,30	44.739,30	0,60
Margen bruto	24.299,20	23.876,10	1,80
Ebitda	15.684,40	15.216,10	3,10
Ebit	9.891,90	9.596,90	3,10
Beneficio neto	6.231,00	5.651,30	10,30
Deuda	50.182,00	51.672,00	-2,80

Fuente: Iberdrola.

Inversiones en redes

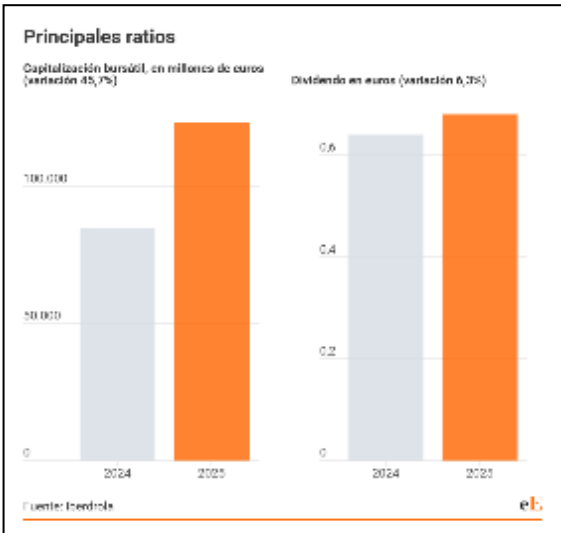
En este periodo, la **inversión bruta** alcanzó los 14.460 millones de euros, incluyendo la **adquisición del 30% de la participación de Previ en Neoenergía** en Brasil por 1.897 millones. Del total invertido, el 60% se marchó a Estados Unidos y Reino Unido. Por segmentos, **el 62% se destinó a redes**, con un aumento de la inversión orgánica del 13 %, para alcanzar una base de activos de 51.000 millones de euros.

"En los últimos 12 meses hemos avanzado notablemente en todos los pilares del **plan que presentamos hace 1 año**, reforzando

nuestro enfoque en infraestructuras de red con el transporte como nuevo vector de crecimiento en el Reino Unido, donde hemos asegurado 14 000 millones de euros de totex para los próximos 5 años. También en EEUU, después de la puesta en marcha de la **interconexión NECC entre Massachusetts y Canadá**, y ahora en Australia, donde recientemente se nos adjudicó **una línea de 1.200 millones en el estado de Victoria** que esperamos completar para 2030. Además, hemos continuado, aumentando nuestras inversiones en distribución y avanzando en la definición de nuevos marcos para los próximos años en todos nuestros países, principalmente en **Brasil**, donde el regulador ya ha aprobado la renovación de **nuestras concesiones de distribución por 30 años más**, proporcionándonos visibilidad hasta 2060. Además de las inversiones orgánicas, las operaciones de rotación de activos completadas en 2025 también han reafirmado nuestro enfoque estratégico en las redes, principalmente debido a **la adquisición de ENW**, ahora totalmente integrada y la compra de los minoritarios de Avangrid y Neoenergía", resumió su presidente, Ignacio Galán, durante la presentación de resultados.

Sobre la situación en **España**, el presidente indicó que su compañía se está adaptando a las nuevas señales de mercado: "Cuando se está reduciendo el dinero para operaciones y mantenimiento, **nosotros tenemos que adaptarnos a las nuevas circunstancias**. También se ha limitado el capex y se están dando una serie de directrices respecto a dónde





hay que invertir. No obstante, España representa menos del 20% de nuestra Base de Activos Regulados (RAB), de tal manera que no va a afectar a nuestro demasiado a nuestro negocio".

La eléctrica **redujo su deuda neta en 1.500 millones de euros**, hasta los 50.200 millones, mientras que la generación de caja creció un 8,2%, hasta los 12.811.

Con todo ello, la compañía destinará 4.500 millones al **pago de dividendos**, un 12% más frente al anterior periodo. La energética propondrá en su próxima junta de accionistas un pago por dividendo complementario de 0,427 euros por acción, que se suma a los 0,253 euros por acción abonados el 2 de febrero como dividendo a cuenta. Así, **propone un dividendo de 0,68 euros por acción**, un 6,3% más respecto al dividendo repartido en el ejercicio anterior.

La capacidad de generación aumentó en 2.710 megavatios, con otros 4.679 MW en construcción y una cartera adicional de 9.000 MW lista para 2028.

Previsiones para 2026

Para el ejercicio en curso 2026, la compañía con 125 años de historia prevé un **beneficio neto ajustado superior a 6.600 millones de euros**. Más allá, para 2028 espera superar los 7.600 millones.

"El año 26 será otro año de crecimiento. En primer lugar, debido a la consideración de **Electricity Northwest** y unos nuevos marcos de distribución o de transmisión. En **Brasil**, esperamos tener el control del 100% de Neoenergía en las próximas semanas y la finalización del proyecto de transporte. Y en América, gracias a las **nuevas interconexiones entre Canadá y Massachusetts**. También, la aportación de 2700 MW de nueva potencia instalada en el año 2025, así como la contribución parcial de estos 4,7 GW que ahora mismo están bajo construcción y que se completarán a lo largo del año. Asimismo, puedo decir que en la actualidad que todos los **pantanos** están al 100% de su capacidad. Esto es algo que nos ha dado más de 9.000 MW de energía almacenada y que se utilizará en su momento", desglosó Galán.

Redeia eleva un 37,2% su beneficio en 2025 y dispara un 40% las inversiones de Red Eléctrica de España

Elmundo.es, 26 febrero de 2026

Los ingresos del grupo, matriz de Red Eléctrica de España (REE) alcanzaron los 1.716 millones en 2025, un 4,2% por encima de los registrados en 2024

Telefónica pierde 4.318 millones en 2025 por el impacto del ERE y la venta de mercados latinoamericanos

Línea Directa ganó 85,7 millones de euros en 2025, un 33% más

Redeia obtuvo un beneficio neto de 505,6 millones de euros en 2025, lo que representa un incremento del 37,2% con respecto al ejercicio anterior debido a que el ejercicio 2024 se vio afectado por el efecto contable del acuerdo de venta de **Hispsat**, informó la compañía, que disparó un 40% las inversiones en la red de transporte y la operación del sistema eléctrico hasta la cifra récord de 1.551 millones de euros.

Los ingresos del grupo, matriz de **Red Eléctrica de España (REE)**, que suman la cifra de negocio y de la participación en beneficios de sociedades valoradas por el método de participación, alcanzaron los



1.716 millones de euros en 2025, un 4,2% por encima de los registrados en 2024, debido fundamentalmente al incremento experimentado en el negocio regulado en España.

Además, la actividad de fibra óptica de Reintel generó una cifra de negocio de 149,5 millones de euros, un 0,8% más que en 2024, mientras que la cifra de negocio más el resultado por puesta en equivalencia del negocio de transmisión eléctrica internacional desarrollada por Redinter se redujo un 2,5% respecto al ejercicio anterior, hasta los 132,5 millones de euros, debido a un menor volumen de proyectos para terceros en **Chile** y por los efectos del tipo de cambio eurodólar, parcialmente compensado con la buena evolución en **Perú y Brasil**.

El resultado bruto de explotación (Ebitda) del grupo alcanzó los 1.258,3 millones de euros el año pasado, con un aumento del 4% respecto al cierre de 2024.

Por actividades, la evolución del Ebitda del área de Gestión y operación de infraestructuras eléctricas nacionales se situó en los 1.010,1 millones de euros, un 3,5% más debido, fundamentalmente, a los mayores ingresos de transporte; mientras que el del negocio de **Transmisión eléctrica internacional (Redinter)** fue de 106,7 millones de euros, un 5,7% más; y el del área de **Fibra óptica (Reintel)** de 115,1 millones de euros, un 2,6% más.

La deuda financiera, a 31 de diciembre del grupo se situó en 5.474,2 millones de euros, con un incremento inferior al 2% debido a que las fuertes inversiones del ejercicio se vieron compensadas con la generación de caja del grupo, la desinversión de Hispasat y el dividendo recibido de **Argo (Brasil)** fundamentalmente.

INVERSIONES

En lo que respecta a las inversiones, el grupo incremento en 2025 un 40,4% las destinadas a la red de transporte y la operación del sistema eléctrico, hasta los 1.551 millones de euros, una cifra que multiplica prácticamente por cuatro el volumen de inversión de la compañía desde 2020.

En concreto, la partida destinada por REE al desarrollo y refuerzo de la red de transporte ha mantenido un crecimiento sostenido: su inversión se ha **incrementado en 448 millones**, llegando así a los 1.424 millones de euros.

El resto de los 1.551 millones de euros se destinó a la operación del sistema y a la construcción de la central de Salto de Chira en Gran Canaria, que avanza a buen ritmo.

En total, el conjunto de inversiones de Redeia ascendió a 1.626 millones de euros, un 38,7% más respecto a 2024. En este ejercicio se formalizó la venta de la participación de Redeia en Hispasat por un importe de 725 millones de euros, sin impacto en la cuenta de resultados de 2025 en función de los acuerdos contractuales.

DIVIDENDO DE 0,8 EUROS

En lo que respecta al dividendo, el consejo de administración propondrá a la Junta General de accionistas el reparto de un **dividendo de 0,80 euros por acción** con cargo a los resultados de 2025.

De este importe hay que deducir los 0,20 euros por acción pagados a cuenta el pasado 7 de enero. El dividendo complementario de 0,60 euros se abonará en los primeros días del mes de julio.

SIN PROVISIONES POR EL APAGÓN

En la información remitida a la **Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV)**, el grupo presidido por **Beatriz Corredor** reiteró, al igual que en los trimestres anteriores, que en función de los análisis internos realizados con la información existente en la actualidad y de la opinión de la Dirección de Servicios jurídicos de Redeia y de sus asesores legales independientes sobre el apagón eléctrico del 28 de abril de 2025, "los administradores estiman que no es probable que el mencionado incidente implique la salida de recursos del grupo en el futuro, por lo que no se ha registrado ninguna provisión en los estados financieros".

No obstante, añade que, dado que continúan en marcha diversas investigaciones, entre ellas la de la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)**, "esta estimación realizada por los administradores podría verse modificada en el futuro".

Asimismo, a espera todavía de conocerse el informe técnico sobre las causas del incidente y el proceso de reposición por parte del comité de expertos compuesto por operadores eléctricos y reguladores europeos - Entso-E-, y esa investigación por parte de la CNMC, señala que, en la actualidad, "no es posible cuantificar de forma objetiva el importe derivado de reclamaciones por daños porque tales reclamaciones todavía no se han recibido por un importe significativo, no habiendo transcurrido aún el plazo de prescripción para su ejercicio".

El presidente de Naturgy cobró 8,2 millones el año pasado, un 3,4% más

Cincodias.elpais.com, 24 febrero de 2026

El consejo en su conjunto percibió casi 12 millones y cada trabajador de media, unos 72.000 euros, un 5,7% más



El presidente ejecutivo de Naturgy, Francisco Reynés, percibió una retribución total de 8,249 millones en 2025, un 3,46 % más que en 2024, según la información remitida por la sociedad a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV). En el informe de remuneraciones del consejo figura que Reynés cobró 5,24 millones en metálico, 3,07 millones por los sistemas de ahorro y 118.000 euros por otros conceptos.

Esta retribución en metálico incluye 1,1 millones de euros de remuneración fija, 1,26 millones de euros en sueldo y otros 2,763 millones de la retribución variable a largo plazo. El conjunto de los consejeros, 15 actualmente, percibió un total de 8,65 millones de

euros en metálico, una cifra que sube a 11,8 millones si se incluyen todos los conceptos. Mientras, la remuneración media de la plantilla se situó en 71.953 millones, un 5,76% más que en el ejercicio anterior.

El consejo de administración del pasado 17 de febrero acordó adelantar un año la **renovación de Reynés** como presidente hasta 2030. La reelección le correspondía en 2027, si bien, la compañía no ha explicado el motivo de este adelanto. La renovación debe ser aprobada por la junta general de accionistas, que Naturgy ha fijado para el próximo 24 de marzo en Madrid.

La junta deberá refrendar también los cambios en el consejo aprobados el día 17, y que Reynés anunció durante la la presentación de sus resultados de 2025. El fondo australiano IFM, que en la actualidad se sitúa como segundo accionista, pasará de dos consejeros a tres, con la incorporación de Lars C. Bespolka, máximo ejecutivo de este fondo para Europa. Por su parte, GIP-BlackRock, que ha recortado su posición en el accionariado, perderá uno y se quedará con dos sillones, aunque no se ha informado de quién será el que abandone. Por su parte, serán reelegidos como consejeros dominicales Jaime Siles, por IFM, y Ramon Adell, por Criteria.

Naturgy obtuvo el año pasado un beneficio de 2.023 millones de euros, un 6,4% más que en 2024, y ha anunciado el pago de un tercer y último dividendo de 0,57 euros con cargo a 2025, con lo que el dividendo total por acción se situará en 1,77 euros.

El bonus de 80 millones

En febrero del año pasado, tras el fin de **su plan estratégico 2021-2025**, y el arranque de una nueva hoja de ruta, permitió que 130 directivos cobraran el llamado Incentivo a Largo Plazo (ILP) ligado a la consecución de los objetivos del plan que ahora termina y que les supuso el cobro en metálico de unos 80 millones de euros. De estos consejeros, 23 se consideran *top* y recibieron el grueso del bonus, pues son los que recibieron en su día casi nueve millones de acciones incluidas en un *vehículo*.

Reynés no cobró ese incentivo, al que había renunciado **en plenas negociaciones sobre la opa de la emiratí Taqa** por el 100% de Naturgy, pero sí el que se aplicaba previamente ligado a los objetivos económicos.

Mientras el primero está ligado a la cotización, el segundo va unido a la evolución económica de la compañía. Reynés, que tenía 2,5 millones de acciones de Naturgy, declinó voluntariamente percibir este bonus ante el posible conflicto de intereses al que se enfrentaba, ya que el consejo que preside debía pronunciarse, llegado el caso, sobre “una oferta actual o futura”, tal como señaló en un comunicado. **Con la renuncia a cualquier posible liquidación** de la oferta, según la empresa, quedaba “garantizada la independencia de Reynés”.

Quienes no renunciaron al ILP fue la veintena de directivos con derecho al mismo, que recibieron en su día **casi nueve millones de acciones (8.639.595)** a un precio medio de 23,15 euros por título, que la compañía financió con 200 millones de euros (100 millones en aportación de fondos y otros 100 millones de euros con financiación bancaria).

Las renovables aseguran que pidieron sin éxito a CNMC y REE la nueva norma de control de tensiones antes del apagón

Elespanol.com, 20 febrero de 2026

Defienden que la actualización del PO 7.4 habría contribuido a evitar un cero nacional el 28 de abril.

Más información: Repsol, Moeve e industrias retienen sus reclamaciones por el apagón a la espera de cerrar sus peritajes y de la CNMC



Los responsables de las principales asociaciones renovables en España sostienen que, antes del apagón, ya habían instado sin éxito a la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** y a **Red Eléctrica** a poner en marcha la norma que podría haber evitado el **cero nacional**.

Se trata de la **actualización del procedimiento de operación PO 7.4**, llamado a permitir que las renovables participen en el control de tensiones de la red y que fue aprobado seis semanas después del gran apagón.

Esta cuestión centró buena parte del debate este jueves durante la comparecencia del director general de la **Unión Española Fotovoltaica (UNEF)**, José Donoso, y del director general de la **Asociación Empresarial Eólica (AEE)**, Juan Virgilio, ante la comisión del Senado que investiga el apagón del 28 de abril.

Donoso fue especialmente crítico con el retraso del regulador. Recordó que "desde 2019 el 90% de las plantas instaladas en España cuentan con la electrónica de potencia necesaria para controlar la tensión".

Sin embargo, no podían utilizarla porque **"necesitaban un reglamento técnico que diga de qué forma tienen que controlar esa tensión; ese es el PO 7.4"**. Según explicó, en 2020 "a petición de Red Eléctrica, la CNMC elaboró el primer borrador de estas instrucciones técnicas".

"Ese borrador se quedó en el cajón", criticó, antes de remarcar que **el texto finalmente aprobado tras el apagón es "muy similar" a aquel primer borrador de 2020**.

En 2022, según añadió, se llevó a cabo un *sandbox* regulatorio -un entorno de pruebas supervisado-financiado con fondos europeos que "tuvo éxito y cuyas conclusiones se conocieron en 2023". Pese a ello, el PO 7.4 "siguió en el cajón" y "sólo se aprobó semanas después del apagón".

Ante la pregunta de si habían trasladado a la CNMC la necesidad de adaptar el PO 7.4, Donoso aseguró que sí.

"Ese PO 7.4 era necesario **desde el punto de vista técnico, pero también era posibilidad de tener ingresos adicionales complementarios**", en un mercado hasta ahora restringido a unas pocas tecnologías.

A su juicio, "si hubiésemos podido regular tensión en el momento del incidente, **con mucha probabilidad ese incidente no se hubiera producido**". En lugar de contar con "sólo nueve centrales convencionales", Red Eléctrica habría tenido "decenas de unidades fotovoltaicas para trabajar en la tensión".

Desde el sector eólico, Juan Virgilio se mostró más contenido, aunque respaldó el mismo planteamiento. "Claro que instamos al conjunto de Red Eléctrica y la CNMC a que activasen lo antes posible el PO 7.4", aseguró. Esas gestiones, precisó, fueron anteriores al 28 de abril.

"Es un tema estructural, no tiene que ver con el apagón. Tenemos que ir avanzando con un *mix* renovable en el que **las renovables aporten poco a poco los servicios que antes proporcionaba la potencia sincrónica**", explicó.

"Si ese procedimiento de operación hubiera estado aprobado y se hubieran habilitado plantas, REE habría podido activarlas y programarlas con una estrategia geográfica, y habríamos tenido más actores para controlar la tensión el día del apagón", afirmó.

Modo reforzado

Los líderes de las patronales renovables también insistieron en la necesidad de que se ponga fin cuanto antes a la **"operación reforzada" con la que REE opera el sistema tras el apagón**.

Juan Virgilio **estimó un 15% de pérdida** de ingresos para su sector eólico por esta operativa, que supone menos integración de las renovables en el sistema y que se mantiene por precaución.

Donoso también quiso enfatizar que "todos los informes realizados sobre el apagón coinciden en que no hubo ninguna responsabilidad de la energía fotovoltaica" y defendió que "no debemos seguir en el sistema reforzado".

Red Eléctrica destapa cientos de proyectos fantasma especulativos con las licencias de luz

Expansión.com, 20 febrero de 2026

- **¿Por qué todos quieren construir centros de datos en España?**
- **CNMC abre una gran auditoría de la red eléctrica contra la especulación**

Red Eléctrica, el grupo que gestiona las líneas troncales de alta tensión en España, ha publicado por primera vez en la historia lo que se conoce como mapa de las capacidades de acceso a esa infraestructura.

La red está saturada y hay pocos huecos para conectar a nuevos grandes consumidores de luz, a no ser que se hagan inversiones masivas o se tomen otras medidas. Es algo que ya se sabía. La sorpresa es que, por primera vez, se ha destapado la punta del iceberg de una especulación masiva en torno a las licencias de la luz.

Según los datos de Red Eléctrica, grupo que depende de Redeia, desde 2022 **se han concedido licencias para conectar 11.800 megavatios de consumo** (equivalentes a once centrales nucleares).

Sin embargo, de todos esos megavatios, que **corresponden a cerca de mil proyectos, ninguno está operativo en estos momentos**. Es decir, están reteniendo una licencia durante cuatro años que no se está usando. Aunque hay proyectos que Redeia sabe que sí se están construyendo, aunque aun no estén conectados, de otros no se tiene constancia. Son proyectos fantasmas y muy posiblemente especulativos.

Redeia **no distingue cuántos de esos 11.800 megavatios que están concedidos pero que no se están usando** -y, por lo tanto, están impidiendo que esa conexión se destine a otros usos- corresponden a centros de datos, proyectos industriales, electrolineras o nuevos desarrollos urbanísticos.

Guerra política y empresarial

Este es el enésimo capítulo en la guerra que se ha desencadenado por la red eléctrica en España y el acceso a ella. Unos y otros están usando la saturación de la red como herramienta para especular o como argumento político o como argumento empresarial contra los rivales.

Los centros de datos **vienen quejándose de que no se les conceden licencias** para conectarse, aunque muchos la tengan, pero no se estén construyendo. Las grandes eléctricas critican a Redeia por no darles más permisos para enganchar a sus propias redes de distribución y así facilitar, aguas abajo, nuevos permisos de conexión.

Algunos gobiernos autonómicos critican al Gobierno central por no acelerar las inversiones de Redeia para ampliar la red y así facilitar el despliegue de más centros de datos o proyectos industriales. **Redeia critica a las eléctricas** por no haber colaborado para despejar qué nudos de la red tienen o no más capacidad. Y así sucesivamente.

Cinco años

A finales de 2023, **se cambió la legislación** para que, a partir de ese momento, los proyectos a los que se les diera licencias, o los que la tuvieran concedida, fueran cumpliendo una serie de hitos, u obligaciones, para su construcción.

La gran obligación era que **debían estar enchufados a la red antes de cinco años** a contar desde ese momento (noviembre de 2023). El problema que denuncia Redeia con la publicación de los datos es que hay licencias por 11.800 megavatios que se concedieron antes y no están conectados. Y tendrán incluso hasta 2028 para seguir ociosos.

Acaparamiento

Por otra parte, también hay un efecto de **estampida y acaparamiento**. Como el acceso a la red troncal es un bien escaso, otros cientos de proyectos están acudiendo en masa intentando acaparar proyectos.

Las grandes eléctricas con red de distribución (Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP) a su vez, también han pedido más capacidad a Red Eléctrica para conectar sus líneas a las de alta tensión, para a su vez conceder licencias de enganche en esas redes de distribución, aguas abajo. Redeia desvela que **han pedido más del doble** de lo que en su día (diciembre de 2007, en pleno boom económico) fue el consumo histórico del sistema eléctrico español.

Redeia explica que la red de transporte **aún dispone de capacidad para nueva demanda de consumo en el 25% de sus nudos**, que podrá ser otorgada bien a través del criterio general de prelación o mediante concurso.

Los datos de Redeia se dan a conocer después de que este grupo tuviera su propio **rifirrafe con la Comisión de Competencia**, que obligó a desvelar los mapas de capacidad, sin demoras ni prórrogas.

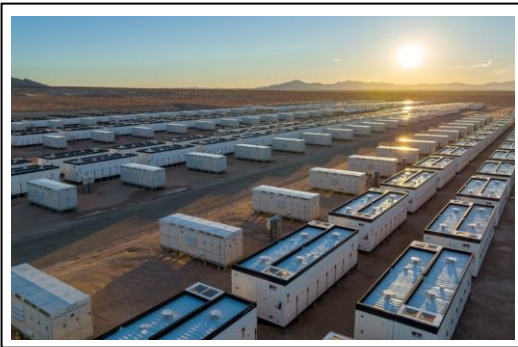
La última pieza del puzzle renovable ya encaja: el precio de las baterías de almacenamiento ha llegado a su mínimo

Xataka.com, 20 febrero de 2026

Los costes de almacenamiento energético caen a mínimos históricos mientras Occidente y China inician una guerra fría por el galio y los chips que dominan la red eléctrica

Durante años, los detractores de la transición energética se han aferrado a un argumento aparentemente inamovible: el sol y el viento son intermitentes, y guardar esa energía para cuando no sopla o es de noche resulta económicamente inviable. Este desfase entre la oferta y la demanda genera el fenómeno conocido como la **"curva del pato"**, donde la energía solar abunda de día pero cae drásticamente justo cuando el consumo nocturno se dispara.

Para equilibrar esta balanza, el almacenamiento en baterías se erige como la solución definitiva. Hoy, ese último bastión contra la viabilidad total de las energías limpias acaba de desmoronarse. La última pieza del puzzle renovable ya encaja, pero su abaratamiento ha destapado un problema mucho más complejo: una feroz carrera geopolítica por controlar los materiales que hacen posible este milagro tecnológico.



La barrera económica ha caído. Si echamos un vistazo a los datos, la gráfica del coste de las baterías dibuja una caída en picado histórica. Según el informe *Levelized Cost of Electricity 2026 de BloombergNEF*, almacenar energía en proyectos de cuatro horas es hoy un 27% más barato que hace un año, tocando fondo en los 78 dólares por megavatio-hora (MWh). Nunca, desde que empezaron los registros en 2009, guardar electricidad había sido tan accesible. Y esta anomalía positiva se sostiene sobre tres pilares muy claros:

- La reducción en los precios de los paquetes de baterías.
- El aumento de la competencia entre los distintos fabricantes.
- El exceso de capacidad de fabricación proveniente del mercado de los vehículos eléctricos.

Los carburantes pagan el pato. Mientras las tecnologías limpias se abaratan, los combustibles fósiles sufren el efecto contrario. Impulsadas por la voraz demanda eléctrica de los nuevos centros de datos, las nuevas plantas de gas han visto encarecerse sus equipos. De hecho, [el informe de BloombergNEF](#) destaca que el coste global de la electricidad para las turbinas de gas de ciclo combinado ha subido un 16%, alcanzando un récord de 102 dólares/MWh.

El mercado ya ha dictado sentencia: en Estados Unidos y Canadá, la energía eólica ha desplazado al gas como la fuente más barata para nueva generación, mientras que las renovables ya superan los costes operativos de las plantas de combustibles fósiles existentes en mercados clave de Asia-Pacífico.

El elefante en la habitación. Si los costes globales se han hundido, es en gran parte porque China ha inundado el mercado con una sobreproducción masiva. Esta apabullante cifra, sin embargo, nació de una disfunción sistémica. [Como alertaban los análisis de hace dos años](#), las normativas provinciales chinas obligaron a los parques solares a instalar baterías por ley, lo que llevó a acumular sistemas que apenas se usaban por la falta de incentivos en el mercado eléctrico.

Pekín logró su objetivo: escalar la producción a un nivel inalcanzable para el resto del mundo. Hoy, en 2026, esa inercia ha mutado en un tsunami industrial. Según advierte el reciente informe [de BloombergNEF](#), el desplome actual de los precios se ha visto acelerado por un nuevo factor: el exceso de capacidad de fabricación proveniente del mercado de vehículos eléctricos. La feroz competencia entre fabricantes chinos y la sobreproducción de baterías para coches ha terminado abaratando drásticamente los sistemas a gran escala, transformando para siempre la economía de la red eléctrica mundial.

El "cerebro" de la red y la trampa del galio. Tener millones de baterías baratas no sirve de nada sin un sistema que las gestione. Almacenar energía es solo el primer paso; para verterla a la red de forma estable se necesitan inmensos inversores de potencia. Estos equipos funcionan como el "cerebro" electrónico de la instalación, compuestos por módulos lógicos y chips de alto rendimiento que deciden en milisegundos cuándo absorber los excedentes y cuándo liberarlos. Y es aquí, en los semiconductores capaces de soportar estos voltajes extremos sin derretirse, donde se libra la verdadera batalla.

Durante décadas, Occidente operó bajo un espejismo. [Como señala la analista Gillian Tett](#), las élites occidentales asumieron que fabricar cosas era un "trabajo sucio" de bajo margen que podía externalizarse. Se obsesionaron con el software mientras China construía silenciosamente la infraestructura física del siglo XXI. Hoy, Pekín posee lo que el inversor Craig Tindale denomina ["soberanía de procesamiento"](#): controla el 90% de las tierras raras y un abrumador 98% del galio. Este último es ese metal estratégico irremplazable para los semiconductores avanzados que gestionan la energía. Tras inundar el mercado durante años para

asfixiar la minería occidental, China impuso controles de exportación, provocando que su precio se triplicara hasta alcanzar récords históricos por encima de los 1.500 dólares el kilo.

Del "barro rojo" a los chips: el contraataque occidental. Para Estados Unidos, esto ya es una cuestión de supervivencia nacional. La respuesta de Washington y sus aliados ha sido diseñar un ambicioso plan para independizarse de Pekín extrayendo galio directamente de los desechos industriales, el conocido como "barro rojo".

La estrategia es un triángulo intercontinental:

- En Australia, la refinería de Wagerup se ha aliado con EE.UU. y Japón para filtrar galio del procesamiento de bauxita, aspirando a cubrir el 10% de la demanda global sin abrir nuevas minas.
- En Luisiana, la planta de Gramercy ha recibido 150 millones de dólares del Pentágono para procesar sus propios desechos de aluminio y cubrir la demanda total estadounidense.

Pero el riesgo económico es enorme. Los expertos advierten que el mercado del galio es peligrosamente pequeño, y si la producción occidental aumenta demasiado rápido, los precios podrían colapsar. Para blindar estas inversiones frente al *dumping* chino, la Casa Blanca ha desplegado el *Project Vault*, una reserva estratégica de 12.000 millones de dólares.

El cuello de botella humano. Aun con todo el dinero sobre la mesa, Occidente se enfrenta a un problema que no se soluciona imprimiendo billetes: el "cuello de botella humano". Tras décadas de desindustrialización, los ingenieros y operarios occidentales que sabían operar plantas químicas y fundiciones complejas se han jubilado. Reconstruir esa soberanía física requiere unas manos expertas que, hoy por hoy, escasean a este lado del mundo.

No obstante, en este mundo interdependiente, China también tiene una vulnerabilidad crítica. A pesar de su monopolio en los materiales, su industria aún se ve obligada a importar casi la totalidad de los módulos lógicos avanzados que controlan las turbinas y las redes en tiempo real. Pekín tiene las fábricas y los minerales, pero Occidente sigue teniendo el "cerebro" y la química fina que hace que los sistemas complejos funcionen.

Un futuro con muchas aristas. La viabilidad económica de un mundo movido al 100% por renovables ya es una realidad irrefutable. Las baterías han dejado de ser el freno económico de la transición. Sin embargo, hemos escapado de la tiranía geológica del petróleo solo para descubrir una nueva ironía: el control del sol y el viento ya no depende del clima, sino de quién gane la guerra por los semiconductores y domine los minerales que darán luz al futuro.

Naturgy pone en venta su negocio de renovables en Chile por su baja rentabilidad

elEconomista.es, 20 febrero de 2026

- **La congestión de la red en el norte de Chile y el recorte de energía renovable están detrás de la venta**
- **La desinversión afecta al parque eólico Cabo Leones II y a la planta fotovoltaica San Pedro en Atacama**

Naturgy ha activado la venta de su negocio de renovables en Chile tras constatar que esas plantas no están alcanzando la rentabilidad exigida por el grupo. La compañía ha reclasificado sus sociedades chilenas de generación renovable como "activos mantenidos para la venta" en su documentación de resultados anuales de 2025.

Steven Fernández, responsable global de mercados financieros y desarrollo corporativo, confirmó además en la presentación a analistas que: "La razón por la que esos activos se mantienen para la venta, sencillamente, es porque **no cumplieron o no están cumpliendo con nuestros requisitos de**



rentabilidad". Fernández añadió que la decisión no tiene implicaciones para el resto de los activos renovables del grupo fuera de Chile.

Naturgy opera en el país el **parque eólico Cabo Leones II (206 MW)** y la **planta fotovoltaica San Pedro (106 MW)**, ambos en el desierto de Atacama y vinculados a su filial Global Power Generation.

En el caso del eólico, la española Ibereólica mantiene una participación minoritaria del 49%, según la información publicada por el propio grupo Ibereólica. La eléctrica cerró además **financiación de proyecto por unos 280 millones de dólares** para estas instalaciones.

La venta se produce en un contexto especialmente complejo para la eólica y la solar en el norte de Chile, donde **la congestión de la red de transmisión ha elevado el volumen de energía renovable recortada (curtailment)**, presionando los ingresos de los generadores.

Un informe de Ember publicado en 2025 señalaba que la reducción de vertidos es clave para capturar el potencial renovable del país. En la misma línea, un balance de mercado difundido en enero de 2026 indicaba que **el curtailment renovable en Chile se situó en 6,2 TWh en 2025**, con especial incidencia en regiones del norte, incluidas Antofagasta y Atacama.

Por otro lado, Repsol también ha terminado la construcción de su planta de Antofagasta, pero por el momento no ha anunciado ningún proceso de rotación de activos al respecto, aunque es la práctica habitual en España y Estados Unidos.

La UE prepara una cumbre el 6 de marzo para intervenir y rebajar los precios de la electricidad

elEconomista.es, 21 febrero de 2026

- **Bruselas reabre la discusión del mercado marginalista y busca afrontar los precios cero**
Italia recorta en 3.000 millones los recibos con una fórmula similar a la 'excepción ibérica'

La Comisión Europea prepara un **paquete de medidas para afrontar los elevados costes de la electricidad** y reducir el diferencial de competitividad existente para la industria frente a EEUU o China.

El próximo 6 de marzo, la presidenta de la Comisión, Ursula von der Leyen, ha convocado una reunión para analizar las posibles orientaciones de las medidas a adoptar para reducir el precio de la energía.

La idea inicial es adoptar una serie de medidas que permitan **desacoplar los precios del gas y de la electricidad** y afrontar el impacto de las crecientes horas a precios cero o negativos que se están registrando en Europa y que comienzan a poner contra las cuerdas a un buen número de promotores de renovables.

La convocatoria de este encuentro se produce al mismo tiempo que **el Ejecutivo comunitario ha retirado su plan de presentar un paquete de medidas** que tenía ya calendarizado para el 10 de marzo.

La Comisión pretendía dar a conocer los avances llevados a cabo por el grupo de trabajo que constituyó hace casi un año para estudiar las medidas a adoptar, pero ahora parece que las propuestas volverán a pasar por la Comisión Europea.

Los cambios en los planes de Bruselas se producen después de que **el pasado 12 de febrero, a petición del presidente del Consejo Europeo, António Costa, se celebre una reunión** entre los líderes europeos para retomar la agenda de competitividad del continente.



Según fuentes consultadas por este diario, dentro del debate, **jugó un papel protagonista el orden de mérito de las tecnologías en el mercado mayorista** y su carácter marginalista, un debate que parecía abandonado tras la última reforma del mismo pero que vuelve a la primera línea de discusión en Europa.

La Comisión preparaba un paquete de actuación con medidas inmediatas y reformas estructurales para abaratar la energía sin frenar la transición **atacando tres palancas: el coste del suministro, los peajes y costes de red, y los impuestos y cargos**.

Para ello, Bruselas anima a los Estados miembros a ajustar la fiscalidad energética (incluido IVA y gravámenes) y a rediseñar tarifas y peajes para premiar la flexibilidad y el consumo eficiente de la red, reforzando la protección frente a la pobreza energética y facilitando el cambiar a ofertas más baratas.

En paralelo, la UE propone **acelerar el despliegue de renovables, redes y almacenamiento** mediante simplificación y acortamiento de permisos (con una nueva directiva de permisos), y expandir y modernizar redes e interconexiones con el "paquete europeo de redes" que contará con el apoyo del BEI con un paquete específico para fabricación y cadena de suministro para acelerar inversiones.

Para reducir la exposición a la volatilidad del gas en el precio de la electricidad, Bruselas pretende **impulsar contratos a largo plazo (PPAs, contratos por diferencia u otros esquemas de estabilización)** y mecanismos de reducción de riesgo, incluyendo un piloto con el BEI para respaldar PPAs, además de medidas para profundizar mercados de cobertura.

En el mercado del gas, la UE prevé reforzar la supervisión y transparencia (con coordinación entre reguladores energéticos y financieros) a través de un grupo de trabajo que analice posibles ajustes para evitar distorsiones.

Finalmente, plantea un **"contrato tripartito" entre sector público, promotores de energía limpia e industria** para movilizar inversión y cerrar acuerdos de demanda que den estabilidad de precios, y un paquete de preparación ante crisis para coordinar respuestas y minimizar picos de precios cuando haya shocks de oferta o tensiones en el sistema.

Las propuestas en análisis por parte de la Comisión han chocado con las actuaciones que están llevando a cabo individualmente los distintos países europeos.

Alemania aprobó un paquete de ayudas para su industria de más de 27.000 millones de euros que generó un profundo rechazo por parte de otros países con menores capacidades financieras.

El 15 de diciembre, en el Consejo Europeo, **España y Portugal encabezaron una queja formal** que fue respaldada por varios países.

El último paso, no obstante, lo ha dado Italia. **El Gobierno de Giorgia Meloni ha aprobado un decreto con dos medidas principales orientadas a abaratar el precio mayorista de la electricidad a partir del 1 de enero de 2027**: reembolsar a las centrales de gas determinados componentes de los peajes de transporte de gas y, además, devolver parcialmente costes del EU ETS (CO₂), con un tope equivalente al coste de emisiones de una central de ciclo combinado "eficiente". En ambos casos, el coste de los reembolsos se recuperaría mediante cargos sobre las retiradas de electricidad, es decir, trasladándolo a los consumidores.

El decreto italiano que analizan Goldman Sachs, BofA y Citi aseguran que es una intervención para abaratar la factura actuando a la vez sobre medidas presupuestarias (subvenciones, rebaja de cargos y refuerzo de tarifa social) y sobre la formación de precios del mercado.

El paquete total se mueve, según Goldman Sachs, en un orden de magnitud de **2.500-3.000 millones de euros anuales** y abre incertidumbre a corto plazo para las utilities, por la posibilidad de tocar componentes ligados al CO₂ y por el intento de empujar el mercado mayorista a la baja con más oferta renovable y cambios en el gas.

Los cambios se producen a las puertas del nuevo plan estratégico de Enel y Endesa, que queda expuesta porque una caída del pool termina trasladándose a los contratos minoristas y comprime el margen. El otro eje de riesgo es la "reordenación" de las renovables maduras cuando expiran sus regímenes de apoyo. BofA advertía de un posible "precio administrativo" de respaldo muy bajo para activos que salgan de incentivos si

no repotencian o no firman PPAs largos, lo que recortaría ingresos y fuerza una migración hacia repowering o contratación a largo plazo. **La banca teme que sea un precedente para España.**

Las lluvias convierten las presas de toda España en baterías que tiran el precio de la luz

Elmundo.es, 21 febrero de 2026

El megavatio hora no había estado tan barato en estas fechas en los últimos cinco años, aunque se espera que suba de nuevo tras



Desde principios de enero a mediados de febrero el agua parecía no dejar de caer sobre España salvo en pequeños respiros puntuales que casi producían asombro allí donde se daban. Mientras, por toda España hubo un fenómeno, en cierto modo, aún más sorprendente: agua que en lugar de caer, subía. Lo hacía, además, para generar la electricidad más barata de los últimos cinco años gracias a las centrales hidroeléctricas de turbinación. Ha sido una suerte de experimento que muestra cuál debería ser el futuro del mix eléctrico en el país, según lo recogido en el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)**, aunque aún con

las dudas de que se alcancen los objetivos de almacenamiento y con la espada de Damocles sobre las centrales nucleares, cuyo cierre, hoy en día, supondría depender aún más del gas y las centrales de ciclo combinado.

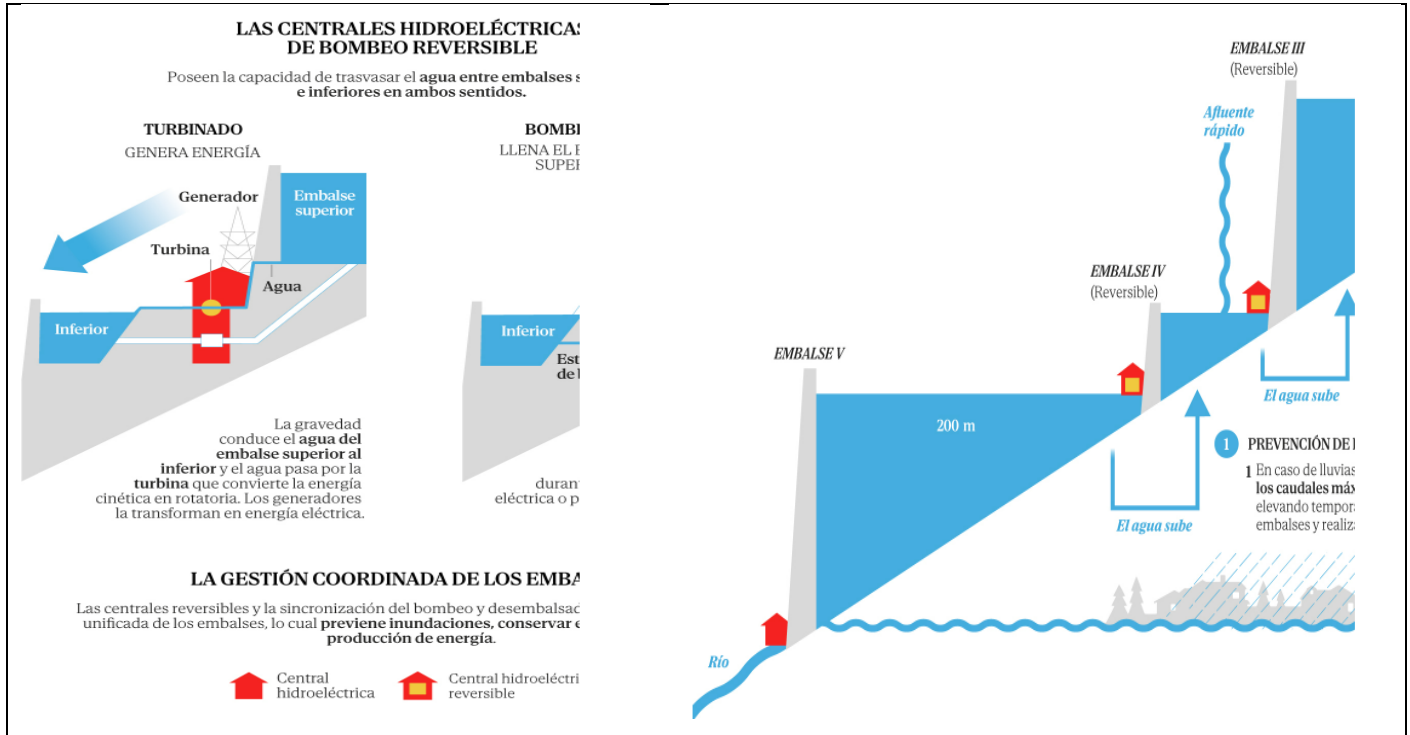
En enero de este año el precio del megavatio hora en el mercado mayorista ha sido 71,78 euros de media, **el más barato para este mes desde 2023** (entonces marcó 69,55 euros/MWh) y muy por debajo de lo vivido en 2022, cuando se fue hasta los 201,72 euros, siempre según los datos de OMIE. En los primeros 15 días de febrero la tendencia es todavía más pronunciada: los 10,7 euros de esta quincena ridiculizan incluso la cifra alcanzada en el mismo mes de 2021 (27,86 euros), que ya fue históricamente bajo y estuvo enmarcado en un contexto de menor actividad económica -aún coleaba la pandemia- y todavía lejos de la crisis energética que comenzó poco antes de la invasión de Ucrania por parte de Rusia.

Es decir, este febrero el precio de la luz en el mercado mayorista es un 90% más barato que el año pasado (108,31 euros) y el porcentaje sería aún superior (91%) si se compara con el precio de la primera quincena de febrero (121,37 euros). Si vamos a 2022, el único año con un enero más barato, también hay una diferencia considerable: **cuesta un 80% menos que en la media de esos primeros 15 días** (si bien es cierto que ese año se desplomó en la última semana, por lo que el precio medio de todo el mes aún podría igualarse).

Aunque siempre hay que tener en cuenta factores externos -industria y climatología, por ejemplo-, la principal causa de esta caída en el precio ha sido la producción mediante fuentes renovables. Entre el 1 de enero y el 15 de febrero únicamente entre hidráulica, solar fotovoltaica, eólica y nuclear generaron, de media, el 76,86% de la electricidad y hubo más de 20 días en los que estuvieron por encima del 80%, según datos de Red Eléctrica.

"Hemos tenido una cantidad de lluvias totalmente inusual dentro del esquema histórico, lo cual hace que las presas ahora mismo estén desembalsando agua aprovechando para generar electricidad", contextualiza **Borja Osta**, subdirector de Selectra. "Ahora mismo, con la cantidad de nuclear, de hidráulica, de solar y de eólica cubrimos prácticamente el 96% o el 97% de la demanda", incide, aunque los requisitos técnicos y de seguridad del sistema no lo permiten. "Entran en juego las restricciones técnicas y los servicios de ajuste, porque realmente no podemos controlar esa producción", explica Osta. De todas ellas, sólo la nuclear y la hidráulica son regulables, por lo que las centrales de ciclo combinado, que queman gas para producir electricidad, están arrancadas -empezar de cero no es un proceso inmediato- y preparadas para ponerse en marcha si son necesarias.

"Ese servicio de ajuste hace que, aunque en el mercado mayorista en las horas centrales estemos viendo un precio prácticamente cero, los servicios de ajuste se están disparando a valores superiores a los 30 euros el megavatio hora", continúa Osta. Sumado a peajes y cargos, hace que sea "un precio normal", detalla, en lugar de algo todavía más barato.



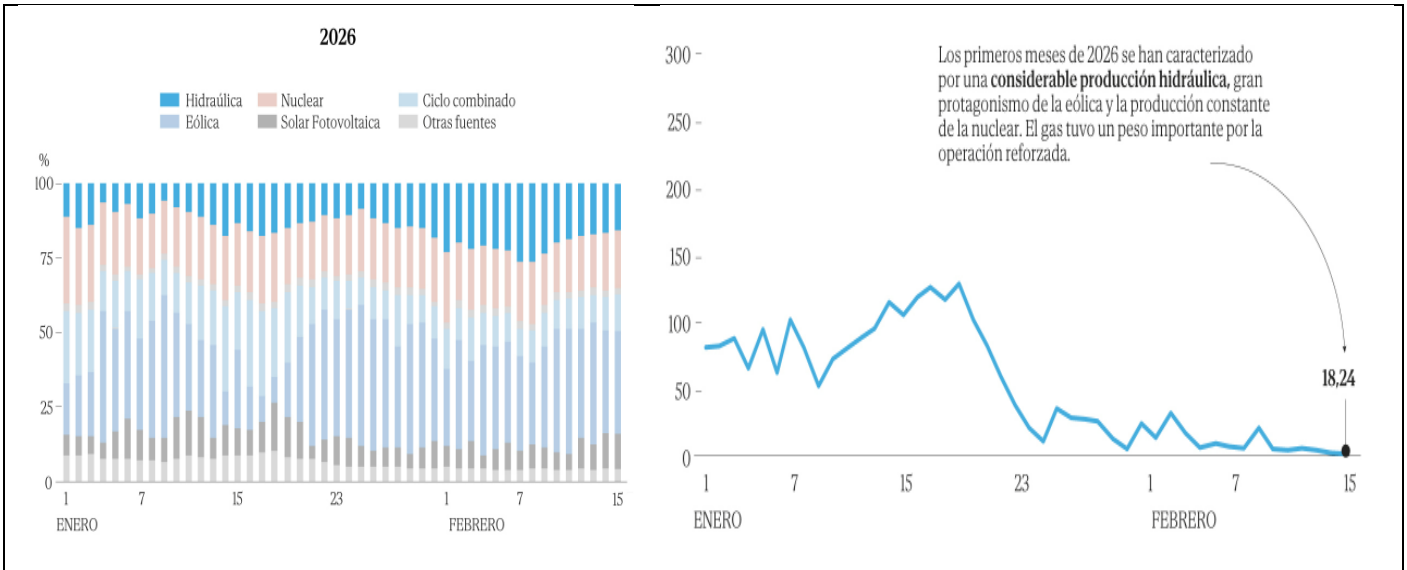
Si se restase la aportación de la atómica al 76,86% mencionado anteriormente, el porcentaje de producción verde en este periodo sería del 56,5%. La apreciación no es baladí: más de la mitad de la electricidad procedería aún de fuentes verdes -y el cálculo ignora otras tecnologías de peso residual estos días-, pero **sería necesario encajar el puzle energético sin la pieza más constante de todas**. Un mordisco que supone una quinta parte de la generación a lo largo de todo el año.

Todo esto es importante por motivos medioambientales -el gas sí es una fuente contaminante- y por su impacto en el precio. Estas tecnologías apenas tienen costes una vez cubierta la inversión inicial o, como en el caso de la nuclear, dependen de los operativos y fiscales, pero no tanto de las materias primas. Mientras, las centrales de ciclo combinado deben, como poco, **cubrir el coste del hidrocarburo para ajustar sus cuentas**. Y el funcionamiento del mercado mayorista de la electricidad, una subasta inversa en la que la tecnología más cara marca el precio al que venden la energía las demás, hace que dispare los precios. Aunque el Gobierno ha ido introduciendo medidas que han reducido la volatilidad, el gas sigue siendo clave en la factura.

Volvamos una vez más al ejemplo de 2022. Ese año la generación combinada de hidráulica, solar fotovoltaica, eólica y nuclear fue del 58,2% entre el 1 de enero y el 15 de febrero (36,7% sin las centrales nucleares), mientras que el gas supuso el 24,34% en ese periodo (este año ha sumado el 14,6%). En los siguientes meses la situación empeoró, España sufrió una importante sequía que afectó a la generación hidráulica -entre junio y septiembre nunca produjo más del 5,2% de la electricidad- y Francia experimentó un problema en su parque nuclear que hizo que importase muchísima más energía de España y, al mismo tiempo, redujese prácticamente por completo su exportación a través de los Pirineos. Todo esto hizo que los ciclos combinados trabajasen **a un ritmo nunca visto** -o, al menos, no visto desde que cerraron las centrales térmicas de carbón- en un momento en el que el gas también estaba disparado y marcó una escalada de precios histórica. En este contexto se enmarca ahora un **apagón nuclear** que cada vez tiene más detractores.

De todos modos, esto no quiere decir que el plan, al menos sobre el papel, sea sustituir uranio por gas, sino que para entonces la aportación del parque atómico pueda ser asumida tanto por las renovables como por distintas tecnologías de almacenamiento que permitan compensar la intermitencia de estas. Las soluciones

van desde baterías no muy distintas -más allá del tamaño- a las que utiliza un vehículo eléctrico a centrales termosolares. Existe también la posibilidad de sustituir el gas natural por hidrógeno verde, si bien su producción a escala está aún muy lejos.



Así pues, a día de hoy la solución más factible y robusta, por tiempos y potencia, es la de utilizar la turbinación de bombeo. Estas centrales funcionan como cualquier otra hidráulica con una peculiaridad clave: pueden recuperar el agua que sueltan en un embalse inferior y subirla para utilizarla de nuevo cuando sea necesaria su producción. Incluso pueden escalonarse a lo largo de un río para una gestión más eficiente de la electricidad y del caudal. De hecho, ya ocurre en varias cuencas de España y han estado funcionando estos días de lluvia. "Es una batería enorme que lo que te permitiría es jugar con la flexibilidad de la demanda", resume Osta. "Si necesito electricidad suelto agua; si me sobra electricidad, la gasto subiendo el agua hacia arriba", ilustra.

El problema está en los tiempos. Construir de cero una de estas centrales es un proyecto de enorme magnitud, una obra de ingeniería que lleva varios años, si no décadas. Transformar una central o un embalse ya existente es más fácil, pero también caro y complejo. Mientras, el cierre del parque nuclear español debería comenzar en noviembre del año que viene con el primer reactor de Almaraz. Menos de un año después, en octubre de 2028, le seguiría el segundo reactor de la central extremeña y el proceso finalizaría en 2035 con el final de la operación de Vandellós II (febrero) y Trillo (mayo).

Factura

Pero antes de todo esto, ¿qué cabe esperar de los precios en 2026? En el caso de los clientes que tengan un contrato del mercado libre, que fija un coste para el kilovatio hora durante todo el periodo que cubre el contrato,



no deberían preocuparse de las oscilaciones del mercado. Sin embargo, Osta recomienda "aprovechar para revisar la contratación, ya que puede ser un buen momento para fijar un nuevo precio". "Ahora mismo, cualquier contratación bien asesorada **va a producirse a la baja y va a producir un ahorro**", afirma.

En lo que respecta al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC, la tarifa regulada), sí estarán notando estos vaivenes. "Los servicios de ajuste están haciendo que un día como hoy [por el viernes 20] la media se va a 13 céntimos, que es un precio normal", explica el experto. El problema llega cuando se va el sol y aumenta además la demanda. "De 20.00 a 21.00 horas, el precio que se paga por el kilovatio hora son 27 céntimos, lo cual es una auténtica barbaridad", detalla el directivo, que los considera "valores muy altos para la cantidad de renovable que hay".

La buena noticia es que los próximos meses debería continuar la tendencia, pues lo normal sería seguir viendo lluvias primaverales, pero con más horas de luz, aún con viento y, sobre todo, con menor demanda: "Históricamente el mes de abril es el mes más barato del año porque es una época en la que ya no se pone la calefacción y todavía no se pone el aire acondicionado". El menor consume también reduce la necesidad de que entren los ciclos y su gas. Después, Osta espera precios moderados: "Ahora mismo los mercados de futuros para el tercer y el cuarto trimestre son precios de 60 o 70 euros el MWh, que son precios históricamente normales".

Enel impulsará un 36% sus inversiones en redes en España, a pesar de la “decepción” por la nueva retribución

Cincodias.elpais.com, 23 febrero de 2026

La filial Endesa destinará 5.200 millones de euros en distribución eléctrica hasta 2028, según el nuevo plan estratégico de su matriz italiana

El grupo italiano Enel, matriz de Endesa con un 70% del capital, ha dado a conocer este lunes la revisión de su plan estratégico 2026-2028, con unas inversiones brutas de 53.000 millones de euros, un 23% más que en su plan anterior. En ese periodo el grupo repartió, a través de una retribución flexible, 15.000 millones de euros, entre dividendos y recompra de acciones. Según indica Enel, que ha celebrado este lunes su Día del Inversor (*Capital Markets Day*), el nuevo plan pretende impulsar la apuesta por las redes eléctricas y las energías renovables. En concreto, del total de inversiones, 26.000 millones se destinarán al Negocio Integrado y casi 20.000 millones de euros a Renovables. Por áreas geográficas, más de 23.000 millones irán para Europa y Norteamérica y alrededor de 3.000 millones, para Latinoamérica.



Por su parte, la compañía italiana destinará otros 26.000 millones de euros al negocio de Redes, de los cuales, un 55% se invertirán en Italia; **más del 20% en Iberia (Endesa)**, esto es, unos 5.200 millones (con un mayor crecimiento a partir de 2028); y casi el 25% a América Latina. En el caso de Endesa, que presenta este martes sus resultados anuales y su hoja de ruta hasta 2028, esto supone un incremento del 36% más respecto a los 4.000 millones del último plan estratégico. Una decisión que sorprende después de que la compañía eléctrica que dirige José Bogas hubiera puesto en cuestión las nuevas inversiones en redes de la compañía en España, después de que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) aprobara la nueva retribución de la actividad de distribución y su metodología para el periodo 2026-2031. Estas fueron aprobadas en dos circulares fuertemente contestadas por las empresas del sector y bajo amenaza de ser llevadas a los tribunales.

En la rueda de prensa para presentar la revisión del plan estratégico, el consejero delegado del grupo italiano, Enel, Flavio Cattaneo, reafirmó el compromiso inversor de Endesa en las redes en España, a pesar de

calificar de decepcionante la rentabilidad fijada por la CNMC, con una tasa de retribución financiera (TRF) del 6,58%. Según sus palabras, “toda la industria de la energía ha expresado al regulador y al Gobierno su fuerte decepción, porque la retribución está muy por debajo de las expectativas”. Para Cattaneo, la TRF establecida por el regulador español está “muy por debajo de lo esperado”, tras señalar que la red es “mucho más cara” en España que en Italia.

El ejecutivo de Enel defendió asimismo la extensión de la vida de las centrales nucleares españolas, ya que es una tecnología “necesaria” para el país, especialmente tras el apagón eléctrico del 28 de abril del año pasado. Cattaneo puso el ejemplo de lo ocurrido en Alemania, donde, tras el cierre nuclear, los precios energéticos “enloquecieron”. Y recordó que, tras el *cero eléctrico*, en España se ha incrementado la cuota de generación con gas natural en las centrales de ciclo. Una cuota “siempre más baja que la italiana, pero que, en algunos días, puede situarse entre el 15% y el 20%, en un país país que registra precios cero en muchas horas del día, pues la cuota renovable es muy importante”, indicó. Aunque el diferencial de precios entre España e Italia, marcado por el componente renovable, se ha ido recortando “y ya no es el doble”.

15.000 MW renovables

Con el nuevo plan estratégico, Enel prevé impulsar su base de activos regulatorios hasta 58.000 millones en 2028, frente a los 47.000 millones en 2025, lo que supone un incremento del 22%. En el ámbito de las renovables, la energética italiana espera sumar 15.000 MW de nueva capacidad, hasta lograr un total 80.000 MW en todo el mundo. De ahí que su estrategia se centre en aumentar su presencia en países con entornos estables, con el foco puesto en las redes, energías renovables y clientes finales, así como en “maximizar la productividad del capital mediante una asignación óptima y una gestión eficiente y eficaz de los recursos económicos y garantizar un perfil riesgo/rentabilidad equilibrado para mejorar el beneficio ordinario por acción mejorado, manteniendo al mismo tiempo una estricta disciplina financiera”, señaló en un comunicado. Las inversiones se centrarán en las zonas geográficas con mayor potencial de crecimiento, para mejorar aún más la rentabilidad de los accionistas.

Según Enel, [el negocio de los centros de datos será otro motor](#) de creación de valor. El grupo puede proporcionar a los operadores de este tipo de centros emplazamientos industriales ya disponibles (con ocho de ellos ya identificados), conexión a la red eléctrica y suministro de energía mediante contratos de compra de energía a largo plazo.

Respecto a los objetivos financieros, el grupo estima un resultado bruto de explotación (ebitda) ordinario para el periodo 2026-2028 de 74.000 millones de euros, de los cuales aspira a que más del 90% procedan de sus actividades reguladas o contratadas. El beneficio por acción aumentará entre 0,80 y 0,82 euros en 2028, frente a los 0,69 euros previstos para 2025, y aspira a que el dividendo por acción crezca una media del 6% anual hasta 2028, a partir de los 0,49 euros de 2025.

FRV lanza una ofensiva de 1.200 MW en baterías para liderar el almacenamiento energético en España

elEconomista.es, 23 febrero de 2026

- *La compañía se centrará en Extremadura, Andalucía, Cataluña y Cantabria, con el clúster Carmonita como eje principal*
- *El plan combina la hibridación de plantas fotovoltaicas con nuevas instalaciones dedicadas solo al almacenamiento*
- *El proyecto, listo para construir entre 2026 y 2027, busca dar flexibilidad al sistema e integrar más renovables*

Fotowatio Renewable Ventures (FRV), filial de Jameel Energy, **prepara en España una cartera de más de 1.200 megavatios (5.000 MWh) en sistemas de almacenamiento con baterías (BESS)** que, según la compañía, alcanzará el estado de “Ready to Build” entre 2026 y 2027. El pipeline se concentra en cuatro regiones: Extremadura, Andalucía, Cataluña y Cantabria, e incluye tanto proyectos híbridos —fotovoltaica



más baterías— como instalaciones stand-alone (solo almacenamiento), en una estrategia que busca reforzar la flexibilidad del sistema eléctrico y mejorar la integración de renovables.

El movimiento llega en un momento en el que el almacenamiento empieza a despegar en España desde una base aún reducida. La **potencia instalada de baterías en el sistema eléctrico se sitúa en torno a 124,5 MW, mientras que en 2026 ya se contabilizan más de 740 MW** en nuevas solicitudes publicadas en el BOE.

Extremadura se perfila como el eje central de la expansión, con hibridaciones vinculadas a complejos fotovoltaicos y un gran clúster de almacenamiento. FRV sitúa en esta comunidad actuaciones como San Serván 220 (56 MW / 225 MWh) y Solanilla (18 MW / 72 MWh), cuyas hibridaciones estarían listas para construir en el primer trimestre de 2026. El grueso, no obstante, se concentra en el clúster Carmonita — Carmonita Ministerio (320 MW / 1.360 MWh), Carmonita Sur (80 MW / 400 MWh), Carmonita Norte (91 MW / 455 MWh) y Carmonita IV (40 MW / 200 MWh)—, junto con 111 MW / 495 MWh previstos para hibridar San Serván 400. **En conjunto, la compañía cifra esta "capacidad híbrida" en 652 MW / 3.492 MWh.**

El calendario que maneja la empresa se apoya en el marco regulatorio aprobado a finales de 2025. **El Real Decreto 997/2025 aborda, entre otros aspectos, el encaje administrativo del almacenamiento híbrido** y las autorizaciones aplicables a estos proyectos, con el objetivo de ordenar la tramitación a partir de su entrada en vigor.

En Andalucía, FRV prevé hibridar sus proyectos de Alcores (Sevilla) con 57 MW / 285 MWh de baterías. **En Cataluña, la compañía planifica 334 MW / 1.336 MWh repartidos en seis instalaciones de almacenamiento** en distintas ubicaciones de Barcelona, Girona y Tarragona. Y en Cantabria figura el proyecto Santander BESS Camarreal, de 50 MW / 200 MWh en Camargo, con inicio de obras previsto para el segundo trimestre de 2026.

El elemento común del pipeline es el énfasis en la hibridación, especialmente sobre plantas fotovoltaicas ya desarrolladas o en desarrollo, una vía que permite aprovechar infraestructuras de evacuación y mejorar la curva de entrega de energía.

Las centrales de bombeo hidroeléctrico y su papel en la flexibilidad del sistema eléctrico

Elperiodicodelaenergía.com, 23 febrero de 2026

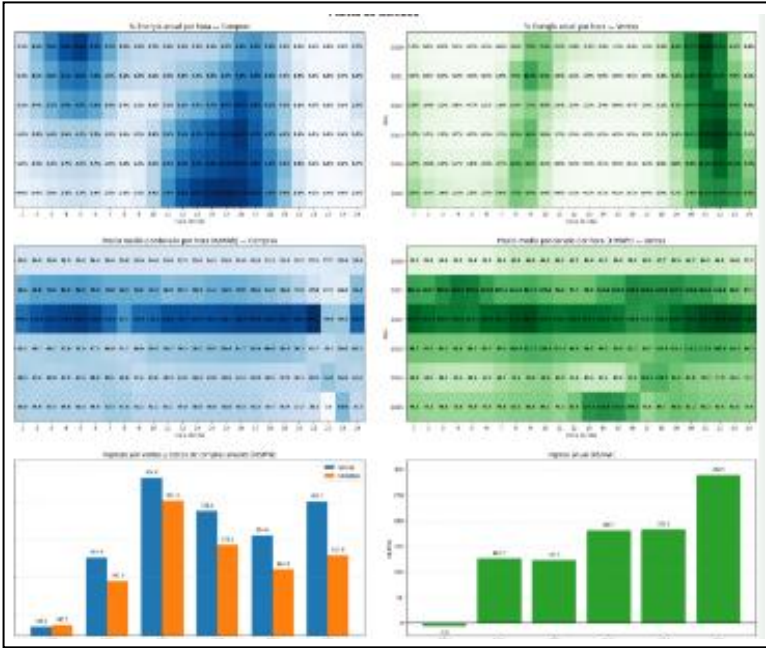
La planta almacena energía cuando el sistema tiene abundancia, ya sea por la madrugada con poca demanda o en las horas centrales del día gracias a la energía solar fotovoltaica, y la devuelve al mercado cuando más se necesita por la tarde y la noche, con más demanda y menor producción renovable



La creciente penetración de energías renovables está transformando la estructura temporal de los mercados eléctricos, aumentando la variabilidad horaria y modificando los patrones de operación del sistema. En este nuevo entorno, las tecnologías de almacenamiento de energía, y en particular las plantas de bombeo desempeñan un papel esencial al permitir desplazar energía desde momentos de menor precio hacia horas de mayor valor económico.

El análisis de las operaciones casadas en el mercado diario muestra cómo estas instalaciones no solo aportan estabilidad operativa, sino que también capturan valor económico al gestionar de forma eficiente las diferencias temporales de precio.

Análisis de la operativa en el mercado diario



A partir de las operaciones casadas en el mercado diario entre 2020 y 2025, es posible determinar el comportamiento operativo y económico de una **planta de bombeo**, utilizando la energía intercambiada por dicha planta de bombeo en el sistema eléctrico peninsular y los precios horarios resultantes del mercado. Incluso limitándose al mercado diario, estos datos permiten reconstruir los patrones fundamentales de operación del **almacenamiento de energía** a gran escala y su interacción con la formación de precios.

La siguiente imagen sintetiza el comportamiento operativo de la planta a través de tres dimensiones clave: la distribución horaria de la energía efectivamente intercambiada, los precios medios ponderados por hora obtenidos a partir de sus operaciones

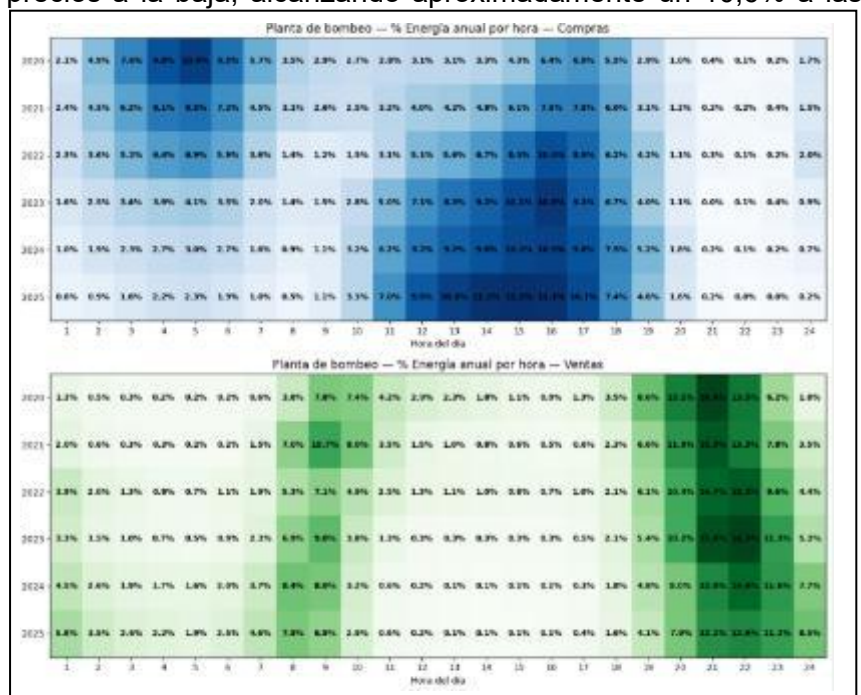
casadas de compra y venta en el mercado diario, y el ingreso anual neto resultante de la diferencia entre los ingresos por ventas y los costes de compras de la instalación, ofreciendo una visión integrada del valor que aporta la **flexibilidad** al sistema eléctrico.

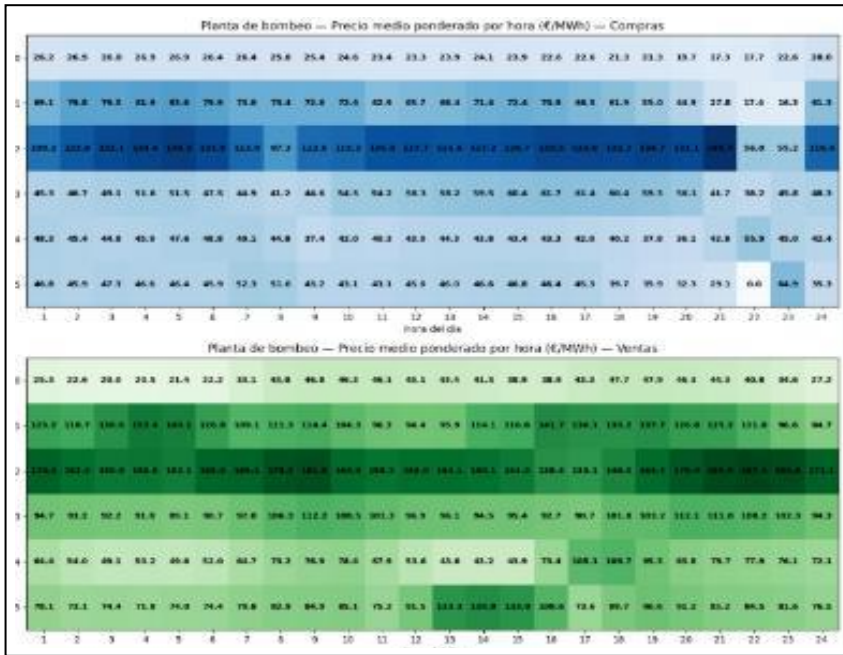
Distribución horaria de la energía comprada y vendida por la planta de bombeo

El porcentaje de energía anual por hora muestra cómo se distribuye el volumen total de energía que la planta compra y vende a lo largo del día, considerando las ofertas casadas en el mercado diario. Cada valor indica qué fracción del total anual se concentra en una hora concreta, permitiendo identificar las ventanas operativas donde la planta realiza la mayor parte de sus ciclos de carga y descarga. Esta métrica no refleja precios, sino comportamiento físico real en términos de energía movilizada.

En el caso de las compras, en 2020 y 2021 la mayor concentración de energía se produce en la madrugada, cuando la menor demanda presiona los precios a la baja, alcanzando aproximadamente un 10,6% a las 05:00 horas en 2020 y un 8,5% en esa misma hora en 2021. A partir de 2022 se observa un desplazamiento claro hacia las horas centrales y primeras horas de la tarde: el máximo se sitúa en torno a las 16:00 horas con un 10,0% en 2022, un 10,9% en 2023 y a las 15:00 horas con un 10,5% en 2024. En 2025 esta concentración es aún más marcada, alcanzando aproximadamente un 11,3% en torno a las 15:00 horas. Este patrón evidencia una progresiva focalización de la carga en horas centrales del día, donde los precios se han canibalizado por el rápido aumento de la **energía solar fotovoltaica**.

En cuanto a las ventas, la concentración es mucho más estable y claramente orientada hacia el final de la jornada, con los mayores porcentajes de energía





anual situándose de forma recurrente entre las 21:00 y las 22:00 horas y valores típicos en el entorno del 13% al 17% del total anual. Aunque existen volúmenes secundarios en otras horas, la descarga principal se concentra de forma consistente en la franja de tarde y noche, coincidiendo con el pico de demanda y de precios.

La planta almacena energía cuando el sistema tiene abundancia, ya sea por la madrugada con poca demanda o en las horas centrales del día gracias a la energía solar fotovoltaica, y la devuelve al mercado cuando más se necesita por la tarde y la noche, con más demanda y menor **producción renovable**. Es una demostración clara de cómo el almacenamiento gestiona la energía.

La siguiente imagen muestra el precio promedio al que se ha adquirido o vendido la energía en cada hora del día.

Ingreso anual neto de la planta de bombeo a partir de sus operaciones casadas en el mercado diario

El ingreso anual neto se ha calculado a partir de las ofertas de compra y venta casadas de la planta en el mercado diario, como la diferencia entre el valor total de la energía vendida y el coste total de la energía comprada en cada año. Estos resultados representan el desempeño operativo de la planta de bombeo en función de las transacciones que ha realizado.

En 2020 la energía comprada en el mercado diario tuvo un coste superior al valor de la energía vendida, reflejando unos precios del mercado diario muy deprimidos y con poca volatilidad debido a las consecuencias de la pandemia de COVID-19. A partir de 2021 se observa un aumento muy significativo de los ingresos netos, situándose en torno a 126 k€/MW en 2021 y manteniéndose en niveles similares en 2022, lo que indica un mercado diario con una mayor volatilidad de precios y más oportunidades económicas favorables para la instalación.

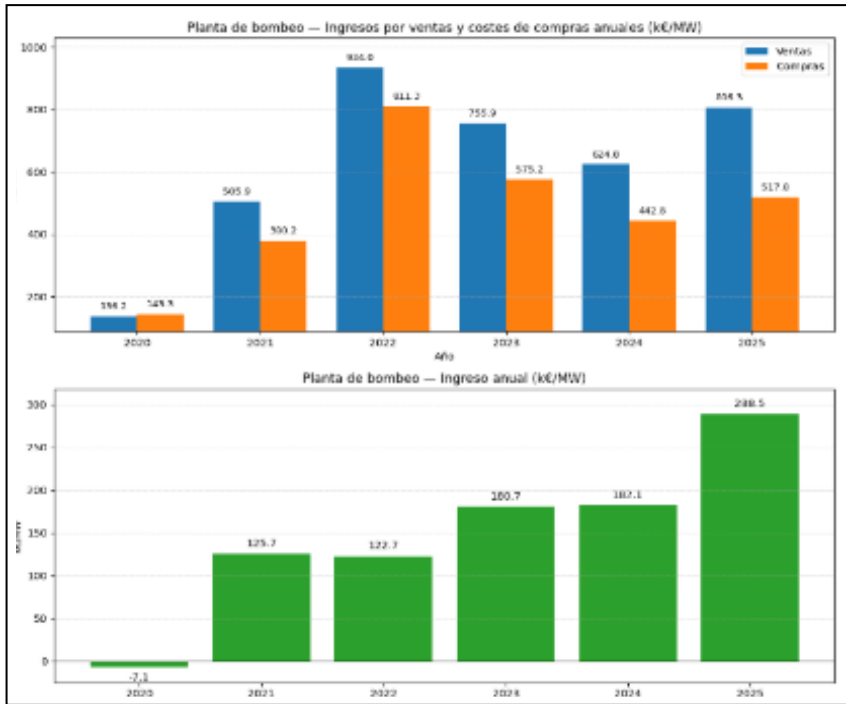
Desde 2023 el valor económico generado por la planta se incrementa de forma clara, superando los 180 k€/MW en 2023 y 2024, y alcanzando aproximadamente 289 k€/MW en 2025. Esta evolución muestra los cambios radicales en la estructura de precios del mercado diario, con un incremento notable de la volatilidad debido a unos precios del gas más altos que antes de la crisis de 2022 y un aumento de producción de las energías renovables, particularmente la energía solar fotovoltaica.

En conjunto, los ingresos anuales reflejan cómo la planta de bombeo ha ido capturando de forma creciente valor económico, aprovechando de manera más eficiente las diferencias temporales de precio observadas en sus operaciones casadas. El resultado pone de manifiesto el papel cada vez más relevante de la flexibilidad operativa del almacenamiento hidráulico dentro del sistema eléctrico, desde la perspectiva concreta de esta instalación.

Perspectivas de los mercados de energía en Europa. Primavera 2026

El [webinar mensual número 64](#) organizado por **AleaSoft Energy Forecasting** tendrá lugar el 12 de marzo de 2026, a las 12:00 CET, y se centrará en el análisis de la evolución reciente de los **mercados de energía**

Europeos, sus perspectivas para la primavera y los principales hitos que marcarán el sector a lo largo de 2026. La sesión abordará los desarrollos regulatorios más relevantes, así como el papel cada vez más determinante del **almacenamiento de energía** y de los **mercados de capacidad** en un sistema eléctrico caracterizado por una mayor penetración renovable y una creciente **volatilidad de precios**. En este



ámbito, **AleaStorage** aporta soluciones avanzadas de optimización, análisis de ingresos y diseño de proyectos de almacenamiento y sistemas híbridos con renovables, orientadas a maximizar el valor económico y la rentabilidad de los activos.

El encuentro contará nuevamente con la participación de expertos de EY, que aportarán su experiencia en regulación, **financiación de proyectos renovables** y de almacenamiento, **PPA**, autoconsumo y valoración de activos y carteras energéticas, complementando el análisis de mercado de **AleaSoft**. El webinar se consolida como un espacio de referencia para comprender las tendencias que están transformando los mercados de energía europeos y el creciente valor estratégico de la flexibilidad en el sistema eléctrico.

La CNMC regula el acceso flexible a la red eléctrica: qué cambia, qué tipos existen y cómo impactará en almacenamiento e industria

Elperiodicodelaenergía.com, 23 febrero de 2026

El objetivo no es otro que aprovechar al máximo las capacidades que se utilizan realmente de la red para así dar respuesta a la demanda y otras necesidades del sistema

Dotar a la red de mayor flexibilidad es fundamental para resolver el problema de colapso en la red eléctrica española. Una parte se solucionará con más redes, pero otra con mejores. Y en este caso, la flexibilidad y que la red esté menos infrutilizada de lo que está actualmente es vital.

De esta manera, la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** ha dado un paso decisivo en la transformación del sistema eléctrico español al desarrollar el marco regulatorio de los **permisos de acceso flexible a la red eléctrica**, una herramienta clave para integrar más energías renovables, almacenamiento y nueva demanda industrial sin comprometer la seguridad del suministro.

El documento no solo valida el concepto de flexibilidad en el acceso, sino que concreta su **tipología, criterios técnicos y límites operativos**, estableciendo un nuevo paradigma frente al tradicional modelo de acceso firme.

En un contexto de saturación de nudos, creciente electrificación y fuerte penetración renovable, la flexibilidad deja de ser un concepto teórico para convertirse en una pieza estructural del sistema.

El regulador ha publicado la consulta pública que estará en liza hasta el próximo 20 de marzo para que los agentes envíen sus propuestas y alegaciones al texto. Esta es la propuesta de la CNMC.

Una propuesta que ya ha tenido respuesta por parte del Gobierno. El secretario de Estado de Energía, **Joan Groizard**, lo ha calificado de "muy buena noticia". "Paso imprescindible para aprovechar mejor la red existente (que, en términos eléctricos, está infrautilizada - una red "más pequeña" que la actual fue capaz de soportar picos de demanda muy superiores en años anteriores) y con ello dar salida a los nuevos proyectos que buscan conectarse a la red", asegura Groizard en su perfil en LinkedIn.

Por qué se regula el acceso flexible



España vive una paradoja energética. Por un lado, el país es líder en penetración renovable y cuenta con objetivos ambiciosos de descarbonización. Por otro, numerosos proyectos —renovables, industriales o de almacenamiento— permanecen bloqueados por falta de capacidad de acceso a la red.

El modelo vigente hasta ahora funcionaba bajo un principio binario: acceso firme o denegación. Sin embargo, la red eléctrica no está saturada las 24 horas del día ni en todas las condiciones operativas. Existen márgenes técnicos en determinados periodos que podrían aprovecharse si se articulan mecanismos de gestión dinámica. Ahora, ya no es un no rotundo por parte del gestor de la red sino que se podrá compartir.

Ahí es donde entra el **permiso de acceso flexible**, que permite conceder capacidad con determinadas limitaciones técnicas o temporales, siempre garantizando que no se comprometa la seguridad ni la calidad del suministro.

La CNMC parte de una premisa clara: maximizar el uso eficiente de la infraestructura existente antes de recurrir a inversiones masivas en refuerzo de red que recaigan luego en el bolsillo de los ciudadanos.

Tipos de permisos de acceso

Hasta ahora en la gestión del sistema eléctrico se tomaban las decisiones sobre la generación, algo más flexible que la demanda, pero a partir de ahora los consumidores industriales y almacenamiento van a poder decir mucho al hacerlos partícipes de la gestión del sistema.

No es una tarea fácil y por ello la CNMC ha definido cuatro tipos de permisos flexibles para la conexión a la red porque la casuística es alta.

- **Tipo 0.** Es para distribución en cualquier nivel de tensión y te obliga a consumir solo en patrones horarios fijos (como de 00:00 a 07:59 y de 11:00 a 17:59), desconectándote sin previo aviso si te sales de esas horas. El titular del permiso conoce de antemano las franjas horarias afectadas, los límites de potencia aplicables y las condiciones bajo las que se producen las restricciones. Se trata de una fórmula especialmente útil para grandes consumidores electrointensivos, centros de datos, instalaciones de almacenamiento o proyectos renovables con gestión activa de vertidos. Este tipo de permiso introduce previsibilidad y facilita la modelización financiera de los proyectos.
- **Tipo 1.** Aplica a distribución de más de 36 kV y funciona perfectamente en condiciones normales, pero te cortan el suministro remotamente y sin preaviso si falla algún elemento en la subestación. En este caso, las limitaciones no están calendarizadas, sino que dependen de condiciones operativas concretas como pueden ser las congestiones reales en la red, caídas repentinas de generación o incidencias técnicas o de seguridad. Es una flexibilidad más dinámica y vinculada a la operación en tiempo real. Exige sistemas de monitorización avanzados y coordinación constante con el operador del sistema. Este modelo permite aprovechar capacidad residual que, de otro modo, quedaría inutilizada por prudencia operativa.
- **Tipo 2.** Aquí es donde viene el gran avance. Pensado para distribución de más de 36 kV y más de 1 MW, donde el distribuidor te envía instrucciones dinámicas para reducir carga, desconectándote remotamente si no obedeces en el tiempo marcado. Las conexiones flexibles dinámicas permitirán una optimización en tiempo real, aquí es donde la digitalización jugará un papel fundamental y los

gemelos digitales con Inteligencia Artificial tienen su campo de desarrollo. Todo será más automatizado.

- **Tipo 3.** Es el permiso de acceso flexible para la red de transporte. Lo mismo que antes pero para la red de transporte y grandes consumidores y baterías stand alone. Orientado a la red de transporte para más de 1 MW, obligándote a participar en el Sistema de Reducción Automática de Potencia (SRAP) para bajar tu consumo a cero si el operador del sistema lo exige por seguridad. Se da un paso más allá del SRAD.

Mayor seguridad de suministro

Uno de los ejes centrales del documento es la seguridad del sistema eléctrico. La CNMC subraya que ningún permiso flexible puede comprometer la estabilidad de la red, el control de tensión y la frecuencia de la red o la calidad de suministro, entre otros.

La flexibilidad no equivale a relajación normativa. Al contrario, requiere mayor sofisticación técnica y capacidad de supervisión.

Es por ello que es una gran solución para la demanda y el almacenamiento.

En el caso de las baterías, el almacenamiento es probablemente el gran beneficiado con este nuevo paradigma en el sistema eléctrico español. Su capacidad para desplazar energía en el tiempo lo convierte en candidato natural para permisos flexibles, especialmente no firmes o con limitaciones temporales. Esto podría acelerar aún más las inversiones en baterías y sistemas híbridos, además de ser necesarias más baterías. Ayudará a retrasar la canibalización de estas instalaciones.

También habrá una oportunidad para los grandes consumidores industriales con flexibilidad operativa ya que podrán acceder a la red con otras condiciones, facilitando la electrificación de procesos industriales y la implantación de nuevas actividades intensivas en electricidad. Esto impulsará la electrificación en la industria, algo que no se dará en todos los procesos pero que debería impulsarse en algunos procesos con no tanto calor.

En definitiva, bienvenida la flexibilidad a las redes eléctricas españolas.

España sufre un 'overbooking' eléctrico sin precedentes: Red Eléctrica y las distribuidoras otorgan más capacidad de acceso a las redes que la disponible

Elmundo.es, 24 febrero de 2026

Nuevas viviendas, industrias o centros de datos con autorización para conectarse a la red podrían quedarse sin suministro por la sobreasignación. Los técnicos prevén un aluvión de demandas



El tapón en la red eléctrica eleva a 350.000 las nuevas viviendas en riesgo en España: "No podemos ni empezar las obras"

El Gobierno mantiene bloqueada capacidad suficiente para conectar otra España entera en pleno colapso eléctrico

Llegar a tiempo al aeropuerto y no poder subir al avión porque su aerolínea ha vendido más billetes que los asientos disponibles es uno de los temores del viajero. Pues eso mismo está ocurriendo en las redes eléctricas en España. El **cuello de botella** en esta infraestructura ha dejado una imagen recurrente: industrias, promociones urbanísticas o centros de datos a los que se deniega sistemáticamente la conexión por

falta de capacidad. Pues ese bloqueo va a ser un problema menor en comparación con otro que está a punto de estallar. Según ha podido confirmar EL MUNDO de varias fuentes del sector, **Red Eléctrica y las distribuidoras han hecho overbooking en las redes**. Es decir, han otorgado más capacidad de acceso de la que realmente existe.

Hay una diferencia sustancial. En el caso de los permisos denegados, los promotores saben que no podrán conectarse y tienen margen para cambiar de planes o reubicar sus inversiones en otra parte. Pero esto no ocurre en casos de sobreasignación, pues muchos proyectos seguirán adelante confiando en un permiso que les garantiza un acceso al suministro eléctrico y que ahora ha quedado en entredicho. Como el viajero con billete al que la azafata deja en tierra porque no quedan asientos libres a bordo. O como aquellos vecinos de Villamanín a los que se les vendieron más papeletas de El Gordo de la Lotería de Navidad que los décimos consignados.

Esta situación, sin precedentes en España, deja a los inversores en un escenario de inseguridad jurídica. Entre los proyectos afectados destacan industrias, nuevas viviendas o centros de datos. Distintas fuentes asumen que **dará lugar a una judicialización masiva** y lo achacan, principalmente, a «un déficit de regulación brutal» y criterios discrepantes entre Red Eléctrica (el transportista) y las distribuidoras a la hora de medir cuánta capacidad estaba realmente disponible.

Los indicios de *overbooking* en la red eléctrica en muchos nudos es ya una certeza. El viernes pasado Red Eléctrica difundió el mapa de saturación de la red de transporte (alta tensión), que gestiona. El operador estatal reveló que solo en el 25% de los nudos (puntos para enchufarse a la red) pueden conectar nueva demanda. Tras meses de pulso para definir la capacidad ocupada en los puntos frontera -aquellos donde la red de transporte enlaza con la de distribución-, Red Eléctrica y las eléctricas solo se han puesto de acuerdo en el 45% del total. **El 55% restante es el territorio en disputa**, donde se concentran las sospechas de *overbooking*.

La capacidad eléctrica debe entenderse como una red de tuberías. La red de transporte es la que recoge la electricidad desde las centrales de generación y las de distribución son las cañerías que la distribuyen hasta los consumidores finales. Ese era el modelo en origen. Pero en los últimos tres años, ante el aluvión de grandes consumidores, Red Eléctrica ha ido conectando más clientes en su red, aguas arriba. Los accesos que esta otorga *secan* la capacidad disponible aguas abajo, en distribución.

«Red Eléctrica se lanzó a un nuevo modelo de negocio sin tener la foto completa de la red subyacente», concluyen fuentes técnicas, que destacan que el operador ha llevado a cabo una **«campaña muy agresiva»** para enchufar clientes directamente a su red, sin coordinarse con las distribuidoras. Las eléctricas, por su parte, siguieron asignando capacidad como lo habían hecho hasta ahora, hasta el límite nominal (físico) de sus transformadores. **«El negocio ha ido por delante de la regulación»**, remachan las fuentes. El resultado es que se ha podido otorgar la misma capacidad a dos interesados distintos a ambos lados del punto frontera.

A finales de 2025, la CNMC introdujo una serie de especificaciones de detalle para regular la forma de medir la capacidad disponible. Red Eléctrica usaba el criterio de capacidad estática zonal. Con la nueva normativa, se introdujo la capacidad dinámica zonal y se estableció que la capacidad real sería la menor que resultase de aplicar ambos criterios. Si, por ejemplo, el criterio estático permitía otorgar 300 megavatios (MW) pero el dinámico solo 200 MW, se genera automáticamente un problema de *overbooking* de 100 MW en ese nudo. Todo ello ha hecho aflorar el problema de sobreasignación.

Batería regulatoria

El Ministerio de Transición Ecológica, por su parte, es el responsable de definir los criterios de adjudicación del acceso a la red. Hasta ahora, el real decreto que lo define estaba centrado en la asignación para nuevas centrales de generación, no para nueva demanda. Este **vacío regulatorio** ha generado una laguna que ha dado pie a la sobreasignación.

Recientemente, el ministerio que dirige **Sara Aagesen** ha anunciado un primer paquete para regular la conexión técnica de la demanda conectada con electrónica de potencia (por ejemplo, los centros de datos), para facilitar que cumplan el citado criterio dinámico. La prioridad del ministerio es liberar la **«capacidad**

ociosa», aquella que no se está utilizando, pero que está siendo acaparada por razones meramente regulatorias.

Está por ver si la inminente batería normativa llega a tiempo para evitar un aluvión de demandas por parte de los beneficiarios de unos permisos de acceso que están en riesgo de quedar en papel mojado.

Endesa se dispara un 7% en Bolsa tras elevar inversión, dividendo y deuda a tasas récord en su nuevo plan estratégico

Expansión.com, 24 febrero de 2026

La segunda mayor eléctrica española promete 10.600 millones de inversión hasta 2028 (+10%) y una lluvia de 7.000 millones de dividendos (Enel se llevará el 70%). Todo ello disparando beneficios y deuda.



Endesa, la segunda mayor eléctrica en España por volumen de clientes, va a echar los restos de aquí a 2028 en todo: inversión, dividendo y deuda. Así se desprende de su nuevo plan estratégico, que dibuja una nueva Endesa, más agresiva en todo, y también más ambiciosa, incluyendo resultados.

El anuncio ha disparado el valor del grupo en Bolsa. En la sesión de hoy se ha revalorizado un 7,09%, hasta los 34,28 euros, el mayor incremento del Ibex.

El nuevo plan, 2026-2028, sustituye al anterior, 2025-2027. En inversiones, **el grupo promete ahora 10.600 millones de euros**, un 10% más que en el anterior plan, que ya de por sí presentaba

cifras récord. El 52% ahora se destinará a redes, mientras que el 26% se destinará a renovables. El resto irá a negocios convencionales de generación y otras partidas. En el anterior plan, el primer destino también eran redes, pero con menos fuerza: 42% frente a 39% en renovables.

En dividendo, Endesa pretende más que duplicarlo, empezando una carrera creciente desde ya. En lugar de 1,3 euros por acción en efectivo con cargo a 2025 como tenía previsto, dará 1,58 euros, un 22% más. A partir de ahí no bajará de 1,6 euros. El grupo pretende dar como poco el 70% de pay out (parte del beneficio que se destina a dividendos), y aumentar dividendo a una tasa media del 4% anual. En 2028 quiere llegar a una cifra de entre 2,5 y 2,6 euros como beneficio por acción. Por lo tanto, el dividendo anual, siempre en efectivo, podría rebasar los 1,8 euros. En el anterior plan su máxima aspiración era 1,5 euros, en 2027.

Enel se llevará 5.000 millones

Endesa dará como poco unos 7.000 millones de euros en dividendos. Enel, que **es el mayor accionista, con el 70%, será el mayor beneficiario, con unos 5.000 millones.**

A esa cantidad hay que sumar la continuidad del programa de recompra de acciones, por 2.000 millones.

El aumento de inversiones y dividendos del nuevo plan se hará a costa de aumentar sensiblemente la deuda. De 10.000 millones pasará a una horquilla de entre 14.000 y 15.000 millones. **En el anterior plan, se preveía una deuda final de no más de 11.000 millones.**

El nuevo plan estratégico se lanza tras superar, muy sobradamente, los objetivos marcados para 2025 con el anterior. Endesa ha pulverizado sus previsiones de resultados. En 2025 ha ganado **2.351 millones, un 18% más.** Está muy por encima de los 2.000 millones que se marcó de objetivo.

El impulso del nuevo plan se sostiene también gracias al aumento de beneficios previsto. De los más de 2.300 millones alcanzados en 2025, se pretende llegar a una cifra de **entre 2.500 y 2.600 millones en 2028**, más que los 2.200 millones que se preveían para 2027 en el anterior plan estratégico.

Bogas (Endesa) pide alargar los nucleares 10 años: ahorraría 2.800 millones en la factura de la luz

Okdiario.com, 24 febrero de 2026

•Bogas alerta que Endesa sólo ha dado luz al 18% de las peticiones en 2025 por la saturación de la red



José Bogas, consejero delegado de **Endesa**, ha pedido alargar en 10 años la vida útil de las nucleares, cuyo cierre está previsto de forma escalonada desde 2027 hasta 2035. En la rueda de prensa de presentación de los **resultados** anuales del grupo, Bogas ha explicado que hay muchas razones para dar marcha atrás en el cierre de las nucleares. Entre ellas, que la alternativa a las centrales -batería, solar, ciclos combinados...- tendrían un coste de 100 euros por megawatio hora, el doble de lo que podría costar la electricidad generada por nuclear si se redujeran algunos impuestos específicos de esta tecnología «que no tienen otras».

El ahorro que generaría la continuidad de las nucleares a los ciudadanos sería de unos 2.800 millones de euros, según Bogas, que ha calculado en 400 millones de euros el ahorro que genera cada una de las siete centrales nucleares sobre la alternativa.

Bogas ha explicado que hay más motivos para alargar la vida útil de las nucleares. Entre ellas, que las centrales son nucleares para garantizar el suministro del sistema, como se ha visto recientemente con el apagón del pasado 28 de abril.

Según el consejero delegado de Endesa, los objetivos de almacenamiento y de generación eléctrica con alternativas como la solar o el hidrógeno verde establecidos en 2019 en el PNIEC no se van a cumplir, lo que hace más imprescindible alargar la vida de las nucleares. «Nuestras previsiones es que el consumo de hidrógeno verde estará sobre el 20% del objetivo marcado en 2109», ha advertido Bogas.

De momento, las eléctricas han pedido aplazar el cierre de Almaraz, previsto para 2027, hasta 2030. «No tiene sentido cerrar un grupo de Almaraz y dejar otro funcionando hasta 2028», ha insistido.

Además, el máximo responsable ejecutivo de la eléctrica ha advertido que el **94% de los nudos** de Endesa se encuentran saturados, lo que ha provocado que en 2025 Endesa sólo pudiera dar acceso al sistema al **18% de la demanda**. En cuanto al sector en general, la saturación de las redes alcanza **ya el 88%**.

Esto implica que muchos negocios y viviendas no se puedan conectar a la red y no pueden iniciar su actividad. Pese a esta situación, la retribución a las inversiones en redes que ha establecido la CNMC, el **6,58%**, «es la más baja de Europa», ha señalado Bogas.

Bogas ha subrayado que ahora mismo no hay capacidad en España para acoger un centro de datos, que necesita 1.000 MWh de capacidad. «Pero lo importante es que se garantice a los inversores cuando va a haber esa capacidad para que pueda hacer la inversión», ha dicho.



Pese a ello, Endesa no va a dejar de invertir en redes. El consejero delegado de la eléctrica, que ha anunciado que recurrirá en los tribunales las circulares de la CNMC, ha anunciado **5.500 millones** de inversión en redes en España entre 2026 y 2028. «Seguiremos invirtiendo, pero nos será más difícil que a las empresas de otros países con remuneraciones más altas», ha señalado. «Aún así, esas inversiones están condicionadas a que el Gobierno apruebe la tasa de remuneración a las inversiones y se elimine el tope de inversión actual», ha explicado.

Respecto al **apagón**, Bogas ha insistido en señalar a **Red Eléctrica** y al exceso de renovables en el sistema el día del cero eléctrico.

Naturgy convoca para el 24 de marzo la Junta en la que reordenará su consejo

Elperiodicodelaenergía.com, 24 febrero de 2026

Además, el consejo aprobará las cuentas anuales de 2025 y someterá a aprobación la gestión del consejo, entre otros aspectos



La multinacional energética **Naturgy** ha convocado formalmente para el 24 de marzo la Junta General de Accionistas en la cual reelegirá al presidente de Naturgy, Francisco Reynés, como consejero ejecutivo hasta 2030, y abordará la reordenación de su consejo.

Tal como anunció la semana pasada, coincidiendo con la presentación de sus resultados anuales, el fondo australiano IFM pasará de dos a tres representantes, mientras que el fondo GIP perderá un asiento en el consejo y ahora tendrá dos.

El nuevo representante de IFM será Lars C. Bespolka, según consta en el orden del día de la Junta, que también recoge la reelección como consejeros de Jaime Siles y Ramon Adell.

Por otra parte, como es habitual, el consejo aprobará las cuentas anuales de 2025 y someterá a aprobación la gestión del consejo, entre otros aspectos.

El dividendo de Naturgy

Naturgy ya anunció también la semana pasada que **abonaría el pago de un tercer y último dividendo de 0,57 euros con cargo a 2025.**

Iberdrola completa la venta de sus activos terrestres en Francia a Technique Solaire

Bolsamania.com, 24 febrero de 2026

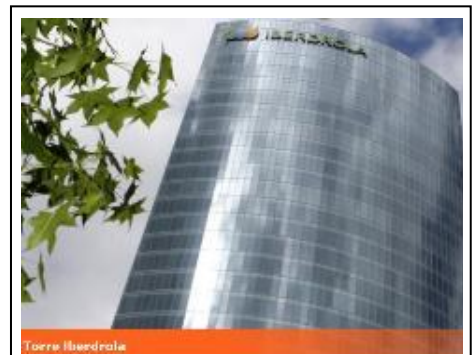
Dentro de la estrategia de centrar sus inversiones en negocios estratégicos y en mercados clave

Iberdrola Francia ha **completado la venta de sus activos terrestres** en el país al grupo francés de energías renovables **Technique Solaire**.

Los activos incluyen **118 megavatios (MW)** de capacidad eólica operativa, así como una cartera de proyectos de **639 MW** de energía eólica terrestre y solar fotovoltaica.

Esta operación forma parte de la estrategia del grupo de **centrar sus inversiones en sus negocios estratégicos** —principalmente redes reguladas o proyectos de generación renovable con contratos a largo plazo— y en **mercados clave como Estados Unidos y Reino Unido**.

Se trata de la quinta operación completada por Iberdrola en lo que va de año, tras la venta de activos mini hidroeléctricos y del negocio de purines en España, la venta de su negocio en Hungría y la incorporación de 650 MW de energía solar a la joint venture con Norges.



Iberdrola y Endesa llevarán esta semana a la Audiencia Nacional la batalla de 900 millones contra la CNMC por los peajes de la luz

Elmundo.es, 25 febrero de 2026

Las grandes eléctricas y su patronal, Aelec, recurrirán en los próximos días el nuevo marco retributivo de las redes de distribución que ha publicado el supervisor



De puertas para afuera ha bajado la presión, pero intramuros las grandes eléctricas siguen en pie de guerra contra la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por los peajes que el supervisor ha establecido como compensación por sus inversiones en las **redes eléctricas** de España para el próximo lustro. Según ha podido confirmar EL MUNDO, Iberdrola, Endesa y su patronal, Aelec, **recurrirán el marco de la CNMC en la Audiencia Nacional esta misma semana.**

Las **dos polémicas circulares** en las que la Comisión ha fijado la retribución de las redes de distribución para el periodo 2026-2031 fueron publicadas en el Boletín Oficial del Estado el pasado 30 de

diciembre. Por ley, las empresas afectadas tienen dos meses de plazo para recurrir. Como febrero solo tiene 28 días, la ventana judicial se cerrará este viernes, de modo que las grandes eléctricas han acelerado para abrir ya este frente legal.

Ayer, en la rueda de prensa de presentación de resultados, el consejero delegado de Endesa, **José Bogas**, confirmó que la compañía que dirige va a recurrir ambas circulares. La primera define **qué costes reconocerá el supervisor**, cómo se valoran, qué incentivos y penalizaciones tendrán las empresas. La segunda circular es la que determina la rentabilidad de las inversiones, es decir, el tipo de interés que reciben las eléctricas por sus actuaciones en la red. Si la metodología recoge qué obras se pagan, la tasa de retribución dice a qué interés se remunera el dinero que las eléctricas han invertido en esas obras.

Al principio, la tasa concentró todo el debate. Las eléctricas exigían entre el 7% y el 7,5% para mantener sus inversiones en España. La CNMC aguantó la presión y la fijó en el 6,58%. Iberdrola y Endesa llegaron a condicionar un desembolso de más de 6.000 millones en esta infraestructura crítica si el supervisor no llegaba a sus expectativas. Hoy en día ese órdago se ha volatilizado. Endesa, que ayer anunció un plan inversor de **10.600 millones** en España para los próximos dos años, va a destinar más de la mitad de esa cifra a las redes de distribución. De hecho, la eléctrica que dirige Bogas ha aumentado su apetito por las redes españolas un 40% frente a la hoja de ruta anterior.

"Hemos apostado por lo mejor para España y para nosotros que es reforzar las redes para atraer más demanda eléctrica. **Seguiremos peleando de una forma regulatoria**", justificó Bogas. Si bien, anticipó que Endesa tendrá "más difícil" captar capital para invertir en redes en España que para hacerlo en cualquier otro país que pague más por el despliegue de la infraestructura. Además de Iberdrola y Endesa, las circulares de distribución afectan también a **Naturgy y EDP, que también tienen previsto recurrir** el nuevo marco en los tribunales de aquí al viernes.

Según los cálculos de la CNMC, la diferencia entre la tasa que exigían las eléctricas y la que finalmente aprobó asciende a **900 millones de euros** para el conjunto del sistema, es decir, para el conjunto de los consumidores, que son los que pagan el coste de las redes de transporte y distribución de electricidad a través de los peajes del recibo de la luz. Para las eléctricas, una cifra menor si se considera que hay, según sus cálculos, 10.000 millones de euros en **proyectos de inversión en riesgo** por falta de capacidad. Una parte del organismo supervisor lo ve de otra manera, pues cree que ceder a la presión de las eléctricas hoy es sentar un precedente mañana.

LA BAZA DEL CONSEJO DE ESTADO

Al margen de la tasa, donde las eléctricas han encontrado munición para tumbar las circulares en los tribunales es en la circular de metodología. En esta la CNMC introdujo por primera vez un factor de riesgo para el negocio de distribución, al ligar la retribución a la demanda que finalmente se conecte a las redes. Es decir, las eléctricas cobrarían más o menos según los consumidores que finalmente utilicen su infraestructura. El Consejo de Estado criticó con dureza este cambio en su informe, pues aseguró que no tenía "sustento normativo".

El órgano consultivo recordó que las distribuidoras no pueden cribar las solicitudes de acceso, sino que tienen que **atender todas las peticiones por igual** por orden de llegada, de modo que no tienen medios para dar prioridad a los proyectos que prevean que tienen más probabilidad de conectarse a la red. Los abogados del sector eléctrico esgrimirán el informe del Consejo de Estado como un argumento de peso en sus recursos. Para la CNMC, las circulares están "blindadas" jurídicamente. La batalla de los peajes arrancará este viernes y serán los tribunales los que inclinarán la balanza.

Galán (Iberdrola) pedirá extender la vida de todas las nucleares incluso hasta los 80 años

Larazon.es, 25 febrero de 2026

El presidente de la eléctrica defiende que son activos "seguros, estables y, además, favorecen los precios bajos". Advierte que adaptará las inversiones en España al nuevo marco regulatorio

El presidente de Iberdrola, Ignacio Galán, ha asegurado que va a pedir la ampliación de la vida útil no solo para la planta cacereña de Almaraz, sino **para otras centrales nucleares** en el futuro, ya que ha considerado que "la mayor parte de ellas pueden llegar hasta los **60, e incluso 80 años**".

"Este es un proceso que está en marcha", después de que las propietarias de Almaraz -la propia Iberdrola, Endesa y Naturgy- solicitaran en octubre formalmente al Gobierno una prórroga para los dos grupos de la central extremeña hasta 2030.

Galán ha remarcado en la conferencia con analistas para presentar las cuentas de 2025 que los activos nucleares son **"seguros, estables y, además, favorecen los precios bajos"**, a pesar de la "enorme" carga impositiva que sufren en España.



"Esa es la realidad que estamos viendo hoy en día. De hecho, los países europeos sin centrales nucleares tienen precios estructuralmente altos, unos **20 euros más** en comparación con España y Francia. Así que este es el **gran debate que se está produciendo en Europa**", ha explicado.

Por el contrario, los países que **mantienen sus centrales nucleares** y han invertido en otras tecnologías renovables, cuentan con unos precios más bajos que en aquellos "que no han construido o que han cerrado las centrales nucleares y que dependen por completo de la importación de combustible fósiles".

En este sentido, puso el ejemplo de **China**: "Esto es lo que están haciendo en países como China, que están invirtiendo mucho ya en energías autóctonas, fundamentalmente **hidroeléctricas y renovables, y también en energía nuclear** para mantener un mix mucho más competitivo de generación de energía", añadió al respecto.

En 2019, las empresas propietarias de las nucleares en España alcanzaron un acuerdo con Enresa para establecer un calendario de cierre ordenado del parque existente entre 2027 y 2035, empezando así por Almaraz y concluyendo con Trillo, que, hoy en día, sigue vigente y el Gobierno ha reafirmado.

Sobre las futuras inversiones en España, Galán ha advertido que Iberdrola **"se adaptará a las circunstancias"** y amoldará su 'capex' y gastos "al marco que se ha definido".

Galán respondió así al ser cuestionado sobre el marco regulado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) tras la aprobación de sus circulares sobre redes eléctricas, que fija la metodología y una tasa de retribución financiera (TRF) del 6,58% para la distribución -lejos de la petición del sector eléctrico de una tasa superior al 7%- para el periodo 2026-2031.

"Tenemos que gestionar nuestra empresa de acuerdo con las señales que estamos recibiendo. Es decir, cuando se está reduciendo el dinero para operaciones y mantenimiento, tenemos que adaptar esto a las nuevas circunstancias", destacó, subrayando que España representa de todas maneras **el 20% de la base de activos regulados (RAB)** del grupo.

A este respecto, apuntó a que otros mercados, como **Reino Unido, EE UU y Brasil**, son hoy más atractivos para apostar por el negocio de redes que impulsarán la electrificación.

Para el presente ejercicio, Galán reafirmó que será **"otro año de crecimiento"** en el que se podrían superar los **6.600 millones** de beneficio neto en el año.

Advertencia sobre Italia

También en el capítulo regulatorio, el presidente de Iberdrola cargó contra la pretensión del Gobierno italiano de sacar el CO2 de la factura eléctrica, ya que "cualquier intervención en el mercado no servirá para atraer las inversiones que se precisan para poder satisfacer las necesidades de Europa".

Lo que sí ha defendido es la **reducción de impuestos** a la electricidad como la mejor vía para aumentar la competitividad de Europa.

"Si comparamos los impuestos de Europa con los chinos o los norteamericanos, en algunos casos son cinco veces más. Entonces no se trata de más reformas, sino que se trata de ver dónde está el problema. El problema en Europa es la fiscalidad y las políticas energéticas que en algunos países no han seguido el camino necesario o el camino correcto", ha indicado.

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

 **Siempre adelante**

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