

Resumen de **Prensa**

Sector **Energético**



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Portugal premia a las redes eléctricas con una retribución mayor a la que pretende la CNMC en España

elperiodicodelaenergia.com, 17 diciembre de 2025

ERSE presentó ayer martes el documento final de tarifas para las actividades reguladas de redes eléctricas portuguesas. Las acciones de REN y EDP reaccionaron positivamente al anuncio



El regulador portugués ERSE publicó ayer el documento final de tarifas para el 2026 y los principales parámetros para el nuevo periodo regulatorio 2026 hasta 2029. Las acciones de EDP y de REN abrieron la sesión de ayer con leves subidas, alcanzando revalorizaciones de casi un 2% a media mañana. La justificación vino de las mejoras incluidas en el documento comparado con las propuestas del pasado mes de octubre.

ERSE ha mantenido un aumento del 1,0% en las tarifas eléctricas reguladas para los usuarios finales en el segmento de baja tensión normal para 2026. Esta tarifa se aplica a

consumidores de electricidad residenciales y pymes. Esto refleja el aumento de las tarifas de acceso a la red a €97,5 por megavatio hora, frente a los €97,1 de la propuesta de octubre.

También han mejorado los ingresos regulados del 2026 para las actividades de distribución eléctrica de EDP hasta los €1.252 millones, una mejora del 2,3% respecto a la cifra anunciada en octubre y un 11,7% de incremento respecto a los ingresos reconocidos para el 2025. Esta está justificada por un incremento de la tasa de retorno ("RoR") reconocida.

El regulador portugués mejora la tasa de retorno financiero para distribución

ERSE ha fijado finalmente la RoR para las actividades de distribución eléctrica en el 6,70%, nominal antes de impuestos, una mejora de 47 puntos básicos de mejora en comparación con el 6,33% de la propuesta de octubre. Con respecto al anterior periodo regulatorio 2022 a 2025 la RoR mejora en un 2% desde el 4,70%.

El tipo definitivo para el período 2026-2029 se fijará para el año t , según la media diaria de la rentabilidad del bono portugués a 10 años entre octubre del año $t-1$ y septiembre del año t . Por lo tanto, la RoR se revisa anualmente en función de la media la rentabilidad observada, que corresponderá automáticamente a un RoR predeterminado, en función de la pendiente de una relación lineal.

Está pendiente prefijada determina que, cada variación del 1% en la rentabilidad del bono, implica una variación del 0,3% en el RoR. Este mecanismo prevé un mínimo del 5,90% y un máximo del 8,90% de RoR.

Las actividades de transmisión eléctrica también vieron mejoras en la rentabilidad

Tomando exactamente la misma referencia de media subyacente del 3,076% para la rentabilidad del bono a diez años y una tasa de impuestos del 28,25%, la RoR para las actividades de transmisión eléctrica de la operadora portuguesa REN se fijó en el 6,19% nominal antes de impuestos. REN se beneficia además de una prima de 75 puntos básicos que resulta en una tasa financiera total del 6,94% nominal antes de impuestos frente al 5,21% de tasa de retorno actual.

La pendiente que relaciona la RoR y la rentabilidad del bono para las actividades de transmisión eléctrica en Portugal es similar a la de la distribución eléctrica, sin embargo, el mínimo es menor en el 5,90% de distribución (el 5,39%) y un máximo menor en el 8,39%. El mecanismo otorga mayor protección a la RoR de las actividades de distribución ante caídas de tipos de interés.

Interesantes detalles respecto al cálculo del coste medio del capital

El regulador portugués tiene la opción de elegir entre dos medias de la rentabilidad de los bonos alemanes y holandeses, a de tres años y la de cinco años, para calcular la tasa libre de riesgo dentro de la formula

regulatoria. Así como en los dos últimos períodos regulatorios eligió la media de los cinco años, esta vez ha optado por la media de los tres años para partir de una tasa libre de riesgo más alta del 2,59%.

Sin embargo, la prima de riesgo país se ha reducido al 0,49% desde el 1,41% actual, dando lugar a una prima de riesgo de mercado entre el 5,49% y el 6,03%. La beta de los activos regulados se ha reducido levemente.

ERSE ha sido generoso en el cálculo del retorno del capital propio del 8,6% nominal antes de impuestos para las actividades de distribución y un 7,9% para las de transmisión eléctrica. Con un apalancamiento de 0,5 veces sin cambios, el coste de la deuda ha subido sustancialmente al 4,5% nominal antes de impuestos, desde el 3,31% actual.

Una lección para el regulador español en incentivos para la inversión en transmisión

Debido a que ambos reguladores utilizan tasas de impuestos de sociedades diferentes, únicamente es posible comparar las tasas de retorno financieras si se quitan los impuestos. ERSE habría aprobado una tasa nominal después de impuestos del 5,22% para distribución y un 5,41% para transmisión.

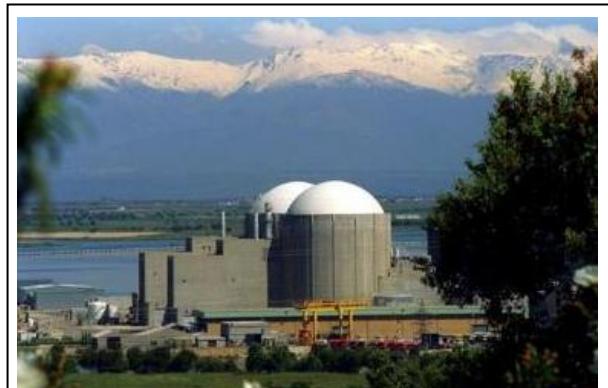
Comparado con la última propuesta del regulador español, la tasa única española para ambas actividades equivale a un 5,26% nominal después de impuestos, similar a la tasa portuguesa para distribución, pero 15 puntos básicos más bajan que la de transmisión eléctrica portuguesa. Una manera eficiente de incentivar inversiones en las redes de alta tensión, la de los portugueses.

El Consejo de Seguridad Nuclear pide a Iberdrola, Endesa y Naturgy información extra sobre la ampliación de Almaraz

Elperiodico.com, 18 diciembre de 2025

El supervisor da dos meses a las eléctricas propietarias de la central nuclear cacereña para facilitar la nueva documentación para analizar su petición de prolongar la planta hasta 2030

Las nucleares catalanas confían en que la prórroga de Almaraz alargue su fecha de cierre



El Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) ha pedido **más información** a Iberdrola, Endesa y Naturgy para estudiar la prórroga de la **central nuclear de Almaraz (Cáceres)**, según ha informado el regulador en un comunicado. La solicitud, aprobada en el último pleno del año del organismo, se produce a tres días de las elecciones en Extremadura, que se celebrarán este domingo.

Las tres eléctricas que comparten accionariado en la planta cacereña presentaron el **30 de octubre** la **petición formal al Gobierno para aplazar hasta junio de 2030** el cierre de la

central, cuyos dos reactores están previstos que se desconecten en 2027 y en 2028, según el calendario actual, acordado por las empresas, el Gobierno y la sociedad pública Enresa en **2019**. Y el **Ejecutivo reenvió dicha solicitud al CSN**, como **responsable de analizar las condiciones de seguridad nuclear** que debe cumplir la planta para prolongar su funcionamiento.

Este jueves, el pleno del CSN ha acordado **requerir más información** a las propietarias. Entre otros aspectos, solicita documentación relativa a la **gestión del "envejecimiento de las estructuras, sistemas y componentes de seguridad"**. Además, demanda "justificar la validez y el estado de cumplimiento de los planes de acción y mejora asociados a la revisión periódica de la seguridad para el periodo completo de

diez años ya que, en la anterior renovación de autorización, el periodo solicitado fue de siete años para la unidad I y de ocho para la unidad II".

El regulador también requiere a las tres compañías energéticas explicar la gestión del **combustible gastado** por la instalación hasta 2030, "dado que la solicitud presentada por Almaraz conlleva un **incremento en su generación**". Las empresas deben remitir al CSN la información solicitada "lo antes posible y no más tarde de febrero de 2026", según advierte el regulador en su nota.

El CSN dispone formalmente hasta finales de agosto de 2027 para emitir su informe sobre la solicitud de prórroga de la central cacereña, según el reglamento vigente. Pero algunas fuentes familiarizadas con el proceso apuntan a que previsiblemente el análisis del supervisor será rápido, dado que la última revisión periódica de seguridad (RPS) que superó la central se extiende hasta 2030, precisamente la fecha hasta cuando las plantas han solicitado ampliar la vida de la planta.

La promesa de Guardiola

Iberdrola, Endesa y Naturgy llevaban meses intentando abrir una vía de diálogo con el Gobierno para abordar una revisión del cierre de las **centrales nucleares**. Pero ambas partes mantenían posiciones maximalistas de partida, que provocaron una situación de bloqueo durante meses. Las empresas insistían en **pedir una rebaja de impuestos** para pedir la **ampliación de vida de las centrales**, mientras el Ejecutivo se negaba a estudiar una solicitud que implicara un aumento de los costes para los consumidores.

Noticias relacionadas y más

- **El Gobierno activa el proceso técnico para ampliar la vida de la central nuclear de Almaraz**
- **El Gobierno activa la contratación masiva de cientos de técnicos para pilotar el cierre de las centrales nucleares**
- **El Consejo de Seguridad Nuclear solo estudiará la ampliación de la central de Almaraz y aparta de momento el expediente de cierre**

Tras meses de impasse, fueron las eléctricas las que en octubre cedieron al retirar, al menos de momento, su reclamación de rebajar impuestos y dejando para más adelante una **eventual negociación** de marco económico del sector con el objetivo de poder salvar **Almaraz**. No obstante, el anuncio se produjo después de que la actual presidenta de Extremadura, **María Guardiola**, prometiera **reducir de manera progresiva la tasa regional** que paga Almaraz (actualmente más de 80 millones de euros cada año) para llegar a 2029 con una **rebaja del 50%**.

Suscríbete para seguir leyendo

La CNMC multa con 5,1 millones a la distribuidora eléctrica de Naturgy por abuso en el mercado de contadores

Cincodias.elpais.com, 19 diciembre de 2025

Considera que ha cometido una infracción muy grave contra la Ley de Competencia y le prohíbe contratar con el sector público durante cuatro meses

La Sala de Competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha multado con 5,08 millones de euros a la distribuidora eléctrica del Grupo Naturgy, UFD Distribución Electricidad **por restringir la competencia en el mercado** de instalación de determinados equipos de medida eléctrica

(contadores eléctricos) entre mayo de 2018 y mayo de 2021, según comunica hoy el este organismo en un comunicado de prensa.



En él advierte que “el derecho de la competencia exige que las empresas en posición de dominio sean especialmente responsables de no restringir la competencia ni en el mercado que dominan ni en los mercados conexos”. Y añade que, “en concreto, la realización de actuaciones sin amparo normativo que tengan la capacidad de producir efectos de exclusión será abusiva, con independencia de la intencionalidad de la conducta.

En este caso, UFD (antigua Unión Fenosa Distribución) interpretó indebidamente que la obligación de integrar todos los contadores del segmento doméstico en los sistemas de telegestión de su distribuidora era aplicable también a

determinados tipos de contadores en el segmento industrial (tipo 3 y 4), indica el comunicado. Esta conducta se tradujo en la imposición de requisitos no previstos en la normativa y en la denegación o retraso en la instalación y activación de equipos de medida propiedad de otras empresas de servicios de medidas y clientes industriales. Aunque la empresa corrigió internamente esta interpretación en mayo de 2021, con sus prácticas restringió la competencia y la capacidad de elección de los consumidores y operadores alternativos.

Dos años de investigación

La investigación se inició a partir de una denuncia de Axon Time y Enerlin Ingenieros contra UFD **por posibles prácticas contrarias a la normativa de competencia**. En abril de 2023, la CNMC llevó a cabo inspecciones en dos sedes del Grupo de Naturgy y en noviembre de 2023 inició un procedimiento sancionador contra UFD, que se acaba de resolver. Tras la instrucción la CNMC (este sanciona ahora a UFD con 5,08 millones por una infracción muy grave del artículo 2 de la Ley de Defensa de la Competencia y del artículo 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea).

Además, UFD tendrá prohibido contratar con el sector público en todo el territorio nacional durante cuatro meses. La prohibición afecta a contratos de obras, suministros y servicios vinculados al mercado de instalación de equipos de medida eléctrica y su puesta a disposición en puntos de suministro de baja tensión afectados por la conducta, salvo cuando UFD esté obligada a hacerlo según la normativa sectorial. La CNMC le impone obligaciones de cumplimiento y de información: debe activar los equipos de telemedida propiedad de terceros ya instalados y permitir la instalación y activación de nuevos cuando lo solicite el cliente; debe permitir la instalación de equipos de medida eléctrica amparados normativamente y debe informar a los titulares de los puntos de suministro afectados y publicar en su web las nuevas obligaciones.

Cuando la CNMC informó del expediente sancionador, en junio de 2024, aseguró que “la compañía habría dado un trato preferente y discriminatorio a las incidencias y reclamaciones presentadas por ciertas comercializadoras (al parecer, pequeñas) entre 2021 y 2022 (la CNMC no especifica si fuesen las comercializadoras del propio grupo Naturgy), en detrimento de tercera independientes”. Así, señaló entonces, UFD “podría haber falseado la libre competencia en el mercado del suministro minorista de energía eléctrica y haber incumplido también la Ley de Competencia Desleal de 1991”.

Contra esta resolución, el grupo **que preside Francisco Reynés** podrá interponer directamente recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses a partir del día siguiente al de su notificación.

Criteria se blinda frente a nuevas turbulencias en el capital de Naturgy el puño de hierro de Fainé

vozpopuli.com, 19 diciembre de 2025

El holding refuerza su posición accionarial ante los movimientos protagonizados por los fondos

La calma que reinaba en Naturgy se ha roto y **Francisco Reynés busca soluciones en casa**. BlackRock movió ficha la pasada semana, anunciando un repliegue en el accionariado de la gasista española. La operación, que sorprendió al mercado porque no se esperaba que el dueño del Ibex 35 perdiera fuerza en el capital social de la compañía, ha provocado que los principales **accionistas muestren sus cartas** para la nueva partida que se libra en la empresa.



GIP, de la que es propietaria uno de los mayores fondos de inversión del mundo, colocó acciones de Naturgy en el mercado por alrededor de un 7,1 % del capital mediante **una venta acelerada gestionada por JP Morgan** por unos 1.750 millones de euros. Desde los despachos de la gasista, lejos de mostrar preocupación, se optó por manifestar optimismo, ya que este movimiento dotaría a la empresa de un mayor número de acciones en el mercado y, por tanto, de más liquidez, una de las mayores preocupaciones del consejo de administración.

De hecho, hace escasos meses Naturgy presentó un nuevo plan estratégico en el cual se incidía en la necesidad de regresar a los índices MSCI, que miden el rendimiento de los mercados de acciones por país y región. La compañía fue excluida de los mismos por no tener el suficiente free float, dado que gran parte de los títulos estaban en manos de los principales accionistas. Para salir del atolladero, **la gasista realizó una auto-OPA** y acordó adquirir un porcentaje de acciones de sus principales accionistas para, posteriormente, colocarlas en el mercado.

Con BlackRock vendiendo acciones y con el temor de que se rompiera la paz social **dentro del consejo de administración**, el máximo accionista de Naturgy movió ficha. Criteria anunció la compra de nuevas acciones y escaló un 2 % hasta alcanzar el 26 %. Esta operación está valorada en unos 485 millones de euros.

Con este movimiento accionario, **Francisco Reynés, que dirige la estrategia del holding**, intenta blindar la posición de Criteria ante posibles nuevas turbulencias el capital de la gasita.

Dichos movimientos, precisamente, se produjeron este mismo jueves. En medio de la intensa reconfiguración del capital social de Naturgy propiciada por **la venta parcial de acciones por parte de BlackRock**, otro movimiento relevante ha tenido lugar entre los co-inversores tradicionales de la compañía: **el fondo británico CVC y la familia March**, a través de Corporación Financiera Alba. Hasta ahora, ambos participaban conjuntamente en la energética a través del vehículo societario Rioja, controlando en conjunto alrededor del 18,59 % del capital social.

Así, las dos sociedades han renovado y modificado su acuerdo de inversión en Naturgy con el objetivo de ganar mayor flexibilidad sin alterar su compromiso con la compañía ni su representación en la gobernanza. Según han comunicado a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), Alba pasará a ostentar directamente un 5,01 % del capital, quedándose fuera de la vieja estructura conjunta en Rioja, mientras que Rioja Investments —participada mayoritariamente por CVC— mantendrá un 13,8 % de participación.

Esta modificación societaria no afecta al compromiso de los accionistas de Rioja con respecto a su inversión y la creación de valor en Naturgy. En este sentido, conviene recordar que la participación en Naturgy es la mayor inversión individual de Alba e indirectamente una de las mayores inversiones de los **fondos gestionados por CVC en Europa**. “Ambos accionistas siguen plenamente comprometidos y coordinados”, indicaban ambos inversores a la CNMV.

Fuentes del mercado interpretan este movimiento como una “ posible reordenación del accionariado” y no descartan “que se produzcan nuevas desinversiones de los principales accionistas de la gasista”.

El consejo de administración, clave

Mientras se reconfigura el accionariado, los dueños de Naturgy también miran de reojo lo que [pueda suceder en el consejo de administración](#). Criteria, al igual que ocurre con Telefónica, considera a la gasista como parte fundamental de su cartera de activos y no está dispuesta a que se le escape el control de la compañía.

Conviene recordar que el tandem CVC-GIP podría tener consecuencias en la toma de decisiones, ya que poseen un tercio de la representación del consejo de administración. No obstante, con la desinversión de unos y el refuerzo del holding español tras la compra reciente, Criteria controla la mayoría cualificada del órgano ejecutivo.

Por otra parte, la gasista se enfrenta a una reordenación del propio consejo. Naturgy ha adaptado su consejo para reflejar esta estructura accionarial y cumplir con criterios de representación proporcional. Tras ampliarse a 16 miembros, la mayoría son consejeros dominicales propuestos por los grandes accionistas: varios representantes de **CriteriaCaixa, CVC/Rioja, IFM y BlackRock/GIP**, junto con tres consejeros independientes y el presidente ejecutivo, [Francisco Reynés](#).

Es precisamente aquí donde la compañía dirigida por Reynés debe pensar en la nueva estrategia del máximo órgano ejecutivo. Fuentes del sector apuntan que “**todo indica que la plaza de BlackRock previsiblemente se amortice**”, es decir, que el consejo podría determinar la entrada de un nuevo consejero independiente.

Nuevo movimiento estratégico de Iberdrola en Australia con la compra del parque eólico Ararat de 242 MW

Eleconomista.es, 19 diciembre de 2025

La adquisición se enmarca en su plan estratégico, que prevé invertir más de 1.000 millones en el país. La eléctrica se posiciona ante la meta de Victoria de alcanzar un 95% de generación renovable para 2035

El movimiento consolida su apuesta por Australia tras recientes proyectos de almacenamiento e interconexión

Iberdrola ha alcanzado un acuerdo para adquirir el parque eólico Ararat, situado en el estado de Victoria (Australia), a los fondos Partners Group y OPTrust. La instalación, con 242 megavatios (MW) de potencia, está operativa desde 2017 y vende la mayor parte de su producción a través de contratos de compraventa de energía (PPAs) con grandes clientes, una fórmula que aporta visibilidad a los ingresos.

La compañía no ha detallado el importe de la operación, que queda sujeta a condiciones habituales en este tipo de



transacciones. Con esta compra, **Iberdrola refuerza su presencia en Victoria** y su capacidad de abastecer con generación propia a su cartera de clientes empresariales en el estado, en un mercado que prevé un aumento de la demanda de electricidad renovable.

El movimiento se produce en un contexto de objetivos públicos especialmente ambiciosos en Victoria, que tiene fijada por ley **una meta de 95% de generación eléctrica renovable en 2035**. En paralelo, el activo podría beneficiarse del despliegue de nuevas infraestructuras de transporte eléctrico, como el Western Renewables Link y Project EnergyConnect, que buscan ampliar la capacidad de evacuación y de intercambio entre regiones y estados, un factor clave para proyectos eólicos ubicados en zonas con restricciones de red.

Ararat es un parque de referencia en la región occidental de Victoria y está compuesto por 75 aerogeneradores, con una potencia en el entorno de 240 MW, de acuerdo con la información pública del propio proyecto.

La adquisición encaja con el plan estratégico 2025-2028 de Iberdrola, que contempla 58.000 millones de euros de inversión hasta 2028, con el 85% destinado a países con calificación crediticia "A" y marcos regulatorios considerados estables. Dentro de ese esquema, la compañía sitúa a Australia dentro del bloque de "otros países de la UE y Australia", con 5.000 millones, y **apunta a más de 1.000 millones en el país hasta 2028**.

El anuncio llega, además, **después de otros pasos recientes en Australia**: la compra del proyecto de almacenamiento Tungkillo (BESS) en South Australia y la designación de Iberdrola Australia como socio de desarrollo por VicGrid para avanzar en el interconector VNI West.

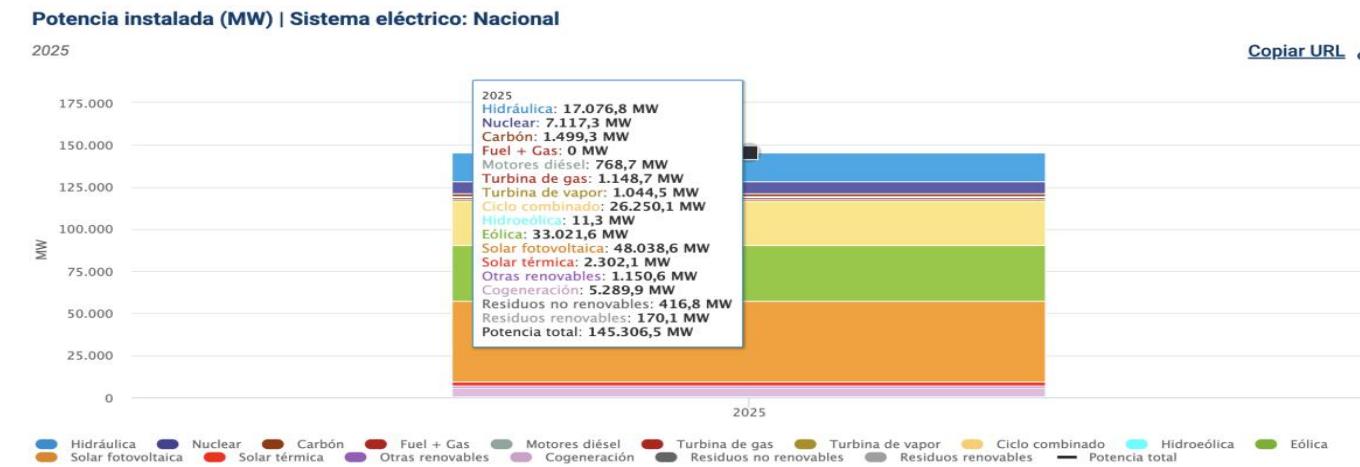
España supera los 100 GW de renovables instalados en 2025

elperiodicodelaenergia.com 20 diciembre de 2025

La solar fotovoltaica es la tecnología líder en el mix eléctrico con algo más de 48.000 MW incluidos más de 8.500 MW de autoconsumo solar

España ha superado este 2025 la mágica cifra de los 100 GW de renovables instalados. Se trata de un nuevo hito en la transición energética del país y que deja a la solar fotovoltaica como la principal fuente de electricidad por potencia instalada y que en los próximos años ya se convertirá en la mayor fuente de electricidad superando a nuclear y eólica.

El caso es que el actual mix español, contabilizando los datos de autoconsumo que recientemente ha comenzado a dar el operador del sistema, Red Eléctrica, ya posee más de 100 GW de energías renovables. Concretamente son 101.771,1 MW de renovables.



Por tecnologías

En cuanto a tecnologías de renovables que están conectadas al sistema eléctrico español están las siguientes:

- **Solar fotovoltaica:** tiene una capacidad conectada de 48.038,6 MW, de los cuales 8.753,7 MW son de autoconsumo. Esto representa el 47,2% del total de la capacidad renovable del país y un tercio de toda la potencia eléctrica instalada. Casi nada. En este año ha repuntado casi 9 GW incluido el autoconsumo, un récord absoluto.
- **Eólica:** tiene una capacidad conectada de 33.021,6 MW siendo la segunda tecnología renovable y del mix eléctrico nacional. Este año vuelve a repetir como la tecnología que más electricidad genera en el país con un 22% del mix nacional. Ha podido incrementarse cerca de 1 GW durante este año.
- **Hidroeléctrica:** el agua se convierte en el tercer elemento clave para generar energía renovable en España. Las centrales hidroeléctricas tienen una capacidad conectada de 17.076,8 MW, prácticamente inamovible durante el año.
- **Solar térmica:** la energía termosolar tiene una capacidad conectada de 2.302,1 MW, inamovibles desde hace dos décadas.
- **Otras renovables:** otras tecnologías renovables, entre las que se encuentran biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica, tienen una capacidad instalada de 1.150,6 MW. Han crecido unos 35 MW en el año.
- **Residuos renovables:** esta tecnología posee sólo una capacidad conectada de 170,1 MW.
- **Hidroeólica:** la tecnología de prueba que se instaló en el Hierro posee solo 11,3 MW.

La solar fotovoltaica irá a más en los próximos años aunque se espera que se conecte menos capacidad que estos años atrás.

Trump tumba el principal parque eólico marino de Iberdrola en EE UU

elpais.com, 22 diciembre de 2025

El Departamento de Interior bloquea Vineyard Wind 1 después de alegar que ha identificado riesgos para la seguridad nacional. Ya en septiembre paralizó otros proyectos de la eléctrica española en Massachusetts



Nuevo golpe de la administración Trump a Iberdrola. El Departamento de Interior [ha anunciado este lunes "la suspensión](#), con efecto inmediato, de los contratos de arrendamiento de todos los proyectos eólicos marinos a gran escala en construcción en Estados Unidos debido a los riesgos para la seguridad nacional identificados por el Departamento de Guerra en informes clasificados recientemente".

Este bloqueo afecta a cinco proyectos, [según el comunicado del Gobierno estadounidense](#), entre los que destaca Vineyard Wind I, el principal parque eólico marino de Iberdrola en EEUU.

Se trata de un desarrollo frente a las costas de Massachusetts de 806 MW de capacidad total instalada, que ha implicado una inversión de 2.700 millones de euros, según información de la propia compañía.

Esta no es la primera vez que Trump ataca a esta tecnología y a proyectos de Iberdrola. En septiembre de este mismo año, [tumbó los parques en tramitación de la eléctrica vasca también en Massachusetts](#). Concretamente, los desarrollos denominados New England Wind 1 y New England Wind 2.

Fuentes de Iberdrola han declinado hacer comentarios. Otras fuentes conocedoras del proyecto señalan que hay tres cuartas partes del mismo que ya están en operación y no se verían afectadas. Ahora Iberdrola tiene que evaluar cuál es el impacto de esta medida para la parte que aún está en construcción, añaden dichas fuentes.

En esta ocasión, la Casa Blanca asegura que “la medida de hoy aborda los riesgos emergentes para la seguridad nacional, incluyendo (...) las vulnerabilidades creadas por los proyectos eólicos marinos a gran escala cercanos a los centros de población de la costa este. La administración Trump siempre priorizará la seguridad del pueblo estadounidense”. “El principal deber del Gobierno de Estados Unidos es proteger al pueblo estadounidense”, declaró el secretario del Interior, Doug Burgum.

El bloqueo, además de a Avangrid, filial estadounidense de Iberdrola, afecta a otros cuatro proyectos: Revolution Wind, CVOW – Commercial, Sunrise Wind y Empire Wind 1. Tras la suspensión, las empresas afectadas han sufrido caídas en bolsa. En el caso de Iberdrola, los títulos descendían un 0,7%. Sin embargo, Orsted, dueño de Revolution, caía un 15%. Por su parte, el fabricante de turbinas Vestas, también danés, se dejaba un 5%.

El proyecto de Iberdrola puede afectar a otros actores, además de la propia multinacional. Según anunció la empresa, “en octubre de 2023, el proyecto Vineyard Wind 1 cerró con tres bancos estadounidenses el primer paquete de capital fiscal de su clase para energía eólica marina a escala comercial. El acuerdo de 1.200 millones de dólares (más de 1.000 millones de euros) fue alcanzado con J.P. Morgan Chase, Bank of America y Wells Fargo, haciéndolo la mayor financiación de esta clase y la primera para un parque eólico marino”. En EEUU, Iberdrola tiene además del parque eólico marino Vineyard Wind 1 con 806 megavatios (MW) ya en construcción, Kitty Hawks -con 2.400 MW en fase previa de desarrollo- y Gulf of Maine, también en desarrollo, con 3.000 MW.

Para el Ejecutivo estadounidense, “informes no clasificados del Gobierno estadounidense han constatado desde hace tiempo que el movimiento de las enormes palas de las turbinas y las torres altamente reflectantes generan interferencias de radar conocidas como *distorsión*. Esta distorsión causada por los proyectos eólicos marinos oscurece los objetivos móviles legítimos y genera objetivos falsos en las inmediaciones de los proyectos”.

Giro estratégico

Este varapalo se da en pleno giro de timón estratégico de Iberdrola en EE UU, [que tras el primer bloqueo de septiembre reafirmó su apuesta por el gigante estadounidense](#). En la actualización de su plan estratégico para los próximos años, la energética liderada por Ignacio Sánchez Galán está priorizando la inversión en redes respecto de renovables, a diferencia de lo que venía haciendo en los últimos años.

El auge de la ultraderecha también ha supuesto una regresión en términos de lucha contra el cambio climático. Y el desarrollo de estas tecnologías está encontrando problemas por parte de gobiernos como el de Donald Trump, que ya antes de regresar a la Casa Blanca hizo una fuerte campaña en contra de las energías limpias y a favor de los combustibles fósiles.

Con este contexto, Iberdrola prefiere centrarse en la inversión en redes, pero sigue muy enfocada en EE UU. Prevé invertir 50.000 millones de euros hasta 2028. De esa cantidad, 37.000 millones irá destinado a ese concepto, muy por encima de los 21.000 millones previstos en planes anteriores. Por áreas geográficas, la inversión en Reino Unido está prevista en el 35%. El 30% irá para EE UU, mientras que en España y

Portugal se queda en la mitad: el 15%. Estos planes ya se van concretando. Este mismo mes de diciembre, Iberdrola ha anunciado un plan récord de inversión en redes de 14.000 millones de euros.

A diferencia de EE UU, Iberdrola si ha decidido hacer las maletas de otros países donde la coyuntura política ha supuesto un foco de problemas. Este ha sido el caso de México, donde la eléctrica tenía activos valorados en 10.000 millones de euros. Sin embargo, tras los choques con el gobierno de Andrés Manuel López Obrador, decidió venderlo en dos fases. Primero se desprendió de sus ciclos combinados de gas, valorados en 6.000 millones de euros, y este mismo verano anunció la venta del resto de activos, fundamentalmente renovables, que vendió a la también española Cox, por casi 4.000 millones de euros.

Caos jurídico en el sector eléctrico por la retribución de la CNMC con sus consejeros divididos

vozpopuli.com, 22 diciembre de 2025

La Comisión tiene hasta el 31 de diciembre para dar marcha atrás a su nueva política



El tiempo corre en contra de todo el sector eléctrico. Y lo hace, además, en contra de los intereses de **las principales compañías que operan en España**, ya que el nuevo marco propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) no cuenta con su aprobación.

Además, el propio Gobierno ha presionado a la **institución dirigida por Cani Fernández**. El regulador ha planteado una nueva metodología para el próximo periodo regulatorio que establece una tasa de retribución considerada insuficiente

por las empresas para afrontar el fuerte aumento de inversiones que requiere la electrificación de la economía, la integración de renovables y el crecimiento de la demanda.

Desde la CNMC defienden que el modelo aporta estabilidad y certidumbre, mientras que las eléctricas advierten de que podría frenar el despliegue de infraestructuras y generar cuellos de botella en la conexión de nuevos proyectos **industriales, energéticos o residenciales**.

El conflicto ha trascendido el ámbito técnico y se ha instalado en el plano político, con el Gobierno siguiendo de cerca el debate ante el riesgo de que la falta de inversión en redes comprometa los objetivos de transición energética.

El Ejecutivo ha expresado en varias ocasiones su preocupación por el impacto que una retribución considerada baja podría tener sobre la competitividad y el crecimiento económico, mientras intenta mediar entre el regulador y el sector. **La CNMC propone una tasa del 6,58 % para el periodo 2026-2031, frente al 5,58 % anterior**. Aunque representa un incremento respecto a la situación vigente, sigue por debajo de las expectativas del sector, que solicitaba niveles cercanos al 7-7,5 % para que las inversiones en infraestructuras fueran realmente atractivas.

Tanto el Ministerio para la Transición Energética como **las eléctricas esperan que la CNMC reconsideré su propuesta** para evitar tensiones, y sobre todo, que no se genere un caos jurídico, ya que las grandes compañías están dispuestas a llevar el caso a los tribunales.

Esto se debe a que la propuesta impone un límite a las inversiones en redes eléctricas, una competencia exclusiva del Ministerio para la Transición Ecológica, y sitúa al sector de distribución en una situación de riesgo inaceptable, dado que se trata de un servicio esencial y sujeto a estricta regulación.

Frente a este escenario, los especialistas advierten que cualquier medida que la CNMC adopte sin abrir previamente un trámite de audiencia podría considerarse nula, al vulnerar el derecho de los interesados a presentar alegaciones. Esta irregularidad convierte la propuesta en susceptible de impugnación judicial, aumentando la incertidumbre legal del sector.

Además, la CNMC enfrenta una presión temporal considerable: la circular debería **publicarse antes del 31 de diciembre**, pero la necesidad de abrir audiencia y remitir nuevamente el texto al Consejo de Estado complica cumplir con los plazos. En caso de que no se apruebe la nueva circular, seguirían vigentes los criterios de remuneración actuales, según el artículo 14.4 de la Ley del Sector Eléctrico, que establece la prórroga automática de los parámetros retributivos si no se revisan antes del inicio del periodo regulatorio.

División entre los consejeros

Mientras tanto, los consejeros de la CNMC jugarán un papel clave en lo que respecta a la retribución de las eléctricas. **Los votos particulares de Pep Salas y María Jesús Martín Martínez**, ambos con amplia trayectoria en el sector eléctrico dentro de la CNMC, ponen de relieve la arbitrariedad del recorte planteado y el efecto negativo que podría tener sobre las compañías más eficientes.

Ambos expertos han señalado que el modelo de retribución propuesto podría desincentivar las inversiones, poniendo en riesgo proyectos y comprometiendo la optimización de costes y la integración de nueva demanda en la red.

Fuentes del sector alertan de que será fundamental seguir de cerca los posibles votos razonados de estos consejeros, para protegerse ante eventuales responsabilidades si la CNMC modifica la circular de manera sustancial sin respetar el procedimiento legal de audiencia.

La CNMC desoye las peticiones del sector y fija la retribución eléctrica en el 6,58%

eleconomista.es, 22 diciembre de 2025

[La cifra, superior a la propuesta inicial, se aleja de la horquilla del 7% al 7,5% que reclamaba el sector](#)

[La CNMC aprueba la subida de los peajes para el transporte y distribución de electricidad para 2026](#)

[La Asociación para la Transición Energética pide a la CNMC modificar la circular de redes eléctricas](#)



Tras meses de incertidumbre y de un largo tira y afloja, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha **aprobado las circulares de retribución** de las redes eléctricas para el próximo periodo 2026 - 2031.

Así lo afirma el órgano presidido por Cani Fernández en nota de prensa, en la que indica que la tasa de retribución para los próximos seis años **será del 6,58%**.

La cifra, aunque superior a la propuesta inicial, **se aleja de la horquilla del 7% - 7,5%** exigida por el sector eléctrico, en línea con otros mercados del entorno que ofrecen retribuciones más atractivas para las inversiones.

De acuerdo con el regulador, la nueva tasa supone **un incremento de 100 puntos básicos** para las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica, con respecto al 5,58% actualmente vigente.

Para la CNMC, "aporta certidumbre regulatoria, facilita la planificación de las inversiones y reduce la volatilidad".

En paralelo, también se ha aprobado la circular que establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, cuyas conclusiones más criticó el Consejo de Estado en su resolución de la semana pasada por **establecer una limitación de las inversiones en redes eléctricas**, potestad exclusiva del Ministerio de Transición Ecológica.

"Se alinea la Circular con los **límites de inversión del Gobierno**, retribuyendo todas las inversiones hasta el 0,13 % del PIB con valores auditados", indica la CNMC en su nota.

Cabe señalar que el órgano regulador tenía **hasta el próximo 31 de diciembre** para aprobar el nuevo marco regulatorio.

Naturgy ya desarrolla y construye 16 proyectos de baterías con 260 MW de capacidad en España

eleconomista.es, 23 diciembre de 2025

- *Las instalaciones han requerido 140 millones de inversión*
- *Siete proyectos recibirán 39 millones de los fondos FEDER*
- *Repsol, Naturgy y Reganosa deciden parar su proyecto de hidrógeno verde en Galicia*



Naturgy amplía su cartera de almacenamiento energético en España con **siete nuevos proyectos de baterías** y refuerza su posicionamiento como uno de los principales impulsores de esta tecnología en el sistema eléctrico nacional. La incorporación de estas nuevas instalaciones **eleva a 16 el número total de proyectos** de almacenamiento con baterías del grupo en el país, algunos de los cuales ya se encuentran en fase de construcción y comenzarán a operar en los primeros meses de 2026.

Los siete proyectos han sido seleccionados en la primera convocatoria de ayudas a proyectos innovadores de almacenamiento energético, cofinanciada con fondos FEDER 2021-2027, según la propuesta de resolución definitiva publicada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). En conjunto, **recibirán 39 millones de euros de financiación pública** y aportarán una potencia adicional de 100 megavatios (MW) y una capacidad de almacenamiento de 359 megavatios-hora (MWh).

Las nuevas instalaciones se distribuirán por Canarias —en Puerto del Rosario y Fuerteventura—, Castilla y León (San Blas), Castilla-La Mancha (Los Pedreros), Galicia (Troncal y Monte Redondo) y la Región de Murcia (Jumilla). **Seis de los proyectos corresponden a la hibridación de activos renovables existentes** de la compañía, mientras que el séptimo es una batería stand alone conectada directamente a la red, ubicada en Vigo.

De forma paralela, Naturgy ha iniciado recientemente la construcción de sus primeros proyectos de almacenamiento con baterías en España, que hibridarán los parques fotovoltaicos de Tabernas I y II, en Almería; Carpio del Tajo, en Toledo; La Nava, en Ciudad Real; y El Escobar y Piletas, en la provincia de Las Palmas. **Todas estas instalaciones tienen prevista su entrada en operación a lo largo de 2026.**

Con la suma de los siete nuevos proyectos adjudicados, la cartera de almacenamiento con ayudas de Naturgy alcanza ya las 16 instalaciones entre desarrollo y construcción, con una potencia total de 260 MW

y una capacidad de almacenamiento de 689 MWh. La inversión global asociada a este conjunto de proyectos se sitúa en torno a los **140 millones de euros**.

El almacenamiento con baterías se perfila como un elemento clave para el funcionamiento del sistema eléctrico en un contexto de elevada penetración de energías renovables. Estos sistemas permiten acumular energía limpia para su uso en momentos de menor producción, aportando flexibilidad, estabilidad y capacidad firme al sistema. De acuerdo con las previsiones del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), en 2030 el 81% de la generación eléctrica procederá de fuentes renovables, lo que exige el despliegue de soluciones que permitan equilibrar generación y consumo y garantizar la seguridad del suministro.

En este marco, **el PNIEC contempla la instalación de 22,5 gigavatios (GW) de almacenamiento hasta 2030**, mientras que la Estrategia de Almacenamiento Energético publicada por el Gobierno en 2021 identifica a las baterías estacionarias como una de las palancas fundamentales para dotar de flexibilidad al sistema eléctrico español.

A nivel internacional, **Naturgy cuenta ya con experiencia en el desarrollo de proyectos de almacenamiento con baterías**. A través de su filial Global Power Generation (GPG), el grupo conectó en 2023 a la red australiana su primera instalación de este tipo, el proyecto ACT Battery. Más recientemente, también en Australia, ha puesto en operación Cunderdin, su primer gran proyecto híbrido de generación fotovoltaica y almacenamiento, que combina una planta solar de 128 MW con un sistema de baterías de 55 MW y 220 MWh de capacidad.

La red eléctrica cierra 2025 colapsada más colapsada que nunca y pendiente de un nuevo marco para modernizarla

elindependiente.com, 23 diciembre de 2025

La Comisión tiene hasta el 31 de diciembre para dar marcha atrás a su nueva política

El año en el que todo falló será recordado por algo más que el **apagón del 28 de abril**. A sólo unos días de que el 2025 sea historia, la **red eléctrica** de nuestro país continúa agravando su colapso y sin apenas capacidad para absorber nuevas demandas de conexión. Y lo que es peor, sin a apenas nueve días para el final del año un nuevo marco definitivo -que debería entrar en vigor el 1 de enero de 2026- que despeje el camino a nuevas inversiones capaces para resolver el problema. Los últimos datos aportados por la **Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC)** sobre el estado de la red son aún peores que los anteriormente aportados: el 88% de las solicitudes de nueva conexión a la red tramitadas este año o han sido rechazadas o se encuentran en tramitación.

O lo que es lo mismo, sólo el 12% de las peticiones formalizadas este año han podido ser satisfechas. Peticiones realizadas por la Industria, el sector vinculado a la movilidad eléctrica, a la vivienda o al almacenamiento han visto cómo sus pretensiones de ampliar negocios, avanzar en procesos de electrificación o de llevar a cabo nuevos proyectos tienen que esperar por falta de capacidad de la red eléctrica española.

Precisamente esta cuestión situada como una urgencia tanto por el sector energético como por el propio Ejecutivo se encuentra ralentizada en **el seno de la CNMC**. El organismo regulador acumula meses de enfrentamiento con las eléctricas y con el Gobierno por las discrepancias sobre cuál debe ser el marco de retribución que se aplique al sector en el periodo 2026-2030. De él dependerá, en gran medida, la actualización y modernización de la red, y con ella de la economía de los próximos años, y terminar con la situación de colapso en el que se encuentra.