

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



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

1.- Iberdrola redobla su apuesta por la eólica marina con el 40% de su inversión renovable.

cronicavasca.elespanol.com, 24 julio de 2025

**Iberdrola ha invertido el 40% del monto destinado a energía renovable en el campo de la eólica marina
Iberdrola amplía capital por 5.000 millones para acelerar sus inversiones en Reino Unido y EEUU.**



La eólica marina es ya una de las grandes apuestas de las compañías energéticas. Estas, viendo como la eólica terrestre se enfrenta al rechazo social por su impacto en zonas próximas a la urbe, ven en la energía offshore un foco de oportunidad para sus negocios.

De hecho, no solo lo hacen las propias compañías, también el Gobierno vasco que, en el borrador del Plan de Industria Euskadi 2030 con el que trabaja el departamento de Industria -sujeto todavía a aportaciones de partidos y agentes sociales- incluye la energía renovable, más en concreto la marina como una de sus grandes prioridades.

No tanto en su instalación en el territorio, pero sí en la dinamización de la fabricación de componentes para este tipo de plataformas a gran escala, en terrenos similares a los de la costa vasca -costa con ventajas para acoger este tipo de instalaciones-.

El 40% de la inversión renovable

Una de las compañías que ha reforzado su apuesta en la energía eólica marina es la vasca Iberdrola, que este miércoles presentaba sus resultados semestrales y detallaba sus líneas de trabajo e inversiones.

Aunque el grosor de las mismas van destinadas a las redes eléctricas -el 54% del total de las inversiones-, alcanzando los 3.082 millones de euros a cierre de junio, un 14% más que el mismo periodo del año anterior; su apuesta por las renovables ha ascendido este semestre a los 2.155 millones de euros.

Y es precisamente en la energía eólica marina donde la empresa invirtió el monto más elevado de estos 2.155 millones. En concreto, Iberdrola destino a este campo 850 millones -el 40% de la inversión renovable-. Inversión que según la energética ha permitido la puesta en marcha del parque offshore Baltic Eagle.

50 aerogeneradores situados en aguas alemanas del mar Báltico en Alemania que generan una potencia de 476 megavatios y suministrará energía renovable a 475.000 hogares. Este es el segundo de los tres grandes parques eólicos de Iberdrola en Alemania, junto con Wikinger -350 MW, ya en operación- y Windanker -315 MW, actualmente en construcción-.

Proyectos que está llevando a cabo con Masdar, grupo de renovables de Abu Dhabi, al igual que East Anglia 2 y 3, en Reino Unido. Este último, actualmente en construcción, se convertirá en uno de los dos parques eólicos marinos más grandes del mundo y va enmarcado dentro de una operación valorada en 5.200 millones de euros.



Reforzar su presencia en Estados Unidos

Otro de los destinos en los que la de Sánchez Galán está centrada es Estados Unidos, donde la profundidad del océano Pacífico en la costa oeste del país dificulta el desarrollo de la actividad eólica. A pesar de ello, Iberdrola está completamente focalizada en aumentar su presencia en el país donde cuenta con un solo parque eólico flotante, Vineyard Wind I.

Así, la apuesta por las energías renovables en Estados Unidos se encuentra en pleno desarrollo. Y es que, mientras que Europa tiene más de 5.400 aerogeneradores marinos en funcionamiento, EEUU solo tiene siete, todos ellos situados en la costa este del país.

2.- El desmantelamiento de la térmica de Lada supera el 90% de ejecución.

Ine.es, 25 julio de 2025

Iberdrola encara la recta final de la actuación, que se inició a finales de 2021, con el desmontaje de la caldera y el sistema de desulfuración tras derribar la chimenea.



El desmantelamiento de la central térmica de Lada ya supera el 90% de ejecución. Tres años y medio después de que empezaran los trabajos queda pendiente finalizar el desmontaje de la caldera, de 80 metros de altura, y del sistema de desulfuración, asegura Iberdrola, la empresa propietaria. A finales de 2021 comenzó la actuación en la antigua planta langreana, que entra ahora en la recta final.

La proximidad del casco urbano, pero también del río Nalón y de la empresa Bayer, obligó a programar un desmantelamiento de la planta en fases cortas y con técnicas de "microcirugía". A principios de abril finalizaba el derribo de la chimenea de la térmica, de 180 metros de altura, que se construyó en 1981 y que se componía de dos fustes. La demolición fue controlada mediante robots.

Se instaló una plataforma que comenzó trabajando a 180 metros de altura. Se colocaron dos robots que fueron picando los dos fustes poco a poco. El desmontaje de toda la planta tiene un coste de 17 millones de euros. Su ubicación ha motivado que la actuación se prolongue desde hace tres años y medio, mientras que en otras térmicas se pudieron realizar voladuras controladas. Es el caso de instalación de La Robla, propiedad de Naturgy, cuya chimenea, de 200 metros y 4.500 toneladas de peso, saltó por los aires – dinamitada– en julio de 2022.

Cuando los trabajos de desmontaje de la antigua térmica de Lada finalicen se liberarán 264.000 metros cuadrados de terreno. De ellos, 63.000 serán cedidos al Ayuntamiento, que a su vez hará lo propio, de forma temporal, con la Confederación Hidrográfica del Cantábrico para que se desarrolle el denominado "Proyecto de restauración hidráulica, morfológica y ambiental del Nalón en el entorno de la antigua central de Lada". El coste de esa actuación asciende a ocho millones de euros.

En abril, Iberdrola y el Consistorio langreano firmaron un convenio urbanístico sobre el uso de las riberas del río en la antigua instalación, que permitirá recuperar las orillas del Nalón y culminar el paseo fluvial entre Lada y Riaño. La empresa se comprometió también a elaborar el Plan Especial para la ordenación de los terrenos de la antigua central, que finalizó la fase de información pública recientemente.

Además, Iberdrola y Bayer desarrollarán un proyecto para producir en Langreo el principio activo de la Aspirina sin emisiones de CO2. El plan de descarbonización total de la fábrica, de donde sale el 100% de la producción mundial de ácido acetilsalicílico de la multinacional, supondrá una inversión de 17 millones de euros, 13 de ellos de ayudas europeas. Iberdrola instalará un innovador sistema de almacenamiento térmico, diseñado por la empresa española Inerco, junto a la planta de Bayer y transformará la electricidad 100% renovable que provendrá de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo adyacente y de sus diferentes plantas renovables en el vapor que precisa Bayer para desarrollar su actividad. Un total de 25.000 metros cuadrados de esa área pasarán a manos de la farmacéutica para su ampliación.

Los terrenos adyacentes de Nitrastur serán recuperados también tras el acuerdo firmado por la energética con el Principado. Allí se instalará la futura plataforma logística asturiana sociosanitaria, que acogerá los servicios centralizados de lavandería de toda la red sanitaria pública y de las residencias de personas mayores. La parcela, de 121.324 metros cuadrados, será cedida al Principado. Iberdrola destaca que su "compromiso con la cuenca minera asturiana, y vinculado a los terrenos de la antigua central de Lada, ofrecen nuevas oportunidades ligadas a la transición energética".

3.- El dividendo de Naturgy brilla frente al resto de utilities europeas.

fianzas.com, 26 julio de 2025

La rentabilidad por dividendo de Naturgy asciende al 6,2%, por encima de gran parte de su sector.

Naturgy ha deslumbrado con los resultados presentados este miércoles, en los que vio reflejado un aumento del 10% de sus beneficios netos, que rozaron los 1.150 millones de euros. Especialmente, llama la atención el dividendo, cuya rentabilidad por dividendo brilla frente al resto de utilities europeas.

Con un balance de cuentas mejor de lo esperado por los expertos, el dividendo de la utility asciende a los 60 céntimos de euro por acción, lo que supone una mejora del 20% frente al payout del último año 2024.

De esta manera, la rentabilidad por dividendo para este 2025 de la entidad sube hasta el 6,2%, por encima de gran parte de su sector, tanto en el selectivo nacional, el Ibex 35, como con respecto a sus homólogas del resto de Europa.

La analista de Bankinter, Aránzazu Bueno, explica que justamente "la alta rentabilidad por dividendo es uno de los principales atractivos de la acción". La experta incluso estima que, desde la rentabilidad inicial, "podría llegar a escalar hasta el 7,0%, mientras no coloque en el mercado la autocartera

Por encima de Endesa e Iberdrola

Naturgy tiene una de las rentabilidades por dividendo más altas de las utilities españolas para este año en curso. Está por encima de Endesa e Iberdrola, que cuentan con un 5,3% y un 4,3% de rendimiento, respectivamente. También es mayor que el 4,5% de la eléctrica Redeia.

Dentro del Ibex 35, solo superan a Naturgy dos firmas, estas son Enagás, con un 7,4%, y Repsol que roza el 8% de rendimiento. La petrolera española tiene el segundo mejor dividend yield de todo el Ibex 35, solo por detrás de la retribución de Banco Sabadell, estimada en el 8,2%.

A pesar de toda la tensión geopolítica que ha afectado el precio del oleoducto, la compañía mantiene una política de retribución al accionista de las más atractivas.

La firma repartirá hasta 4.600 millones de euros en dividendos entre 2024 y 2027, mientras tiene un programa de recompra de acciones de 5.400 millones. En total, suman casi 10.000 millones de euros.

Mientras, Acciona Energía tiene una rentabilidad por dividendo del 1,8%, Solaria se queda al final del ranking, ya que no retribuye al accionista actualmente.

Una rentabilidad por dividendo al nivel de Enel

Con respecto al EuroStoxx 50, el índice que recoge las 50 firmas más importantes del continente europeo, la rentabilidad por dividendo también es de las más atractivas de las utilities.

Este no es el sector con más representación dentro del selectivo. Sin embargo, cuenta con firmas como Iberdrola, que y la multinacional de origen italiano, Enel.

A ese respecto, Naturgy y Enel comparten el mismo nivel de rentabilidad por dividendo este año, ya que la multinacional tiene un rendimiento por dividendo en el 6,24%.

Solamente la energética italiana Eni supera la rentabilidad por dividendo de Naturgy, al estar valorada en un 7,5% para este 2025.

Acerca del dividendo de Naturgy

El próximo dividendo interino de Naturgy será de 0,60 euros y el pago se hará efectivo el próximo 30 de julio. El último día para adquirir acciones de la compañía con derecho al cobro de este dividendo fue el viernes 25 de julio, ya que a partir del lunes cotiza sin derecho a cobrar esta retribución.

Esta cifra recoge la mejora de la retribución al accionista que parte de su Plan Estratégico para el periodo que va entre el 2025 y 2027, y que toma en cuenta un pago de 1,7 euros por acción con cargo al ejercicio en curso.

En total, Naturgy hará un reparto de 5.834 millones de euros en dividendos durante los próximos tres años.

Desde Sabadell consideran que, "teniendo en cuenta el efecto de la autocartera, el dividendo se ajustará un 10% adicional en 2025 hasta los 1,87 euros por acción, lo que llevará a la rentabilidad por dividendo para este año hasta el 6,8%".

Este año, la firma ya abonó 1,6 euros con cargo a sus resultados de 2024 en línea con el plan estratégico, que irá aumentando paulatinamente hasta los 1,9 euros para el año 2027.

En el informe de resultados del primer semestre del año de Naturgy, señalan que la firma aprovechará que las acciones en manos de la compañía no reciben dividendo. De esta manera, este capital se repartirá entre el resto de los accionistas en función de lo que quede remanente de la cartera para el final del año.

Un 2025 positivo

Tras el buen rendimiento de la compañía en la primera parte del año, las expectativas siguen siendo positivas para el resto del año. Esta es la opinión del analista de Renta 4, Ángel Pérez Llamazares.

El experto asegura que, "en base al buen comportamiento de la compañía en el primer semestre de 2025 y las actuales perspectivas energéticas para lo que resta de año, puede alcanzar un EBITDA y un beneficio neto consolidado por encima de los 5.300 millones de euros y 2.000 millones de euros, respectivamente".

No obstante, aconseja precaución con las acciones de la entidad, ya que "la compañía se encuentra cotizando en unos niveles exigentes".

Y es que Naturgy ya ha agotado el potencial que veían los expertos para este 2025. Las acciones cotizan casi un 4% por encima de las expectativas de los expertos en la actualidad.

En concreto, las acciones de la firma rondan los 27,4 euros por acción, mientras que los expertos estiman que su valor está en torno a los 26,5 euros por título.

4.- Las termosolares reivindican su papel en la red: "Somos una batería durante la noche y renovable síncrona por el día".

elespañol.com, 26 julio de 2025

El secretario general de Protermosolar, Óscar Balseiro, asegura que la regulación es obsoleta y por eso sólo el 40% de sus plantas cuenta con sales fundidas, el sistema de acumulación energética.

Más información: La termosolar generó 4.127 GWh en 2024, un 25% durante la noche, según datos de Protermosolar.

España es líder mundial en desarrollo e innovación de energía termosolar, esa 'hermanita' de la fotovoltaica que muchas veces se queda a su sombra y a la que no se le está haciendo justicia en su papel para dar estabilidad al sistema eléctrico peninsular.

De hecho, a diferencia de los paneles de silicio, tras la puesta de sol, la termosolar sigue generando electricidad gracias a las sales térmicas, un sistema de almacenamiento con una producción que se sitúa entre las 9 y las 12 horas, dependiendo del día.

"Somos la batería que produce electricidad durante la noche y la generación solar que aporta estabilidad e inercia al sistema durante el día", explica a EL ESPAÑOL-Invertia Óscar Balseiro, secretario general de Protermosolar.

Actualmente nuestro país es líder en capacidad instalada con 2.300 MW entre Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha, y el Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) prevé que para 2030 se llegue a los 4.800 MW

Pero, "tal y como estamos hoy en día, no vamos a llegar a esa cifra, se suelen tardar entre 4 y 5 años en construir una planta, y no hay ningún proyecto sobre la mesa", puntualiza Balseiro.

China, en los talones



De hecho, con esta paralización, "nos va a adelantar China con el impulso que está dando a esta tecnología. El país asiático se ha propuesto construir alrededor de 3.000 MW anuales de nueva capacidad con más de 30 proyectos de termosolar con almacenamiento en construcción".

China la impulsa porque la CSP es imprescindible para un sistema renovable, robusto, autónomo y actúa como reguladora y estabilizadora frente a la intermitencia de

la solar fotovoltaica y la eólica.

"Es una de las pocas renovables que puede equilibrar el sistema y evitar incidentes como el apagón general ocurrido el 28 de abril en España, el problema es que la regulación es obsoleta y no nos considera una central síncrona como los ciclos combinados o la nuclear, pero actuamos igual", señala el portavoz de la asociación del sector.

Un sector con sello 'made in Spain', porque no solo agrupa a las principales compañías y agentes de la cadena de valor de la energía termosolar en España, sino que cuenta con tecnólogos que exportan conocimientos y soluciones a todo el mundo.

Baterías y sales fundidas

"La termosolar se encuentra en un momento decisivo para contribuir con mayor intensidad a la estabilidad de la red eléctrica, ampliar el almacenamiento térmico y la producción energía renovable de manera flexible, especialmente durante las horas nocturnas", explica a este diario Balseiro.

"Pero necesitamos que se ajuste la normativa, por ejemplo, solo un 40% de las centrales dispone de sales fundidas, y hay margen para llegar a un 60%, pero como la ley está descontextualizada no nos permite llegar al 100% porque se consideraría un cambio y perderíamos el régimen retributivo del RECORE (sistema que les garantiza una rentabilidad mínima)".

"Además, tiene un valor estratégico, debe formar parte del mercado de capacidad que va a lanzar el Gobierno en los próximos meses", y así competir con las baterías de litio, los bombeos hidráulicos, los ciclos combinados u otros agentes del mercado como la nuclear o los agregadores de la demanda.

"En este contexto, buscamos afianzar nuestra relación con los principales stakeholders del sector, fortalecer las relaciones informativas y dar a conocer a un público más amplio los beneficios de esta tecnología", añade.

Óscar Balseiro reconoce que "el capital privado está muy interesado en invertir en nuevas plantas, pero debe haber señales por parte de la regulación. Por ejemplo, también estaríamos interesados en participar en subastas de renovables, pero mejor diseñadas respecto a la de 2022".

Empleo rural

En definitiva, la termosolar es una tecnología que nuestro país tiene la suerte de disfrutar, gracias a nuestra situación geográfica en el planeta, a las dimensiones de nuestra superficie y a la visión emprendedora de nuestros científicos.

Además, se ha convertido en un motor silencioso para la España vaciada, reforzando la economía local y generando empleo cualificado y permanente en zonas donde otros recursos escasean.

La energía termosolar emplea actualmente en España aproximadamente 6.000 personas de forma directa e indirecta, según los últimos datos de Protermosolar (julio 2025), cada planta termosolar genera entre 50 y 60 empleos técnicos directos e indirectos.

La contribución en empleo es una de las más altas por MW instalado dentro del sector renovable español, destacándose también por la estabilidad y cualificación de los puestos creados.

5.- Es Murterar, el gigante dormido de la energía que daba luz a las islas más turísticas de España.

elmundo.es, 26 julio de 2025

Con casi medio siglo de vida, la central más reconocible y polémica de Mallorca prepara su cierre definitivo por motivos ambientales. Será sustituida por una planta de energía fotovoltaica. Desde los años 80 ha dado electricidad a Mallorca y Menorca.

Es una de las primeras grandes edificaciones que ven las decenas de miles de turistas que acuden a las playas de arena blanca del norte de Mallorca.

Justo antes de divisar el mar por el que llevan tiempo ahorrando, mientras llegan por la carretera que vertebró la isla de costa a costa, su vista se topa con la imponente chimenea de Es Murterar.

Allí está. La aguja de cemento se alza como un espejismo fabril sobre una albufera, en una zona que hoy es un santuario ecológico para los conservacionistas y ornitólogos.

Y aunque la mayoría de los veraneantes lo ignore por completo, tienen frente a su vista y a la espalda de sus hoteles una de las instalaciones que permitió la expansión turística de la que ahora ellos seguirán disfrutando.

Es una de las últimas centrales térmicas de carbón que todavía están operativas en España.



La de Es Murterar es la central térmica que durante más de cuatro décadas ha estado suministrando electricidad a Mallorca y Menorca. Un gigante que ahora ya está prácticamente dormido, en funcionamiento mínimo, y que pronto estará cerrada del todo, culminando un proceso de clausura impuesto por la concienciación ecológica de los nuevos tiempos, la descarbonización y la normativa de la UE contra este tipo de instalaciones contaminantes.

La isla cuenta ya con otras dos centrales de ciclo combinado, más modernas y limpias, por lo que Es Murterar ha ido dejando de ser necesaria y también rentable.

El calendario de cierre preveía inicialmente que la instalación se apagara del todo en 2026. Sin embargo, la demora en la ejecución del nuevo cable eléctrico que debe conectar Mallorca con la Península (será el segundo cableado existente) planteó un horizonte más lejano y ahora se barrunta el año 2030 como la fecha límite.

MÁXIMO: 500 horas

«La central permitía que Mallorca y Menorca tuvieran energía y después de todos estos años está más que amortizada, ya ha llegado al final de su vida útil», explica Andreu Moià, profesor del Departamento de Ingeniería Industrial y Construcción de la Universidad de las Islas Baleares (UIB).



Actualmente sólo dos de los cuatro grupos que componen la central pueden funcionar y además están limitados por un cupo muy pequeño de producción, de un máximo de apenas 500 horas anuales.

Se trata de un colchón de producción que en los últimos años se reservaba para momentos de necesidad, habitualmente para reforzar los picos de consumo que se producen en la temporada veraniega, cuando la población de la isla se multiplica y el consumo se dispara de su mano.

Sin embargo, este año las 500 horas ya se han consumido, lo que algunas fuentes del sector interpretan como un síntoma de que puede haber un anuncio de cierre definitivo a la vista.

Desde Endesa, compañía que opera la central, no han querido de momento dar más información al ser preguntados por EL MUNDO.

«La central tiene cuatro grupos, cuatro alternadores», detalla Mateu Oliver, decano del Colegio de Ingenieros Industriales de las Islas Baleares. «Los dos primeros están desmantelados y los otros dos son los únicos que funcionan y están en mantenimiento mínimo».

No sólo eso, agrega, sino que además para ponerla en marcha hace falta una planificación, «no basta con avisar con una hora de antelación» y encenderla. «Hace falta antes calentar las calderas, hacer una serie de operaciones previas», señala. Además, ese funcionamiento lleva aparejado un protocolo de «desulfuración» y de «filtraje de todo el humo» mediante medidas de seguridad.

«Todas las centrales como la de Es Murterar tienen un horizonte de vida, por el desarrollo de la tecnología y las inversiones necesarias que deben hacerse en mantenimiento», apostilla Oliver.

LA HISTORIA

La central está situada en el municipio de Alcudia. Fue inaugurada en 1981 y supuso un hito en el escenario de la generación eléctrica en las Islas.

Hasta entonces, y tras décadas dependiendo de las pequeñas fábricas de luz de algunas ciudades y pueblos diseminados por la isla, la principal central generadora de energía estaba en Alcanada, cerca del Puerto de Alcudia, por el que entra el carbón en transporte marítimo.

Aquella primera central, predecesora de Es Murterar, se había construido a mediados de los años 50 y funcionó entre 1960 y 1984, cuando fue plenamente sustituida por la nueva, situada unos kilómetros tierra adentro. La planta de Alcanada se había quedado pequeña y se habilitó la de Es Murterar, que empezó a operar con dos generadores de 125 megavatios de potencia.

La ubicación para el nuevo proyecto se escogió por su proximidad a uno de los principales puertos comerciales de Mallorca, el de Alcudia, y por su cercanía al mar, con la posibilidad de utilizar agua para su refrigeración.

La construcción de dos nuevas centrales en la isla, con la de Cas Tresorer en Palma como la más destacada, ha ido supliendo a la vieja central de carbón.

A pesar de que algunos expertos como el profesor Moilà consideran que lo más acertado sería convertirla en una central híbrida, que combinará la energía solar térmica y la fotovoltaica y así diversificar las fuentes de producción, la planta se reconvertirá en una planta fotovoltaica.

ECOLOGISMO

Durante años la lucha por su cierre fue un caballo de batalla de las organizaciones ecologistas, con el GOB (Grupo Ornitológica Balear) a la cabeza. En el año 2010 esta entidad lanzaba su campaña bajo el lema Un futuro sin carbón, reclamando el cierre progresivo de la central.

Margalida Ramis, portavoz del grupo y conocida activista ecologista ya pedía entonces un cambio de modelo y el destierro del carbón como fuente de energía, «el combustible más contaminante que existe y que tiene unas implicaciones que van más allá de los puramente ambientales», alertaba el GOB. «Cada tres minutos parte un camión de carbón entre el puerto y la central y de allí parten luego cargados de cenizas».



Aquel sueño ecologista está ahora próximo a ser cumplido, acorde con el nuevo marco comunitario, la diversificación de las fuentes de energía y la caída en desuso del carbón.

En su época de máximo funcionamiento, la central consumía carbón importado de Sudáfrica, lo que también alimentó la polémica por las connotaciones sociales de su extracción.

Más allá de estas derivadas, los expertos coinciden en reconocer la utilidad y la importancia estratégica que ha tenido la central durante sus décadas de funcionamiento para un territorio que ha tenido que forjar su propia autonomía energética al margen del sistema peninsular.

AUTONOMÍA FRENTE AL APAGÓN

Esa independencia, de hecho, resultó clave para que las Islas Baleares fueran, junto a Canarias, la única comunidad autónoma que se libró del apagón que sufrió España el pasado 28 de abril. Las Islas tienen su propio sistema de producción con centrales propias, reforzado con un cable que conecta con la red peninsular.

«Es una redundancia y eso es una maravillosa ventaja, porque cuando tenemos un problema podemos tirar de cable y cuando hay un problema, podemos desconectarnos», explica Oliver, que recuerda que eso es lo que ocurrió con el apagón, que desde la península se desconectó a las Islas Baleares.

«Podimos suplir la potencia del cable porque teníamos potencia rodante de diferentes grupos que tenían margen en ese momento para incrementar su potencia», detalla el decano de los ingenieros. Hubiera sido distinto si hubiera ocurrido en temporada alta, con el consumo en sus máximos.

Con el proyecto para tender un segundo cable ya en desarrollo y nuevas centrales para asistir a las cuatro islas incluso en ese escenario de apagón peninsular, Es Murterar espera su propio apagón definitivo. Todavía faltan por conocerse los plazos exactos y el futuro como nueva instalación de energía limpia.

Hasta que eso ocurra, el perfil de su alta chimenea seguirá dibujado en la postal de una isla que expandió su potente industria turística de la mano indisoluble de la producción de electricidad.

6.- Iberdrola acuerda un proyecto de repotenciación de 119 MW para apoyar operaciones de Google en Oregón.

eleconomista.es, 27 julio de 2025

Suministrará energía a los centros de datos que Google tiene en The Dalles.

La filial estadounidense de Iberdrola, Avangrid, ha anunciado la firma de un acuerdo de compra de energía (PPA) con Google para 119 megavatios (MW) de energía procedente del proyecto 'Leaning Juniper IIB', según ha informado en un comunicado este domingo.

El proyecto, ubicado en el condado de Gilliam, Oregón, suministrará energía a los centros de datos que Google tiene en The Dalles, en las cercanías.

Asimismo, Avangrid repotenciará su proyecto energético ya existente 'Leaning Juniper IIB', actualizando "significativamente la instalación y reemplazando componentes existentes por equipos modernos", lo que prolonga la vida útil del proyecto, al tiempo que mejora su eficiencia y aumenta la producción energética para entregar electricidad a la red.



Una vez completado, se espera que dicho proyecto genere suficiente electricidad para abastecer a unas 31.000 viviendas estadounidenses al año.

Inversión cercana a los 170 millones de euros.

El Distrito de Servicios Públicos del Pueblo del Condado de Northern Wasco será el encargado de entregar la energía desde 'Leaning Juniper IIB' hasta los centros de datos de Google en The Dalles. Google abrió su primer centro de datos propio y operado directamente en The Dalles en 2006 y desde entonces ha ampliado su presencia.

Los centros de datos de Google alimentan Google Cloud, innovaciones en Inteligencia Artificial y otros productos y servicios digitales que personas y organizaciones utilizan cada día, como Búsqueda, Mapas y 'Workspace'.

El proyecto representa una inversión cercana a los 200 millones de dólares (170 millones de euros) en el norte-centro de Oregón. Además, la construcción dará empleo a 150 personas, la mayoría de ellas con mano de obra sindicalizada en Oregón.

En este sentido, la energética ha destacado que Avangrid ha sido parte de la comunidad del condado de Gilliam durante más de 15 años.

"Se espera que el proyecto genere unos 20 millones de dólares (17 millones de euros) en impuestos a lo largo de su vida útil, los cuales apoyarán una variedad de servicios públicos, especialmente en el ámbito educativo", ha añadido Iberdrola, que ha detallado igualmente que en esos 20 millones se incluye un acuerdo del Programa de Inversión Estratégica (SIP, por sus siglas en inglés) con el condado de Gilliam que proporcionará Pagos de Mejora Local por un total de 2,8 millones de dólares (2,3 millones de euros) durante la próxima década.

Por último, la energética española ha recordado que 'Leaning Juniper IIB' es una instalación de energía eólica construida en 2010, año desde el que ha pagado aproximadamente 15 millones de dólares (12,7 millones de euros) en impuestos a la propiedad.

7.- Iberdrola y Echelon se unen para expandir los centros de datos en España: el primero estará en Madrid.

larazon.es, 28 julio de 2025

Iberdrola, que tendrá un 20% de la sociedad conjunta, aportará terrenos con conexión a la red eléctrica y alimentará a los centros.



Iberdrola y Echelon Data Centres, unen fuerzas en una alianza para expandir los centros en España con la creación de una sociedad conjunta ('joint venture'), según ha informado hoy la eléctrica que preside Ignacio Galán.

Iberdrola, que tendrá un 20% de la sociedad conjunta, aportará terrenos con conexión a la red eléctrica y alimentará a los centros. Echelon, operador líder de infraestructura de centros de datos a gran escala en Europa con sede en Irlanda, tendrá el 80% restante y se ocupará de los

permisos, el diseño, la comercialización y la gestión diaria de la "joint venture".

Iberdrola ha avanzado que el primer centro, de 144 megavatios (MW), estará ubicado en el sur de Madrid.

Este proyecto, que ya tiene asegurada conexión eléctrica de 230 MW, creará unos 1.500 empleos y que se espera que esté operativo antes de 2030. Supondrá una demanda de 1 Tera vatio/hora (TWh) que será cubierta con una planta solar fotovoltaica que se construirá in situ, complementada con capacidad adicional de energía limpia de Iberdrola.

La alianza es el mayor acuerdo vinculante de este tipo de Europa entre una energética y un desarrollador de estas infraestructuras tecnológicas.

"Este acuerdo refuerza la estrategia de Iberdrola de facilitar el desarrollo de centros de datos, convertidos ya en un vector clave de para el crecimiento de la demanda de electricidad. La alianza firmada con Echelon nos permitirá poner en valor nuestra cartera de emplazamientos con acceso a conexión eléctrica y nuestra capacidad para ofrecer a estas infraestructuras energía segura, limpia y competitiva las 24 horas los 365 días del año", ha asegurado el director de Desarrollo Corporativo de Iberdrola, David Mesonero Molina.

Por otro lado, el director de Inversiones en Echelon Data Centres, David Smith, ha comentado: "Entrar en el mercado de centros de datos en España ha sido un objetivo estratégico para Echelon durante varios años. España ofrece beneficios significativos para nuestros clientes: acceso a energía renovable a gran escala con algunos de los precios más bajos de Europa y grandes capacidades de construcción y operación. Nuestro socio, Iberdrola, es un líder energético mundial y estamos encantados de tener esta oportunidad de asociarnos para ofrecer las mejores infraestructuras de tratamiento de datos a nuestros clientes".

8.- Endesa gana 1.041 millones hasta junio, el 30% más pese al contexto del apagón.

lavanguardia.com, 29 julio de 2025

El consejero delegado, José Bogas, alerta de que la remuneración de las redes que ha planteado la CNMC para el período 2026-2031 “pone en riesgo los objetivos de política energética del Gobierno”.

Endesa ganó 1.041 millones de euros entre enero y junio “gracias a la buena evolución de los negocios liberalizados y a la desaparición del impuesto extraordinario del 1,2% que afectó en los años anteriores”. Así, el beneficio bruto de explotación (ebitda) se situó en 2.711 millones de euros, un 12,3%, según la información que la compañía ha remitido este martes a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).



Los ingresos de la eléctrica en el periodo de enero a junio ascendieron a 10.880 millones de euros, con un aumento del 4,5% frente al primer semestre de 2024.

El margen unitario del negocio liberalizado eléctrico se situó en 53 euros/MWh, un 9% menos, lo que supone cumplir con la senda de normalización prevista.

El negocio del gas registró un excelente comportamiento en términos interanuales pasando a registrar un margen de 10 euros/MWh gracias a la acertada estrategia de compraventa en el mercado mayorista y al buen comportamiento del negocio B2C.

La compañía confirma objetivos del año

Con estas cifras hasta junio, Endesa reafirmó el cumplimiento de sus objetivos para 2025, en el que, según anunció en su último Capital Markets Day, prevé un beneficio neto ordinario de entre 1.900-2.000 millones de euros y un Ebitda de entre 5.400-5.600 millones de euros.

La deuda neta se situó en el entorno de los 9.900 millones, desde los 9.300 millones de cierre de 2024, un 6,5% más. Un alza que se produce tras lograr cubrir la inversión orgánica de 1.100 millones y la inorgánica de 950 millones (para adquirir activos hidroeléctricos) con el flujo libre de caja de 2.400 millones, añadiendo a todo ello el pago de dividendos a cuenta del ejercicio 2024 (600 millones) y el gasto en el programa de recompra de acciones por 200 millones al cierre del primer semestre.

La compañía resalta el valor de estos resultados en un contexto en el que el impacto de la gestión que está haciendo el Operador del Sistema desde el 28 de abril está incrementando el precio final al cliente. En este sentido, en el segundo trimestre de este año el coste de los servicios de ajuste ha pasado a ser de 20 euros en promedio sobre un precio medio total de 60 euros. Es decir, el coste de estos servicios ha supuesto un tercio del precio medio total en el trimestre. Comparativamente, los servicios de ajuste en el primer trimestre de 2025 fueron 15 euros y, en todo 2024, 12 euros en promedio.

Bogas carga contra REE por el apagón

Respecto a este incidente, José Bogas, consejero delegado de la compañía ha vuelto a descargar de culpa la actuación de la eléctrica. “Endesa cumplió totalmente con las instrucciones del Operador del Sistema. Todas las centrales de generación operaron cumpliendo al completo el programa del Operador del Sistema. Todas las desconexiones de plantas se produjeron una vez superados los límites técnicos establecidos en los protocolos de seguridad”, aseguró Bogas tras insistir en que “el Operador del Sistema es responsable

en último término de mantener la estabilidad y el control de la tensión del sistema eléctrico” y no ha recogido provisiones por el incidente ya que con los datos de la compañía asegura “que, en ningún caso, la interrupción del suministro pudo tener su origen en instalaciones de generación o distribución propiedad de sociedades del Grupo Endesa”.

A su vez el directivo, ha recalcado el riesgo que supone la propuesta de tasa de retribución y modelo retributivo de la CNMC para la red de distribución en el periodo 2026-2031. “Amenaza los objetivos de política energética del Gobierno ya que limita la inversión en redes necesaria para electrificar nuestra economía”.

9.- Bogas ve un "suicidio" la propuesta de la CNMC de retribuir a un 6,4% a las redes.

eleconomista.es, 29 julio de 2025

Endesa gana 1.041 millones, un 30% más gracias a la desaparición del gravamen temporal.

El consejero delegado de Endesa, José Bogas, arremetió ayer contra la propuesta de retribución de las redes planteada por la CNMC en el 6,46%. Para el directivo, "a veces la austeridad es algo que realmente da sentido a la regulación. Pero con esta austeridad, déjenme decirlo, que tenemos en esta propuesta de regulación de la distribución, nos lleva al suicidio. Es un austericidio".



Por ese motivo, Bogas considera que después del plazo de alegaciones que finaliza este próximo mes de agosto "esperamos un aumento de al menos un medio punto para llegar al 7% y podría ser, si se toman en cuenta los costes de los recursos externos y también la beta, etc. que se llegara a algo alrededor de 7,7%. Ese es nuestro propósito que hemos enviado a la CNMC en el período de consulta".

Para el primer ejecutivo de la eléctrica, "hoy lo que tenemos es un plan en el que la cosa más racional es ser conservadores y solo invertir para mantener la remuneración sin ningún aumento. Creo que esta no es una posición racional".

Endesa cerró el primer semestre de 2025 con un beneficio neto de 1.041 millones de euros, lo que supone un incremento del 30,1% respecto al mismo periodo del año anterior, cuando ganó 800 millones. La compañía atribuye este resultado a la sólida evolución operativa en todas sus áreas de negocio y a la desaparición del gravamen temporal del 1,2% sobre las ventas energéticas vigente en 2024.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) alcanzó los 2.711 millones de euros, un 12,3% más interanual, mientras que los ingresos crecieron un 4,5% hasta 10.880 millones. El flujo de caja operativo se disparó casi un 98% hasta 2.356 millones, duplicando la cifra del primer semestre de 2024.

La eléctrica, controlada en un 70,1% por Enel, elevó sus inversiones hasta 935 millones de euros (+1,2%) y su deuda financiera neta se situó en 9.901 millones, un 6,5% más que al cierre de 2024. La capacidad instalada neta aumentó un 3% hasta 22.099 MW, con un crecimiento del 6,6% en renovables.

El primer semestre estuvo marcado por el apagón eléctrico del 28 de abril, que obligó a medidas excepcionales de gestión de la red. Endesa asegura haber cumplido plenamente las instrucciones del Operador del Sistema y defiende que los cortes se produjeron dentro de los márgenes técnicos de seguridad. La compañía advierte de que este incidente no debe poner en riesgo los objetivos de descarbonización y considera urgente reforzar la red para afrontar la creciente electrificación de la demanda.

Endesa, en este contexto, alerta de que la propuesta de tasa de retribución y modelo retributivo de la CNMC para la red de distribución en el periodo 2026-2031 amenaza los objetivos de política energética del Gobierno ya que limita la inversión en redes necesaria para electrificar nuestra economía

La compañía ha completado cerca del 40% de su programa de recompra de acciones de 500 millones de euros para 2025 y mantiene su política de dividendos del 70% del resultado ordinario neto. Según la actualización del plan estratégico 2025-2027, Endesa prevé alcanzar un beneficio ordinario neto de hasta 2.200 millones en 2027, con una descarbonización completa en 2040.

En cuanto a la demanda eléctrica en España, esta ha mantenido una evolución positiva en el primer semestre de 2025, con un crecimiento acumulado del +1,3 % (ajustado por efectos de laboralidad y temperatura). Por su parte, el precio medio del mercado mayorista (pool) se situó en 61,8 euros/MWh, lo que representa un incremento del 58,1% respecto al mismo periodo del año anterior.

Según los valores actuales de los contratos forward para los próximos trimestres, se estima ahora que el precio medio anual de la electricidad en 2025 se situará en 70 euros/MWh, aproximadamente un 11 % por encima del promedio registrado en 2024 (63,0 euros/MWh).

10.- Soria contará con la primera comunidad solar de Iberdrola en España que incorpora un sistema de almacenamiento de baterías.

eleconomista.es, 29 julio de 2025

Se ubicará en la cubierta de la empresa Palux y beneficiará también a 320 hogares próximos.



Iberdrola y Palux se unen para impulsar una pionera comunidad solar en la capital soriana en su apuesta por la innovación y la eficiencia energética. La nueva instalación, la segunda que comercializará Iberdrola en la provincia, se trata de la primera comunidad solar de la compañía energética en España que incorpora un sistema de almacenamiento de baterías.

Esta mejora permite optimizar el uso de la energía generada, adaptándose a las franjas horarias de mayor consumo doméstico. Gracias a un aprovechamiento más eficiente de la energía solar, las familias pueden incrementar su ahorro mediante una fuente local y sostenible.

Se ubicará en la cubierta de esta empresa del Polígono Industrial Las Casas y evitará la emisión de cerca de 1180 toneladas de CO2 a la atmósfera en los próximos 30 años.

Además de reducir el coste en la factura eléctrica de este negocio especializado en la fabricación de somieres, los vecinos que se encuentren en un radio de 2 kilómetros podrán beneficiarse de las ventajas del autoconsumo renovable, sin necesidad de contar con una infraestructura propia ni realizar inversiones.

Esta modalidad de autoconsumo comunitario permite a los usuarios compartir la energía 100% renovable generada desde una única instalación fotovoltaica ubicada en las proximidades de su domicilio, en este caso sobre el tejado de esta empresa.

Iberdrola es quien realiza la inversión de esta instalación que constará de 327 paneles solares, la potencia total será de 180 kilovatios (kW), suficiente para producir anualmente cerca de unos 215 megavatios hora (MWh).

Gracias a esta comunidad solar, alrededor de 320 familias podrán ser partícipes de la misma y ahorrar en sus facturas de la luz al consumir localmente parte de la energía producida por esta instalación. Por su parte, Palux, S.L. pionero en realizar una instalación renovable de estas características, logrará un ahorro en la factura de hasta el 30%.

«Esta iniciativa pionera es un hito muy importante que marca la apuesta de Iberdrola por la innovación en soluciones energéticas, la sostenibilidad y el compromiso con las zonas en las que estamos presentes al poner el autoconsumo al alcance, en este caso, de 320 familias sorianas, incorporando además por primera vez un sistema de almacenamiento de baterías», afirma Celiano García, director Comercial de Iberdrola en Castilla y León.

Por su parte, la gerente de Palux, S.L., Eva María Contreras, subraya que "esta decisión no solo representa un paso adelante en términos de responsabilidad ambiental, sino que también tiene beneficios significativos para la eficiencia y el ahorro de la compañía".

Líder en autoconsumo

En el marco de su apuesta por la aceleración de la transición energética, Iberdrola no solo fomenta el autoconsumo fotovoltaico favoreciendo su incorporación al sistema energético a través de sus redes, sino que lidera además el mercado de gestión de clientes de esta modalidad en el país.

Las soluciones de autoconsumo colectivo desarrolladas por Iberdrola han permitido poner el autoconsumo a disposición de cualquier cliente, tenga o no cubierta propia. Los clientes de este segmento cuentan además con el Plan Solar, una tarifa de electricidad competitiva en las horas en las que no hay sol, que es cuando necesita consumir energía de la red, ya que durante el día se autoabastece desde su propia instalación.

Los sistemas solares de autoconsumo pueden suponer un ahorro en la factura anual del 30% en el caso de comunidades de vecinos; un 50% para empresa y negocios; y hasta un 70% en viviendas unifamiliares. Este ahorro se produce por una triple vía: la energía producida por la instalación que el usuario no tiene que comprar, la compensación por los excedentes de energía no consumida que es vertida a la red y el ahorro por menores impuestos.

En cuanto a la posibilidad de compensar la energía vertida a la red, los clientes de Iberdrola cuentan con el servicio Solar Cloud, que permite compensar los excedentes más allá del término de energía, incluso derivarlos para el consumo en otra residencia.

11.- Red Eléctrica admite que puede tener que hacer frente a multas de la CNMC por el apagón.

eleconomista.es, 30 julio de 2025

La compañía mantiene el criterio marcado por Corredor y sigue sin provisionar.

El beneficio del grupo se sitúa en 269 millones, en línea con el mismo periodo del año anterior.

Red Eléctrica abre la puerta al pago de indemnizaciones por el apagón. La compañía asegura en sus resultados que hasta el momento ha decidido, tal y como ya aseguró su presidenta, Beatriz Corredor, no llevar a cabo ninguna provisión por el "incidente grave" del 28 de abril, pero en esta ocasión asegura que "esta estimación realizada por los Administradores podría verse modificada en el futuro", ya que recuerdan siguen abiertas las investigaciones por parte de la CNMC.

En función de los análisis internos realizados con la información existente en la actualidad (especialmente el informe emitido por el Operador del Sistema -la propia REE- en cumplimiento de la normativa vigente) y

de la opinión de la Dirección de Servicios jurídicos de Redeia y de sus asesores legales independientes, 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 intermedios a 30 de junio de 2025.

En todo caso, la compañía incluye ya en sus cuentas que el examen del marco normativo aplicable permite contemplar tres supuestos susceptibles de generar responsabilidad: a) El concretado en una eventual responsabilidad civil contractual o extracontractual por los daños sufridos por otros sujetos por acciones u omisiones culpables. b) El vinculado a lo dispuesto en el artículo 27.4 del Real Decreto 1955/2000, que regula, entre otros aspectos, la posibilidad de aplicar descuentos en la facturación de los consumidores directamente conectados a la red de transporte. c) El consistente en la presunta comisión de alguna de las infracciones tipificadas en la vigente Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.



La empresa explica 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 pasado 26 de junio, la agencia de rating S&P situó en "CreditWatch" negativo el rating del Grupo, que había ratificado en el nivel 'A-' el 12 de abril de 2024.

La compañía sorprende también, al igual que hacía Iberdrola con los datos de su Tiempo de interrupción que no variaban en España en el primer semestre, cuando asegura en sus cuentas que el índice de disponibilidad de la red de transporte nacional se ha situado 30 de junio del 2025 en el 98,80%, superior al 97,70% alcanzado durante el mismo periodo del año 2024. Por contra, en Canarias este índice ha sido del 98%, inferior al 99,33% del año 2024; en Baleares se ha situado en el 98,76%, frente al 97,80% de 2024, mientras que en la península ha alcanzado el 98,81%, por encima del 97,68% de un año antes.

Las inversiones realizadas en el primer semestre han sido de 602,7 millones de euros, un 34,2% superiores a las registradas en el mismo período del ejercicio anterior, principalmente impulsadas por el aumento en el negocio nacional regulado. Las inversiones vinculadas a la actividad de gestión y operación de infraestructuras eléctricas nacional se han situado en los 564,2 millones de euros, un 34% más que en el mismo periodo del ejercicio precedente, facilitando la transición energética de nuestro país al permitir una mayor integración de las energías de origen renovable, indica la empresa.

La inversión destinada a la gestión y operación de infraestructuras eléctricas internacional ha sido de 1 millón de euros en comparación con los 1,9 millones de euros en el mismo período de 2024.

Respecto a la actividad de fibra óptica, se han destinado 7,5 millones de euros, en comparación con los 4,5 millones de euros del año anterior, en línea con lo previsto en el plan de inversiones. Finalmente, hay que reseñar que se han destinado 30,1 millones de euros a otros conceptos. Esta partida incluye, entre otras, inversiones en tecnología y aplicaciones corporativas para el Grupo, así como las inversiones desarrolladas por Elewit, el vehículo de inversión en capital riesgo de Redeia.

El pasado 8 de julio Redeia hizo efectivo el dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2024 por un importe de 0,60 euros por acción. De este modo, el dividendo total abonado con cargo a dicho ejercicio asciende a 0,80 euro por acción, tal y como está contemplado en el Plan Estratégico del Grupo. Los dividendos pagados se reducen en un 24,5% hasta los 119,3 millones de euros.

La evolución de estas partidas explica un aumento de la deuda financiera neta de 169,6 millones de euros respecto a la existente a 31 de diciembre de 2024, lo que la sitúa en 5.539,4 millones de euros.

Así el resultado bruto de explotación (EBITDA) ha alcanzado los 636 millones de euros, un 2,8% superior respecto al cierre del primer semestre de 2024, mientras que el resultado neto de explotación (EBIT) se sitúa en 416,2 millones, un 3,7% superior, y el beneficio neto del grupo en 269,5 millones de euros, en línea con el mismo periodo del ejercicio anterior.

12.- El Gobierno destina más de 160 millones a adaptar la infraestructura portuaria a la eólica.

elperiodicodelaenergía.com, 30 julio de 2025

El programa Port-Eolmar refuerza las capacidades logísticas y la cadena de valor para la fabricación y montaje de equipos a gran escala.



El Ministerio para la Transición Ecológica (Miteco) ha sacado a audiencia pública las bases reguladoras y la convocatoria para la concesión de ayudas a proyectos de adaptación de la infraestructura portuaria de titularidad estatal destinada a la eólica y otras renovables marinas.

Según ha informado en una nota de prensa, el programa Port-Eolmar destinará más de 160 millones de euros a reforzar las capacidades logísticas y de infraestructura portuaria del país de cara a la fabricación, montaje y mantenimiento de parques eólicos marinos y dispositivos de energías del mar.

Los proyectos beneficiarios deben estar vinculados con compromisos de inversión privada para su explotación, con el objetivo de reforzar la autonomía estratégica española y europea en la cadena de valor de renovables marinas e impulsar el liderazgo en energías limpias.

El Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE), dependiente del Ministerio, será el encargado de gestionar las ayudas.

Estas se otorgarán en régimen de concurrencia competitiva y se instrumentalizarán como subvenciones, con carácter definitivo, una vez se verifique la ejecución del proyecto, y se acrediten los costes subvencionables en los que se haya incurrido y los compromisos de inversiones en los proyectos industriales asociados.

¿En qué consiste el programa?

Se financiarán proyectos singulares en ubicaciones estratégicas que mejoren significativamente las capacidades logísticas de la infraestructura portuaria, mediante la construcción o adaptación de muelles y/o superficies de operación en su zona trasera, así como los servicios generales asociados a su puesta en explotación.

Estas inversiones sólo podrán realizarse en la Zona I de los Puertos de Interés General de todo el territorio nacional, correspondientes a las aguas abrigadas.

El objetivo es que estas iniciativas se constituyan como base logística durante la fase de construcción, montaje, puesta en marcha, reparación y mantenimiento de los futuros parques eólicos marinos y otros componentes de renovables marinas.

Las propuestas deberán estar vinculadas a un proyecto industrial con una inversión comparable o superior a la ayuda solicitada, con una vigencia temporal de al menos diez años, ligada a la eólica marina y/o a las renovables marinas.

Apoyo a la eólica marina

Estos serán promovidos por operadores privados que obtengan sus títulos concesionales en procedimientos sujetos a concurrencia.

En el proyecto de convocatoria se ha preasignado presupuesto para tres regiones y subregiones marinas: la subregión del Golfo de Vizcaya y las Costas Ibéricas; la subregión Atlántico Macaronésica de Canarias en la región del Atlántico Norte, y la región del Mar Mediterráneo.

Las alegaciones a los proyectos de orden ministerial y de resolución de la convocatoria de ayudas deberán remitirse antes del próximo miércoles 17 de septiembre.

13.- La conexión energética entre la Península Ibérica y Europa es prioritaria.

elperiodicodelaenergía.com, 30 julio de 2025

Expertos alaban la riqueza de España y Portugal en recursos renovables, así como la experiencia de sus profesionales en la materia y la solidez de sus instituciones políticas.



El refuerzo de las conexiones energéticas entre la Península Ibérica y la Unión Europea (UE) debe ser "una prioridad para la autonomía estratégica y la competitividad" del bloque comunitario, indica un estudio publicado por el laboratorio de ideas de EEUU Brookings y la Fundación Francisco Manuel dos Santos de Portugal.

Bajo el título 'Después de la crisis energética: respuestas políticas en la Península Ibérica', el informe destaca la importancia de los países ibéricos como proveedores energéticos en un contexto internacional de incertidumbre.

Alaba la riqueza de España y Portugal en recursos renovables, así como la experiencia de sus profesionales en la materia y la solidez de sus instituciones políticas.

Por ello, insta a las autoridades comunitarias a "no subestimar" la importancia de aumentar las conexiones entre Europa y la Península, que considera "pobres" y atribuye a "proyectos de la Unión Europea que se quedan cortos".

En opinión de los autores del estudio, unas conexiones "más fuertes" hubieran permitido a España y Portugal aliviar la crisis energética desencadenada en el continente tras la invasión rusa de Ucrania, cuando los precios de los carburantes se dispararon.

A su vez, reconocen que esta es solo una de las cuestiones que se tendrán que abordar para completar una "ambiciosa transformación del sistema energético", que exige solucionar "cuellos de botella" en otras áreas.

La conexión energética

Entre esos asuntos, los expertos destacan la digitalización, el almacenamiento y la flexibilidad de la demanda, así como la gestión de las licencias de explotación, los incentivos, los precios y el apoyo de las comunidades locales.

"A los ciudadanos portugueses y españoles les preocupa el cambio climático y, por lo general, apoyan la transición energética, que también ven como una oportunidad económica", explican.

"Para ambos países –dicen los expertos– la transición representa una oportunidad industrial, apoyada por tendencias como el 'nearshoring' y el 'greenshoring' (relocalización de industrias y de industrias poco contaminantes, respectivamente)".

Este estudio se difunde después de que Portugal presentara esta semana su estrategia para prevenir apagones en el futuro, tras el ocurrido el pasado 28 de abril en la Península Ibérica.

Después de ese fallo eléctrico, Portugal y España han incrementado la presión conjunta con la UE para acelerar la interconexión con Francia.

14.- El Banco Europeo de Inversiones otorga a Iberdrola 50 millones para la red eléctrica tras la DANA.

eleconomista.es, 30 julio de 2025

El plan prevé modernizar la red eléctrica valenciana con criterios climáticos y tecnológicos. La operación refuerza el papel del BEI en la transición energética en España. Iberdrola se prepara para invertir en redes.



El Banco Europeo de Inversiones (BEI) ha firmado una operación de financiación con Iberdrola por valor de 50 millones de euros destinada a reparar y modernizar la red eléctrica de distribución dañada por la DANA que afectó a la Comunidad Valenciana en octubre de 2024. El plan, enmarcado en el proyecto il·lumina, introduce medidas de adaptación climática y digitalización que contribuirán a la ayuda de más de 650.000 usuarios.

El préstamo se desglosa en dos tramos de 25 millones de euros, uno con cargo a fondos propios del BEI y otro procedente del Fondo de Resiliencia Autonómica (FRA), instrumento financiado con recursos del programa Next Generation EU y gestionado en colaboración con el Ministerio de Economía. Este fondo busca impulsar proyectos estratégicos en las comunidades autónomas en ámbitos como la transición energética, el transporte sostenible o la regeneración urbana.

Las actuaciones previstas incluyen la reconstrucción de infraestructuras dañadas, el soterramiento de líneas, la automatización de instalaciones y la instalación de transformadores inteligentes, entre otras medidas. Según Iberdrola, estas inversiones permitirán aumentar la fiabilidad del suministro eléctrico y prepararán la red ante posibles eventos meteorológicos extremos.

"El proyecto responde no solo responde a los daños sufridos, sino que anticipa el futuro, apostando por una infraestructura eléctrica más segura, eficiente y alineada con los objetivos climáticos europeos", subrayaron desde Iberdrola. La compañía ha movilizado a un equipo técnico de 35 profesionales que coordina a cerca de 1.000 operarios, la mayoría locales, para ejecutar este despliegue.

La operación refuerza el papel del BEI como "Banco del Clima", una de sus prioridades estratégicas para el período 2024-2027, y se enmarca también en la iniciativa REPowerEU, cuyo objetivo es acelerar la transición energética en Europa y reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados.

En paralelo, el grupo BEI destinó en 2024 más de 1.500 millones de euros a proyectos de redes eléctricas y almacenamiento en España. Con este nuevo impulso, tanto el BEI como Iberdrola apuestan por una infraestructura eléctrica más adaptada a los desafíos del cambio climático.

15.- La nueva propuesta retributiva de la CNMC inquieta al sector de la distribución eléctrica.

eleconomista.es, 30 julio de 2025

Plantea una revisión de la Tasa de Retribución Financiera para el próximo periodo regulatorio, con una propuesta del 6,46%.

El sector considera insuficiente este valor, muy por debajo de la media europea, ya que no incentiva las inversiones necesarias para modernizar la red y conectar la nueva demanda.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha sometido a audiencia pública dos circulares decisivas para la retribución de las redes durante los próximos seis años. Se trata de las propuestas para actualizar la Tasa de Retribución Financiera (TRF) así como el modelo de retribución de la distribución eléctrica de cara al tercer periodo regulatorio (2026-2031), que determinarán las señales económicas que condicionarán el ritmo inversor de las compañías y, por tanto, la capacidad del país para avanzar en su proceso de electrificación y descarbonización.



Esta revisión llega en un momento marcado por la necesidad urgente de modernizar las redes y conectar nueva demanda industrial. Sin embargo, la propuesta no ha sido del agrado de las grandes eléctricas representadas en la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aelec), al considerarla poco alineada con las políticas energéticas del Gobierno y alejada de la regulación europea. En su opinión, lejos de incentivar las inversiones necesarias para modernizar y reforzar la red, creen que podría suponer un freno para la transición energética en España.

En un encuentro reciente con la prensa, Marta Castro, directora de Regulación de aelec, explicó los cambios más relevantes que, en opinión de la asociación, recogen ambas circulares, así como las principales áreas de mejora detectadas.

Respecto a la propuesta sobre la Tasa de Retribución, la CNMC plantea cuatro cambios principales respecto al marco anterior. Por un lado, actualiza el coste de la deuda, que incorpora un porcentaje (12%) basado en previsiones futuras, mientras que el resto del cálculo sigue basado en datos históricos. Asimismo, se revisa el ratio de apalancamiento de las empresas reduciéndolo del 50% al 46%. Por otro lado, se reconocen por primera vez los costes de transacción asociados a la emisión de deuda mediante una prima de 7 puntos básicos y también se incorpora un ajuste por tipos de interés.

Todas estas actualizaciones han llevado a que la TRF propuesta por la CNMC ascienda al 6,46% para el sector eléctrico, respecto al 5,58% del periodo retributivo anterior, un valor que está "muy por debajo de la media europea y de otros sectores regulados en España, situando a la distribución eléctrica española en el vagón de cola del atractivo para las inversiones, especialmente en un momento en el que se reclama una capacidad de conexión de hasta 60 GW por parte de la nueva demanda", tal y como comentó Castro durante su intervención. Países como Finlandia, Austria, Alemania, Reino Unido, Italia o Irlanda ya reconocen tasas más elevadas, "lo cual genera un riesgo evidente de fuga de capitales en nuestro país y una pérdida de oportunidad", añadió la representante de la asociación.

Deficiencias a subsanar

Según el análisis del sector, existen tres grandes deficiencias que deberían corregirse para reflejar el coste real del capital necesario para invertir en distribución eléctrica en España. La primera es la prima de riesgo

de mercado (PRM), que mide la rentabilidad adicional que esperan los accionistas frente a una inversión libre de riesgo (como el bono soberano). La CNMC calcula este parámetro mediante una media ponderada entre la media aritmética y la media geométrica, metodología que ha sido cuestionada por expertos y que no se alinea con la práctica habitual en otros países europeos. De hecho, "cinco de los siete reguladores europeos que actualmente revisan este parámetro emplean exclusivamente la media aritmética", señaló Castro. Además, la CNMC utiliza métodos distintos para calcular esta prima según el sector regulado en España, "aplicando criterios más favorables en sectores como el ferroviario, aeroportuario o las telecomunicaciones", añadió.

La segunda deficiencia está en la prima de riesgo de deuda, que refleja los costes reales de financiación que afrontan las empresas en el mercado. En la práctica, la metodología actual equipara el coste de financiación de las compañías españolas con el de empresas alemanas, que infravalora la realidad del mercado español y conduce a una subestimación del coste de capital reconocido.

El tercer elemento es el valor asignado al coeficiente beta, que mide todos aquellos riesgos que escapan al control directo de las distribuidoras. La CNMC ha propuesto mantener un valor de 0,75, basado en modelos anteriores que no incorporan la transformación regulatoria y tecnológica que atraviesa el sector. Según manifestó Castro, "este valor no solo ignora el nuevo modelo retributivo -más incierto y disruptivo-, sino que también incumple las orientaciones de política energética publicadas por el Gobierno, que priorizan la electrificación frente a otras infraestructuras como las redes de gas".

Desde el sector proponen actualizar estos tres elementos clave para alcanzar una tasa de retribución del 7,5%, "una cifra coherente con los niveles de riesgo reales del negocio de distribución eléctrica y alineada con los incentivos regulatorios en otros países europeos", afirmó Castro. De no llevarse a cabo, esta situación "podría comprometer gravemente la ejecución de inversiones estratégicas en la red de distribución eléctrica, justo en un momento en el que se necesita aumentar la resiliencia, mejorar la digitalización y reforzar las infraestructuras para evitar situaciones como el apagón ocurrido el pasado 28 de abril", manifestó la directora de Regulación.

Modelo retributivo disruptivo

El nuevo modelo retributivo propuesto por la CNMC también ha generado gran preocupación en el sector de la distribución eléctrica. Tras años de esfuerzo en el despliegue de renovables, el país tiene el reto de conectar -tal y como acabamos de comentar- una creciente demanda industrial e impulsar el almacenamiento. Sin embargo, "el nuevo modelo retributivo no acompaña este impulso", dijo Castro.

Las distribuidoras esperaban una continuidad del esquema anterior, con ajustes necesarios para incorporar las nuevas funciones, como la digitalización o la respuesta a la nueva demanda, que nos impulsan desde Europa. Sin embargo, la propuesta de la CNMC implica un cambio profundo en el modelo: desde la retribución de la inversión hasta el cálculo del OPEX, pasando por la introducción de nuevas variables de difícil control para los operadores.

No obstante, el nuevo sistema mantiene algunos elementos positivos. Por ejemplo, elimina la aplicación de los valores de referencia por los costes auditados reales, lo que aporta mayor precisión al cálculo. Además, mejora la metodología para calcular los incentivos ligados a la calidad del servicio y las pérdidas. Sin embargo, a juicio de la asociación, "estos avances se ven superados por los elementos que dificultan la inversión".

La introducción del parámetro "K", que condiciona el reconocimiento de las inversiones a la potencia facturada por nuevos clientes, genera, a juicio de la asociación, "un elevado grado de incertidumbre". Esta variable es "volátil, exógena al control de los distribuidores y no se conoce de forma anticipada, lo que impide planificar con seguridad las inversiones necesarias".

El nuevo enfoque, basado en la sostenibilidad económica y el histórico de potencia contratada, no tiene en cuenta los ingresos adicionales que la conexión de nueva demanda aporta al sistema. Esta metodología, según denuncian los operadores, "genera un incentivo perverso: cuanto menos se invierte, mayor es la rentabilidad. De esta forma, se pone en riesgo el objetivo estratégico de electrificar la economía y responder al crecimiento de más de 60 GW de nueva demanda previsto por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)".

Recorte histórico del OPEX

Uno de los aspectos más preocupantes es la reducción de 500 millones de euros en el OPEX del sector, con una rebaja del 85% respecto al anterior periodo regulatorio, frente al 40% aplicado en el ciclo anterior. "Esta cifra, sin parangón en Europa, se produce en un contexto de incremento de costes por digitalización, integración de generación distribuida y necesidad de atender a grandes consumos industriales", afirmó Castro.

A esta reducción se suma la falta de reconocimiento de la inflación en los costes operativos, "una medida que contrasta con las políticas regulatorias de países como Austria, Bélgica, Irlanda, Reino Unido, Finlandia o Suecia, donde sí se indexan los costes al crecimiento de los precios", añadió la directora de Regulación de la Asociación, quien puso varios ejemplos: "Mientras Francia prevé triplicar su inversión anual en redes eléctricas hasta alcanzar los 6.500 millones de euros entre 2025 y 2040, e Italia ha aumentado su volumen anual de inversión de 2.000 a 3.300 millones entre 2024 y 2028, España se enfrenta a un modelo que limita la inversión. Según el PNIEC, nuestro país debería multiplicar por 2,6 las inversiones pasadas hasta alcanzar los 54.000 millones de euros, pero el modelo propuesto va en dirección contraria", explicó.

Además, "el hecho de que en tres periodos regulatorios se hayan implementado tres modelos distintos, genera una gran inseguridad jurídica para los inversores", resaltó Castro. "La previsibilidad y la estabilidad son condiciones esenciales para atraer el capital privado necesario que permita ejecutar las inversiones previstas", comentó.

Otro punto crítico es que la tasa de retribución financiera "no puede analizarse de forma aislada respecto al modelo retributivo. Un modelo más volátil y exigente debería compensarse con una tasa que incorpore el riesgo adicional, algo que no se refleja en la propuesta", dijo Castro.

A juicio de los operadores, "solo con una tasa adecuada y un modelo retributivo que incentive la inversión, será posible atraer inversión, conectar nueva demanda y, a la larga, reducir la factura que pagan los consumidores al disminuir el coste del peaje por dicho incremento de demanda".

16.- El Gobierno deja claro que no hay negociación sobre el cierre nuclear.

elperiodicodelaenergía.com, 31 julio de 2025

El Ministerio establece tres líneas rojas para entablar una negociación: que haya seguridad para las personas, que se garantice la seguridad de suministro y que no suponga un mayor coste para los ciudadanos.

El Gobierno ha salido a desmentir que se esté negociando el calendario de cierre nuclear con las empresas propietarias de las mismas, las grandes eléctricas.

El único contacto que hubo fue por carta y en junio y no se trataba de una solicitud para entablar una negociación entre las partes, sino que más bien una carta como declaración de intenciones de las dos grandes propietarias, Iberdrola y Endesa.

En esas misivas no están incluidas otras propietarias como Naturgy o EDP, que no van a mover un dedo por mantener las centrales abiertas, pero tampoco se oponen a que las otras lo consigan. Lo han apoyado públicamente, pero sin pedir oficialmente nada.

Respuesta clara

Fuentes del Ministerio para la Transición Ecológica han asegurado que dicha misiva que recibieron en junio rompía una de las tres líneas rojas que les estableció y por tanto echó para atrás estas intenciones de las compañías.



"La carta es una declaración de intenciones, en ningún caso una petición formal, que plantea modificar el vigente marco normativo de las centrales, en perjuicio de consumidores y ciudadanos, al reducir la tributación de las instalaciones y otras medidas económicas", señalan las fuentes.

Según el Ministerio, el Gobierno ha establecido tres líneas rojas para poder sentarse a negociar un posible cambio en el calendario del cierre de las centrales nucleares que está programado para 2027-2035.

Las tres líneas rojas establecidas por el Gobierno para tramitar una petición formal son:

- Que haya seguridad para las personas.
- Que se garantice la seguridad de suministro.
- Que no suponga un mayor coste para los ciudadanos.

Que baje la fiscalidad

Las eléctricas siempre han pedido que se reduzca la carga fiscal para seguir adelante con la operación de las centrales. Con la actual fiscalidad piensan que es prácticamente inviable mantenerlas al no alcanzarse un precio mínimo de 65-70 euros/MWh para poder obtener cierta rentabilidad en el negocio como sí obtienen otras tecnologías en el mercado.

Cualquier bajada de impuestos supone un mayor coste para los ciudadanos por tanto es inviable que se pueda establecer una negociación a día de hoy. El Gobierno ya se lo hizo saber al contestarles sobre la carta de junio avisándoles de las tres líneas rojas.

Estas mismas fuentes del Ministerio así lo confirman.

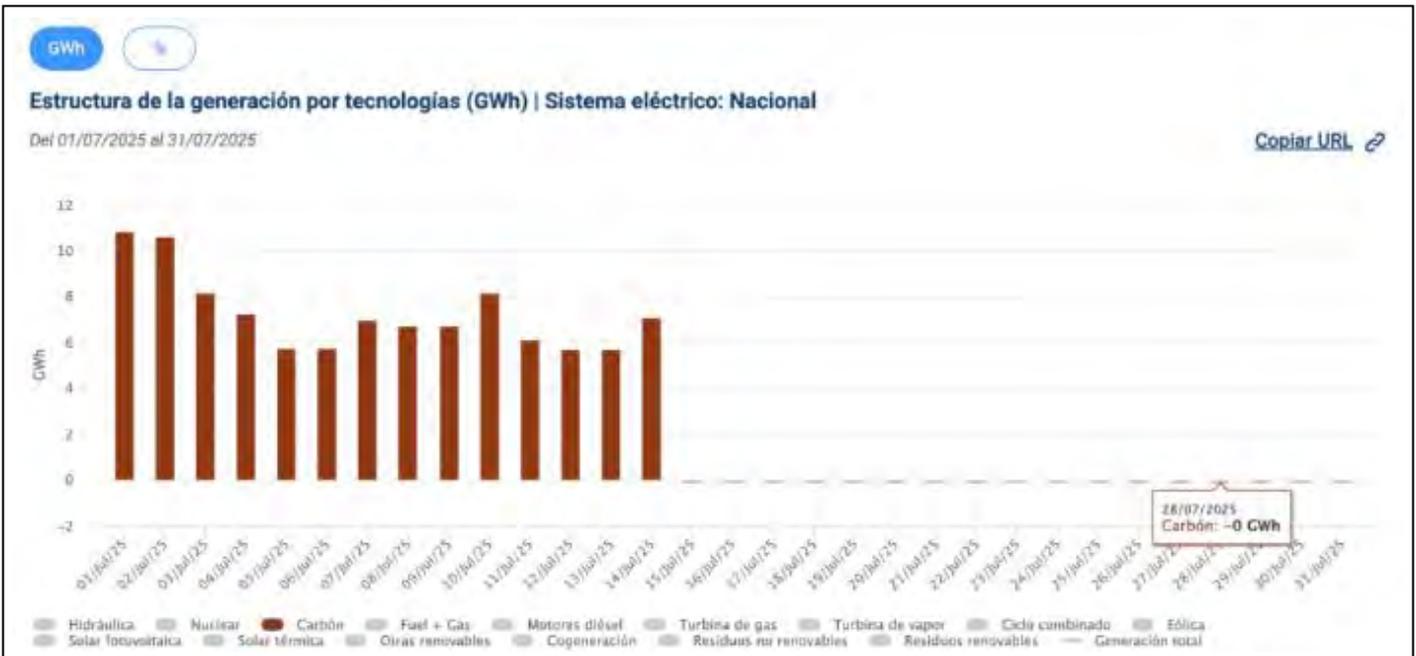
"Desde entonces, ninguna de las empresas ha trasladado al Ministerio que pretenda renunciar a sus peticiones iniciales, por lo que no hay negociación abierta ni cambio de posición de ninguna de las partes", han señalado las fuentes.

17.- España lleva más de dos semanas generando electricidad sin carbón.

elperiodicodelaenergia.com, 31 julio de 2024

Las centrales térmicas de carbón operativas o están ajustándose al cambio de gas o se han quedado fuera de mercado desde el pasado 15 de julio.

España va poco a poco diciendo adiós al carbón. 2025 era la fecha propuesta para que al menos las centrales térmicas de la Península Ibérica dejaran de producir electricidad quemando carbón. Y dicho y hecho. Aunque todavía no se ha dado el carpetazo definitivo al asunto. Se puede decir que la despedida está costando. Normal por otro lado, son 140 años de convivencia.



Según datos ofrecidos por el operador del sistema eléctrico, Red Eléctrica, el mix eléctrico español lleva más de dos semanas sin producir energía eléctrica procedente de las centrales de carbón. Así se puede ver en la siguiente gráfica.

Concretamente, desde el pasado día 15 de julio hasta hoy y previsiblemente más días España ha dejado de quemar carbón en sus centrales térmicas para generar energía. Es historia.

140 años quemando carbón

Siempre lo han hecho durante los últimos 140 años. Ha habido algún día, pero siempre por cuestiones de restricciones técnicas había que mantener Aboño o alguna central térmica en Asturias para que la industria tuviese asegurado el suministro.

El caso es que las tres centrales de la Península operativas hasta ahora, Aboño, Soto de Ribera (Asturias) y Los Barrios (Cádiz), las tres de EDP, y Alcudia (Baleares), de Endesa, no se han conectado durante estos días.

Fuentes de Red Eléctrica han asegurado que "los grupos de carbón que aún quedan en el sistema no están casando en los mercados y no son necesarios por restricciones", por tanto, no están generando electricidad.

Los planes de EDP

Esta semana hemos conocido que EDP y Masaveu ya han cambiado la central térmica de Aboño a gas y ha abandonado el carbón, por tanto, ya sólo quedan Soto de Ribera y Los Barrios en la Península, y lo harán en las próximas semanas o meses. El caso de Alcudia puede que se quede hibernando más tiempo en caso de ser necesario para Mallorca y el resto de Las baleares.

En Aboño, la compañía planea crear un valle de hidrógeno verde, aprovechando su ubicación estratégica cerca del puerto de El Musel y proyectos como un parque fotovoltaico y un eólico marino flotante. Este hidrógeno sustituirá combustibles fósiles en procesos industriales, como el aprovechamiento de gases siderúrgicos, reforzando la economía circular.

Soto de Ribera, también en Asturias, se convertirá en un referente de almacenamiento energético. EDP ha iniciado la tramitación de una minihidráulica en el río Nalón y un parque fotovoltaico, cuya energía se almacenará en baterías de ion-litio y RedOx, incluyendo baterías reutilizadas de vehículos. Además, una

hidrogena descarbonizará el transporte local, mientras se exploran usos del hidrógeno en ciclos combinados.

En Los Barrios, Cádiz, EDP propone un polo de hidrógeno para el Campo de Gibraltar, con potencial para exportar energía verde por mar y un proyecto de baterías de 255 MW. En Puente Nuevo, Córdoba, la reconversión incluye 300 MW solares, 50 MW de fotovoltaica flotante y una central de biomasa, revitalizando la comarca.

18.- El Gobierno vuelve a intentarlo: lanza un nuevo Real decreto antiapagones.

eleconomista.es, 31 julio de 2025

La norma incluye las propuestas de menor rango legal: más poder para REE y el control de tensión de la CNMC.

La medida deja fuera las ayudas con la rebaja de la tarifa eléctrica para la gran industria o el aumento del autoconsumo.



El Ministerio para la Transición Ecológica acaba de iniciar la tramitación por la vía de urgencia y acortando plazos de la propuesta de Real Decreto por el que se aprueban determinadas medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico después de que el Congreso tumbara el Real decreto Ley 7/2025 que incluía parte de esta batería de medidas contra los apagones. En la propuesta planteada por el Ejecutivo quedan ahora fuera las ayudas para la gran industria electrointensiva o la ampliación del rango del autoconsumo, entre otras.

El proyecto contiene algunas de las propuestas que pueden promulgarse con menor rango normativo y que contribuyen a aumentar la resiliencia del sistema eléctrico y responder a los riesgos y oportunidades de la transición ecológica.

En primer lugar, incorpora medidas de supervisión y control dirigidas al cumplimiento de las obligaciones por parte del conjunto de agentes del sector eléctrico. Así para reforzar la gestión técnica del sistema, se propone potenciar las funciones de supervisión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que deberá evaluar las obligaciones de control de tensión de los sujetos obligados a prestar el servicio, y elaborar el informe correspondiente, que actualizará cada tres meses.

El Regulador también completará un plan de inspección extraordinario de las capacidades de reposición, con mayor atención a las instalaciones con arranque autónomo y las redes de distribución, que se repetirá cada tres años.

Por otro lado, se encomienda al Operador del Sistema –Red Eléctrica–, a elaborar propuestas de modificaciones normativas sobre las respuestas frente a las oscilaciones de potencia, sobre la velocidad de variación de tensiones, sobre la programación de las restricciones técnicas y sobre otros elementos técnicos que contribuyen a fortalecer la seguridad del sistema.

De igual modo, se emplaza a Red Eléctrica el desarrollo de un nuevo Procedimiento de Operación para coordinar los planes de desarrollo de la red de transporte y de la red de distribución, y una propuesta de requisitos mínimos de monitorización para análisis de incidentes.

Estas propuestas técnicas del Operador del Sistema deberán estar listas en plazos de tres a seis meses; las reformas normativas subsiguientes deben ser analizadas por parte de los organismos competentes y, en su caso, tras las correspondientes valoraciones, aprobarlas en menos de seis meses.

Almacenamiento

El borrador de decreto facilita incorporar al sistema eléctrico el almacenamiento, que debe alcanzar una potencia de 22,5 GW en 2030, según las previsiones del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030. Así, incluye disposiciones técnicas específicas para las hibridaciones de módulos de almacenamiento con instalaciones de generación, priorizando las actuaciones ubicadas dentro del terreno ocupado por la instalación original, ya antropizado. Para ello contempla medidas asociadas a la definición de la potencia instalada, el cambio de la prioridad de despacho de instalaciones para evitar penalizar la hibridación y la agilización de la tramitación de proyectos de hibridación.

Con el objeto de impulsar la electrificación y con ello un uso más eficiente de las redes existentes, la propuesta regulatoria fomenta la conexión a la red de nuevas actividades económicas, principalmente industriales, al fijar la caducidad de los derechos de acceso y conexión para demanda a los cinco años de haber sido otorgados, con el objetivo de prevenir el acaparamiento y la especulación. En este mismo sentido, las peticiones de acceso y conexión para demanda deberán identificar el código CNAE de la actividad a desarrollar, que deberá ser la misma cuando, posteriormente, se firme el correspondiente contrato de acceso y conexión.

La demanda de electricidad, para puntos de recarga para vehículos eléctricos o para los sectores terciario y residencial, también se impulsa al acotar los plazos de respuesta de las compañías distribuidoras a la hora de poner en marcha las extensiones de red requeridas para nuevos suministros: serán de cinco días si no hay que ampliar la red, de 30 días si se precisa esta ampliación, de 60 días si hay que construir un centro de transformación y 80 días como máximo si hay que construir varios centros.

Repotenciación

El proyecto regulatorio, de marcado contenido técnico, incorpora otros elementos relevantes al ordenamiento jurídico, como de la definición de repotenciación, concepto incluido la Directiva 2023/2413 (DER III).

La propuesta también modifica la autorización de plataformas que sirvan para conectar instalaciones de generación o almacenamiento de I+D+i, de tal forma que podrán obtener autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción de proyectos tipo. Esto permitirá que baste con una autorización de explotación para desconectar un prototipo y conectar uno nuevo.

19.- El coste de cerrar las nucleares de Ascó y Vandellós: luz para abastecer a toda España tres años.

Eleconomista.es, 31 julio de 2025

Los tres reactores de Cataluña acumulan una producción de electricidad de 887.060 GWh.

También han evitado la emisión de 582 millones de toneladas de dióxido de carbono.

Jefes de turno de Vandellós y Ascó: "Hay que destacar nuestra capacidad de pasar del trabajo más rutinario a una incidencia, sea la que sea".

Las centrales nucleares catalanas echan la vista atrás y ponen las cartas sobre la mesa, o los números más bien. A 31 de diciembre de 2024, los tres reactores instalados en la comunidad habían generado un total acumulado de 887.060 gigavatios hora (GWh) desde su entrada en operación comercial: 304.417 GWh Ascó I, 298.471 GWh Ascó II y 284.170 GWh Vandellós II.

Esta generación es equivalente al consumo eléctrico de toda España durante tres años o equivaldría al de 18,8 millones de hogares durante más de 13 años, tomando como referencia un consumo medio de 3.272 kWh anuales por vivienda, según datos de la memoria anual de la Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II (Anav).

Anav opera tres de los siete reactores que hay actualmente operativos en España. Los tres están ubicados en la provincia de Tarragona y suman una potencia instalada conjunta de tres gigavatios (GW). Cubren más de la mitad de la demanda energética de Cataluña: en 2024 generaron 22,2 teravatios hora (TWh), lo que supone el 59,1% de la energía eléctrica producida en la región y el 50,3% de la consumida.



Sin emisiones

No obstante, desde Anav, participada en un 85% por Endesa y en un 15% por Iberdrola, destacan que el impacto positivo de esta producción no se mide solo en términos de suministro. Gracias a su tecnología, que no emite CO2 durante el proceso de generación, los tres reactores han evitado la emisión de 582 millones de toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera. Este volumen representa más de dos años de emisiones totales de gases de efecto invernadero en España, que en 2024 ascendieron a 278,5 millones de toneladas, según el Observatorio de la Sostenibilidad.

Por otro lado, además de la sostenibilidad ambiental, desde la asociación ponen en valor una "ventaja estratégica": la capacidad de la nuclear de generar electricidad de forma continua y estable, independientemente de las condiciones meteorológicas, es decir, potencia firme.

"Esto resulta clave en un sistema que avanza hacia una mayor penetración de fuentes intermitentes como la solar o la eólica. La nuclear actúa como base firme que garantiza el equilibrio del sistema eléctrico y evita incrementar el uso de tecnologías fósiles de respaldo. En este escenario de transición energética, la contribución de las centrales nucleares es esencial. Su balance ambiental, la magnitud de su aportación al mix eléctrico y su papel en la estabilidad del sistema las convierten en una herramienta estratégica para afrontar los retos climáticos del presente y del futuro", resaltan en Anav.

Listos para operar 80 años

Anav sigue invirtiendo cerca de 100 millones de euros anuales en modernización tecnológica de las centrales. Tanto Ascó I, Ascó II como Vandellós II están diseñados para alcanzar una vida útil de hasta 80 años. No obstante, de no modificarse el calendario de cierre nuclear en España firmado en 2019 entre el Gobierno y el sector, dejarán de funcionar a la mitad de su vida útil.

Ascó I cumplió en agosto del año pasado 40 años de operación y se apagará en octubre de 2030, es decir, con un total de 46 años en funcionamiento. De su lado, el grupo dos opera en la red desde 1986 y cerraría dos años más tarde, en 2032. Vandellós II, que se empezó a construir en 1981 por la compañía Copisa, alcanzó su operatividad comercial el 8 de marzo de 1988. Tiene programado el cierre para 2035. Entrará en parada de octubre a diciembre de este año para efectuar su vigesimoséptima recarga de combustible.

Los tres reactores comparten tecnología, conocida como PWR (Pressurized Water Reactor), la más común en el sector nuclear, que utiliza elementos con dióxido de uranio enriquecido al 3-5% como combustible. De los 442 reactores actualmente en operación en el mundo, 299 son de tecnología de agua a presión – pertenecientes a la denominada Generación II–, tanto de diseño estadounidense, alemán, francés y sueco (PWR) como de diseño ruso –anteriormente soviético– (VVER), según Foro Nuclear.