

Resumen de Prensa

Sector Energético



Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Endesa pone en marcha en El Matorral una planta solar única en España

Canarias7.es, 16 octubre de 2025

Es la primera instalación fotovoltaica hibridada con un sistema de baterías de litio que simula una planta de generación de energía convencional | El consejero regional de Transición Ecológica y el alcalde de San Bartolomé de Tirajana presiden la inauguración



La empresa **Endesa** ha puesto en marcha en San Bartolomé de Tirajana, en la zona de El Matorral, una **planta solar con una tecnología tan innovadora** que la hace **única en España**. Es una instalación fotovoltaica hibridada con un **sistema de baterías de ion-litio** que puede simular una planta de generación de energía convencional o, dicho de un modo más técnico, que es **síncrona**.

La infraestructura, que exigió una inversión de **12 millones de euros**, fue inaugurada este jueves por el consejero de Transición

Ecológica y Energía del Gobierno de Canarias, **Mariano Hernández Zapata**, y el alcalde de San Bartolomé de Tirajana, **Marco Aurelio Pérez**, que visitaron las instalaciones junto al director de Endesa en Canarias, **Pablo Casado**. Les acompañaron la viceconsejera regional de Transición Ecológica, **Julieta Schallenberg**, el director general de Energía, **Alberto Hernández**, y varios ediles de San Bartolomé de Tirajana.

Ubicada en el interior del recinto que ocupa la central térmica Barranco de Tirajana, la planta solar de El Matorral, que abarca casi 10 hectáreas, tiene una línea de evacuación de 183 metros hasta la subestación colectora Salinas del Matorral y cuenta con **13.800 módulos y 25 inversores** que transforman la energía alterna en continua. La potencia instalada es de 8,25 MW, capaz de abarcar el consumo medio anual de 3.000 hogares.

Por su parte, el sistema de baterías con el que está hibridada está compuesto de **cinco armarios de baterías**, cada una de las cuales tiene 5 inversores, que son los que controlan la carga. Son como pilas gigantes. Entre las 5 almacenan 10 MW en dos horas, el consumo medio de unas 2.000 viviendas durante dos horas. Cuando hay sol la planta fotovoltaica produce, y cuando no, se puede seguir suministrando con las baterías, lo que da estabilidad al sistema.

Los datos

- **Planta solar.** Abarca casi una hectárea, cuenta con 13.800 módulos o paneles y tiene una potencia de 8,25 MW.
- **Baterías.** Cinco pilas gigantes de litio que almacenan hasta 10MW/h que dan para abastecer a 2.000 casas durante 2 horas.
- **Robot limpiador.** Único a su escala en España, es autónomo, 100% renovable y automático. Limpia la planta en un solo día.

Con todo, una de sus principales innovaciones es que este sistema recurre a **una tecnología pionera en España, 'grid forming'**, que «ayuda a mantener la estabilidad de la red», como apuntó **Luis Alba**, responsable de puesta en marcha de esta planta. El resto de los sistemas de energía renovables «van detrás de la red, si se va la red, se van igual y solo vuelven cuando vuelve la red», abundó **Antonio Moset**, responsable de Operación y Mantenimiento Solar de Endesa, pero el implantado en El Matorral tiene la particularidad de aportar **«inercia sintética»**, como un generador tradicional. En ese sentido, permite a las baterías almacenar más energía en menos espacio y menos peso.

Además, otra curiosa novedad de esta planta es que ha sido dotada del **primer robot de limpieza de paneles solares en seco** con inteligencia artificial, el primero que usa esta tecnología a gran escala en

España. Activado mediante energías renovables, **es automático y autónomo**. Con un rendimiento de un 1 MW/hora, en un día es capaz de limpiar toda la planta.

Lola Medina, coordinadora del proyecto, condensó sus ventajas en dos frases: «**Ayuda a estabilizar la red y a integrar la producción de la energía solar**». En un mismo espacio coinciden ahora la central térmica, una planta solar, un sistema de baterías y un aerogenerador.

Zapata: «Endesa avanza en la descarbonización de Canarias»

El consejero regional agradeció «el empeño y la actitud por transicionar energéticamente que ha demostrado Endesa para avanzar en la descarbonización de Canarias». Puso como ejemplo la innovación de la planta de El Matorral, «con una tecnología única», tanto el sistema de baterías de litio como el robot limpiador en seco. El alcalde, por su parte, avanzó las intenciones de Endesa de abrir un sistema de crowdfunding para que la ciudadanía pueda colaborar y participar en la sostenibilidad con un nuevo proyecto que quiere implantar en el municipio. Tanto el consejero como el alcalde dejaron plasmados sendos mensajes de felicitación a Endesa por esta planta en uno de los paneles, que será sustituido y conservado.

En un comunicado difundido por Endesa tras el acto detalló que se apostó por contar con el robot de limpieza para hacer frente a la necesidad de limpieza de los módulos fotovoltaicos en una zona en la que **la suspensión de polvo afecta al funcionamiento de la instalación**, pero donde había que afrontar la escasez de agua. El robot está dotado de un cepillo de 5 metros de ancho y tiene un funcionamiento autónomo gracias a las baterías que se alimentan con módulos solares y que permiten que se autorrecargue mientras está funcionando. De este modo, **la maquinaria puede operar durante 8 horas seguidas**, reduciendo en un 97,5% el tiempo necesario para su limpieza, que antes se hacía de forma manual, y eliminando el uso de agua.

A su vez, el sistema de limpieza tiene integrado un **radar con tecnología LiDAR** que es capaz de detectar la situación de los módulos fotovoltaicos para poder alinearse con ellos y está equipado con sistemas de seguridad, como sensores de proximidad, para evitar daños en los módulos fotovoltaicos, siendo capaz de adaptarse a las irregularidades del terreno para moverse con facilidad sin afectar a los paneles.

También en la nota se explica que con el fin de que el proyecto tenga el mayor impacto en el territorio donde se ubica, Endesa, a través de su filial **Enel Green Power España**, va a lanzar en los próximos días una **campaña de microfinanciación participativa en varias fases**. La primera, restringida a los municipios más cercanos a la instalación, San Bartolomé de Tirajana y sus municipios limítrofes, además de Agüimes e Ingenio, para posteriormente ampliar a toda Canarias y finalmente para todo el territorio nacional.

Construcción de El Matorral

Endesa, a través de su filial renovable Enel Green Power España ha invertido en la construcción de esta instalación 12,1 millones de euros, para lo que recibió una subvención del **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)**, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado por la Unión Europea, a través de los fondos 'Next Generation EU', por valor de **5,6 millones de euros**.

En su construcción han trabajado más de 30 personas a tiempo completo, con **picos de hasta 60 trabajadores** con personal especializado en estas instalaciones. Por este motivo desde Endesa se activaron bolsas de empleo en colaboración con el Ayuntamiento de San Bartolomé de Tirajana y se impartieron dos cursos de formación especializada para residentes con un total de 75 plazas.

Además, con el fin de recuperar los terrenos del entorno, desde Endesa se ha decidido **incorporar importantes zonas ajardinadas con más de 3.300 plantas autóctonas, como balos y tarajales**, que proporcionarán una mejora de los ecosistemas locales con una notable pantalla vegetal, así como protección contra la erosión.

La estimación es que en el **primer año de funcionamiento** de esta planta se alcancen las **1.960 horas de funcionamiento**, equivalente a 16,17 GWh, aproximadamente. Gracias a esta producción energética se evitará la emisión a la atmósfera de unas 1.870 toneladas de CO₂, lo que supone **un impacto similar a plantar casi 94.000 árboles** o un bosque de 74 hectáreas de superficie.

Así, esta nueva instalación solar en Canarias supone un impulso más al objetivo de Endesa, a través de su filial Enel Green Power España, de avanzar hacia la total descarbonización de las Islas en 2040.

EDP acelera el crecimiento en Australia con 1,7 GW de proyectos solares y de almacenamiento

Europapress.com, 16 octubre de 2025

Los proyectos seleccionados son el 'Punchs Creek Renewable Energy Project', ubicado en la región de Toowoomba (Queensland), con 480 MWp de capacidad solar y un sistema de baterías de 400 MW/1.600 MWh, y el 'Merino Hybrid Project', cerca de Goulburn (Nueva Gales del Sur), con 530 MWp solares y 450 MW/1.800 MWh de almacenamiento.



Según la compañía, el proyecto 'Punchs Creek' está previsto que inicie operaciones en 2029, mientras que 'Merino' alcanzará su fase de construcción en la segunda mitad de 2026. Ambos parques incorporarán más de 1,5 millones de paneles solares distribuidos en 1.600 hectáreas, capaces de generar anualmente unos 2,2 TWh de energía limpia, suficiente para abastecer a unos 380.000 hogares australianos.

EDP estima que la fase de construcción de los proyectos generará más de 1.600 empleos locales y un impacto económico notable en las comunidades vecinas. De hecho, ha anunciado una inversión de hasta

17 millones de dólares australianos para programas de beneficios compartidos destinados a comunidades locales y pueblos indígenas.?

La compañía, que tiene una cartera de unos 4 GW en desarrollo en Australia, considera al país un mercado estratégico con condiciones sólidas para la energía renovable y prevé desplegar más de 2 GW adicionales en proyectos solares, eólicos y de almacenamiento antes de 2030.

Las claves: Iberdrola busca socios financieros para reducir el riesgo de las renovables

Cincodias.elpais.com, 17 octubre de 2025

La eléctrica intentará estar protegida ante la incertidumbre del sector y el posible endurecimiento monetario

Iberdrola sigue anticipándose en lo posible a los movimientos del mercado con sus movimientos financieros. En un periodo de cierta incertidumbre en torno a las energías renovables, especialmente por la reacción en contra de la Administración Trump, sigue buscando socios financieros para liberar participaciones en sus grandes proyectos. **Ahora ha encargado a Bank of America y el BBVA la venta del 49% del parque eólico marino británico East Anglia Two** —valorado en 5.000 millones de euros—, en la línea de acuerdos anteriores, en los que ha contado con el apoyo, por ejemplo, de Masdar, compañía de renovables de Abu Dabi (que reinvierte así las ganancias del petróleo). El objetivo de la empresa presidida por Ignacio Sánchez Galán es centrarse en la inversión en redes —menos expuestas al debate político— en el propio EE UU y en Reino Unido. La firma ha levantado 20.000 millones este año, incluyendo emisiones de deuda o créditos bancarios, aprovechando también un entorno relativamente amable para la financiación, que podría no durar. Iberdrola intentará estar protegida.



Los usuarios de luz pagan al día dos millones extra para evitar apagones

Expansion.com, 17 octubre de 2025

- Las eléctricas instan al Gobierno a modernizar REE para evitar apagones
- Ruiz-Tagle, CEO de Iberdrola España: "La nuclear es un escudo antiapagones clave para el suministro"

Beatriz Corredor, presidenta de Redeia, cifra hasta ahora en 371 millones de euros el coste extra de mantener el "modo reforzado" del sistema eléctrico.

La presidenta de Redeia, **Beatriz Corredor**, estimó ayer en **371 millones de euros** el coste que tiene para el sistema eléctrico la operación que supone el conocido como **modo reforzado**, con el que opera Red Eléctrica tras el apagón del pasado 28 de abril, que afectó de forma masiva a la Península Ibérica.

"Esta operación reforzada, evidentemente, ha tenido un coste, que se ha estimado para todo el sistema en 371 millones de euros", afirmó la presidenta de Redeia, el holding del que depende **Red Eléctrica**. Corredor intervino ayer en la XII edición del Foro Solar organizado por Unef, la patronal del sector fotovoltaico.



Esos 371 millones de euros suponen **más de dos millones de euros al día para el conjunto de los ciudadanos, que lo tienen que pagar a través de recargos en sus facturas de luz cada mes.**

Desde el 28 de abril

El modo reforzado supone **tener activadas más centrales convencionales para que, en caso de que se necesiten, poder atender al sistema eléctrico.** Es lo que en el argot se denomina mercado de restricciones.

Por el mero hecho de estar en alerta, esas centrales, que son propiedad de grandes eléctricas como Iberdrola, Endesa y Naturgy, reciben unos pagos.

Corredor ha apuntado que, "evidentemente, es un coste que se traduce en ingresos para los generadores que están obligados desde el año 2000 a controlar la tensión" del sistema eléctrico.

Red Eléctrica opera desde que se produjo el apagón del pasado 28 de abril con una mayor presencia en ciclos combinados (los que funcionan quemando gas) con el objetivo de dar mayor estabilidad al sistema, dado que estas plantas son las que están habilitadas para el control dinámico de la tensión.

La entrada en vigor del procedimiento 7.4, que se aprobó en junio, permitirá también que **las energías renovables realicen un control dinámico de tensión en el sistema.**

Es algo que, según apuntó en el mismo foro de Unef el secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, **puede permitir al operador del sistema retirar algunas medidas "coyunturales".**

Respecto al procedimiento 7.4, que **está previsto que entre en vigor el 1 de enero de 2026**, Corredor señaló que se **está trabajando para "implementar lo más rápido posible la puesta en servicio de aquellas plantas [como las renovables, que aun no están disponibles para controlar tensión] que han iniciado las habilitaciones" legales para hacerlo.**

Estas plantas, según apuntó la presidenta de Redeia, tienen que estar en servicio el 1 de enero, pero "se está valorando que todas las unidades que han recibido esta habilitación puedan empezar ya a controlar la tensión y, por tanto, a incorporarse".

Informes sobre el apagón

Corredor también se refirió a los **informes oficiales publicados sobre lo ocurrido el pasado 28 de abril**, entre los que mencionó los del comité de análisis, **el del operador del sistema y el del panel de expertos de Entso-e**.

La presidenta de Redeia apuntó que "todos confirman la secuencia factual de hechos de lo que pasó aquel día". **Esos informes oficiales y normativos, según Beatriz Corredor, contradicen algunos realizados por algunas entidades privadas.**

Del informe de panel europeo **Entso-E**, Corredor subrayó que precisa que **"las primeras desconexiones en la red de distribución, no de transporte, se realizaron cuando las tensiones estaban dentro de los límites, una cuestión que ha confirmado la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en una certificación enviada al panel de expertos"**.

Asimismo, añadió que **certifica "el inadecuado comportamiento en el control de tensión de grupos generadores que están obligados a ello**, especialmente en la zona suroeste y centro de España".

La presidenta de Redeia consideró que esto se demuestra con un procedimiento "tan sencillo" como **comparar cómo se comportaron grupos análogos en el otro lado de la frontera, en Portugal**, "con unas gráficas que demuestran que **los grupos portugueses sí se ajustaron con precisión a los límites legales de control de tensión"**. Para Corredor el informe europeo confirma que ese día se encontraban conectados más de 40 grupos convencionales, térmicos e hidráulicos de más de 30 megavatios, con obligación de controlar la tensión y que la inercia del sistema estaba dentro de los rangos.

Duvison defiende la rectitud de los técnicos de REE en la gestión del apagón

Elperiodicodelaenergía.com, 17 octubre de 2025

El exdirectivo de Red Eléctrica ha afirmado que la probabilidad de un nuevo apagón "es muy baja, pero la seguridad infinita tendría un coste infinito"



El ex director general de operación de Red Eléctrica Miguel Duvison ha defendido la "rectitud" de los técnicos del operador del sistema eléctrico, y se ha mostrado convencido de que "no atienden a consignas de otro tipo más allá de criterios técnicos y los que se derivan de la normativa".

En su comparecencia ante la comisión del Senado que investiga el **apagón** del 28 de abril, Duvison se ha remitido a su experiencia de cuatro décadas en Red Eléctrica, hasta su salida en 2022, y ha insistido en que "nunca" recibió una instrucción política y que, dada la "independencia" del operador, tampoco lo hubiera admitido.

A la pregunta de la senadora popular **María Patricia** de si Red Eléctrica debe ceñirse a la opinión del Gobierno, Duvison ha recalcado que el operador del sistema eléctrico es una unidad "independiente" que se atiene "exclusivamente a lo que la normativa establece y no recibe instrucciones técnicas de nadie".

Así, "no puede ceder a presiones" que no sean "las leyes físicas y la normativa", de modo que "nadie" podría pedirle, por ejemplo, que fijara un nivel de renovables del 80% "porque si lo hace corre un riesgo extraordinario para la seguridad de suministro" al que "nadie se atreve".

Análisis del apagón

Si bien ha evitado entrar en **análisis** de lo que sucedió el día del incidente porque tendría que haber estado en el centro de control de Red Eléctrica y "sentir el pulso del sistema", Duvison ha expresado su "máxima confianza" en el que era su equipo hasta hace tres años.

También en la actual directora general de operación de Red Eléctrica, **Concha Sánchez**, a la que se ha referido como una persona "muy capacitada" que ha formado parte de su equipo "durante décadas" y que tiene "las competencias técnicas y la rectitud del comportamiento" necesarias para asumir el cargo.

Asimismo, ha avalado el **modelo TSO**, que une bajo el paraguas de Red Eléctrica al transportista y operador único del sistema eléctrico nacional, del que España fue pionera. "El operador hace lo que tiene que hacer con independencia, sin dejarse vencer la mano por otros criterios", ha apuntado.

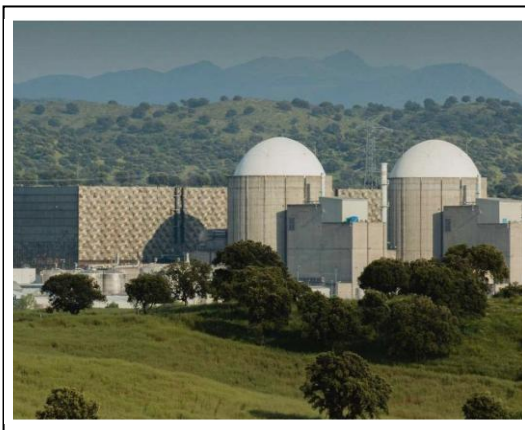
Desde su punto de vista es un modelo "súper eficiente", y es que, **si el día del apagón el país hubiese contado con un operador por un lado y un transportista por otro, el tiempo transcurrido para la reposición del suministro "se hubiera multiplicado"**.

Sobre la posibilidad de que se produzca un nuevo apagón en España, Duvison ha dicho que "la probabilidad es muy baja, pero la seguridad infinita tendría un coste infinito".

Eléctricas apuran plazos para aportar la documentación necesaria para el cierre de Almaraz

Eleconomista.es, 18 octubre de 2025

- Desde hace meses el debate sobre la vida útil de las nucleares es continuo
- *El Gobierno y la CNMC se enfrentan por la planificación de la red de distribución*



El 1 de noviembre concluye el plazo que el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) otorgó a Iberdrola, Endesa y Naturgy, como propietarias de la central nuclear de Almaraz, para enviar la documentación que este organismo tendrá que evaluar de cara al cese del primer reactor de la planta extremeña.

Mientras tanto, la posible modificación del calendario de cierre nuclear -pactado en 2019 entre las compañías y la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa)- sigue en el aire a la espera de que las dueñas de las centrales presenten una petición formal que, hasta ahora, han condicionado a una revisión de la carga fiscal.

Por lo pronto, Centrales Nucleares Almaraz-Trillo (CNAT) - nombre de la sociedad que gestiona las plantas de Almaraz y de Trillo- tiene prevista una reunión para el próximo martes, 21 de octubre, aunque no ha trascendido si en el orden del día está incluido tratar alguno de estos puntos.

Preparación para el cierre

El pasado julio, el CSN informó a las propietarias de Almaraz que, con motivo de la evaluación del cese definitivo de las centrales nucleares españolas, los titulares debían remitirle, **"con suficiente antelación"**, una propuesta de revisión de la documentación oficial de la instalación adaptada, por ejemplo, a los riesgos derivados de la preparación del desmantelamiento.

En una guía específica, el organismo establece que, en la medida de lo posible, los documentos oficiales de parada se envíen "con dos años de antelación al CSN, para su evaluación (...) como soporte sobre el cual se emitirá la declaración de cese".

Para la primera unidad de Almaraz, el permiso de explotación finaliza el 1 de noviembre de 2027, de modo que el plazo concluiría el mismo día de este año.

Debate nuclear

Desde hace meses, sobre todo después del apagón peninsular del 28 de abril, el debate sobre la vida útil de las nucleares es continuo.

Iberdrola y Endesa enviaron en junio al Ministerio para la Transición Ecológica **una carta sobre la prolongación del calendario de varias centrales** que ese departamento entendió como una mera declaración de intenciones condicionada a un cambio del marco normativo, y no como una petición formal.

Desde el Ejecutivo se alegó que la misiva -que no firmaban ni Naturgy ni EDP, las otras dos propietarias de instalaciones- tampoco cumplía con sus líneas rojas, a saber, que haya seguridad para las personas, garantice la seguridad de suministro y no suponga un mayor coste para los ciudadanos.

La poca información que **ha trascendido en este tiempo apunta a una cierta disposición de las compañías a una miniprórroga** para Almaraz, al menos hasta 2030. Aunque el problema sigue siendo económico.

Las titulares reclaman una reducción de la factura fiscal de las centrales, donde engloban impuestos autonómicos o locales y la 'Tasa Enresa', que **sirve para sufragar los costes de gestión del combustible nuclear gastado** y los residuos radiactivos generados, así como su futuro desmantelamiento y clausura.

La inquietud que suscita el tema se ha extendido entre los grupos políticos, empezando por el PP, que consiguió que el Congreso tramitara su propuesta de ley para prorrogar las nucleares gracias al apoyo de Vox y la abstención de Junts.

Pero el Gobierno se mantiene firme: **sólo tramitará una posible ampliación del calendario de cierre si así lo piden formalmente todas las propietarias** y siempre velando por que se cumplan sus tres líneas rojas.

Este debate ha alcanzado a la política territorial. En el caso de Extremadura, su presidenta, María Guardiola (PP), anunció hace una semana la rebaja a la mitad del impacto fiscal sobre la central de Almaraz, una de las medidas reclamadas por Vox, en un contexto de negociación de los presupuestos de la comunidad.

Según explicó el Ejecutivo extremeño, esta ecotasa recauda alrededor de unos 80 millones de euros actualmente y su reducción sería progresiva siempre que la instalación siga en funcionamiento.

Parque en España

En España funcionan cinco centrales nucleares: Almaraz, en Cáceres (propiedad de Iberdrola, Endesa y Naturgy); Ascó y Vandellós (Endesa e Iberdrola), en Tarragona; Cofrentes (Iberdrola), en Valencia, y Trillo (Iberdrola, Naturgy, EDP y Endesa) en Guadalajara.

Almaraz y Ascó disponen de dos unidades, por lo que suman siete reactores de agua ligera, con una potencia eléctrica instalada de 7.398,77 megavatios (MW).

En 2019, las empresas propietarias y Enresa acordaron un calendario de cierre en el que se prevé el cese de explotación ordenado de las centrales en el horizonte temporal 2027-2035.

De no producirse cambios, la primera en cerrar será Almaraz I, mientras que para la segunda unidad lo hace el 31 de octubre de 2028. Ya en 2030 se desmantelarán Ascó I y Cofrentes; en 2032, Ascó II, y en 2035, Vandellós II y Trillo.

El Gobierno y la CNMC se enfrentan por la planificación de la red de distribución

Eleconomista.es, 18 octubre de 2025

- *El Ejecutivo critica que la nueva circular no cumple sus objetivos de política energética*
- *Transición Ecológica reprocha al regulador atribuirse poderes que no le corresponden*
- *Las eléctricas apoyan al Gobierno y creen que la propuesta es insuficiente*

El Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) mantienen un pulso por la nueva Circular que regulará la retribución de las redes de distribución, un documento clave que fijará los

ingresos de las compañías eléctricas hasta 2031. Su aprobación es crucial para desbloquear el actual colapso de la red, que dificulta nuevas conexiones de industrias, viviendas o centros de datos.



El Ministerio de Transición Ecológica considera que la propuesta de la CNMC no se ajusta a los objetivos de política energética y que, además, el regulador invade sus competencias en algunos aspectos. Según el informe elaborado por el departamento que dirige Sara Aagesen, el artículo 19 del borrador de la CNMC vulnera sus competencias al atribuirse la potestad de definir el contenido y formato de los planes de inversión de las redes de distribución, una tarea que -recuerda el Ministerio- está reservada al Ejecutivo.

Por el contrario, la CNMC argumenta que su actuación se ampara en una Directiva europea que obliga a las eléctricas a presentar sus planes de desarrollo ante la autoridad reguladora y le permite exigir modificaciones. Según el organismo que preside Cani Fernández, limitarse a enviar una propuesta al Ministerio no sería suficiente para invadir sus competencias, ya que esa comunicación no tiene carácter vinculante y podría ser ignorada.

El conflicto también alcanza la forma de valorar dichas inversiones. La Circular plantea que los costes unitarios aprobados por la CNMC sirvan para determinar qué inversiones pueden ser retribuidas con cargo al sistema eléctrico. El Gobierno rechaza este planteamiento, al considerar que invade sus competencias para fijar los límites de inversión y puede entrar en contradicción con el nuevo real decreto sobre planificación de redes que está en tramitación.

Además, el Ministerio plantea cinco objetivos que, a su juicio, deberían guiar la Circular para alinearla con la estrategia de electrificación y descarbonización. Estos incluyen vincular la retribución al cumplimiento de los planes de inversión, fomentar la incorporación de instalaciones existentes, impulsar la gestión flexible de las redes, premiar solo las mejoras reales en calidad y pérdidas y reforzar la atención a comercializadoras y consumidores, especialmente en materia de autoconsumo y puntos de recarga.

El Ejecutivo considera que la propuesta del regulador no cumple tres de esos cinco objetivos, los relacionados con la incorporación de instalaciones, los incentivos por calidad y la atención al cliente. La CNMC replica que el Ministerio ha introducido "objetivos nuevos" que no se han establecido formalmente mediante el procedimiento previsto en el Real Decreto-ley 1/2019.

En su respuesta, el regulador defiende la legalidad y la coherencia técnica de su propuesta. Recuerda que el artículo 18 de la Circular ya prevé un sistema de penalizaciones para las distribuidoras que ejecuten menos del 80 % o más del 110 % de las inversiones aprobadas. También ha incorporado incentivos para la integración de instalaciones existentes, al computar el 50% de su valor como Inversión Sostenible, lo que hace más rentable aprovechar activos construidos que levantar nuevas infraestructuras.

La CNMC sostiene, además, que el texto ya fomenta la eficiencia y la gestión flexible de las redes, y que en los artículos 22 a 25 refuerzan los mecanismos de mejora de la calidad del suministro y de reducción de pérdidas. En ellos se da mayor peso a la evolución temporal de cada empresa frente a su situación estructural, premiando las mejoras logradas gracias a actuaciones concretas.

En lo relativo a la atención al consumidor, al autoconsumo y a la recarga eléctrica, la CNMC admite la relevancia del tema, pero considera que incluir indicadores específicos haría demasiado compleja la fórmula retributiva. Recuerda, además, que la Circular 1/2024, sobre acceso y conexión a redes, ya establece obligaciones y plazos concretos para las distribuidoras en estos ámbitos.

En otros puntos, el organismo ha atendido parcialmente las observaciones del Ministerio: ha eliminado la referencia al uso de costes unitarios para valorar inversiones y ha precisado el tratamiento de los proyectos piloto, que quedarán sujetos a autorización específica y condicionados a la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

El enfrentamiento entre el Gobierno y la CNMC revela la tensión existente en la definición del marco regulatorio del sistema eléctrico. Mientras el Gobierno reclama una regulación más alineada con los objetivos

de política energética y los procedimientos establecidos, la CNMC reivindica su autonomía técnica y la obligación de garantizar un modelo transparente, predecible y neutral para las empresas del sector.

El desenlace de este pulso determinará el modelo de retribución de las redes eléctricas durante el próximo periodo regulatorio y, con él, la capacidad de las distribuidoras para acometer las inversiones necesarias en la transición energética. Por el momento, las empresas están del lado del Gobierno y creen que la propuesta planteada por la CNMC es insuficiente.

La inversión en redes está en riesgo

Aelec ha dejado claro que el cumplimiento de la reciente propuesta de Real Decreto que eleva el límite de inversión para las empresas distribuidoras y la expansión de red necesarias para la industria, la vivienda y la movilidad eléctrica podrían quedar comprometidos en España. El sector eléctrico reclama un marco regulatorio que impulse las inversiones en electrificación de la demanda. España necesita un modelo que permita desarrollar redes eléctricas robustas para atender una demanda que impulse la descarbonización de la economía y una industria fuerte. Por eso, aunque la nueva propuesta de metodología retributiva de la CNMC incorpora mejoras, mantiene problemas estructurales de la anterior propuesta.

Iberdrola eleva su electricidad distribuida en el mundo un 6% a septiembre, impulsada por Reino Unido y España

Elperiodicodelaenergía.com, 18 octubre de 2025

La capacidad instalada de Iberdrola en todo el mundo, se situó a cierre del pasado mes de septiembre en 57.453 megavatios

La electricidad distribuida por **Iberdrola** en todo el mundo durante los nueve primeros meses de 2025 alcanzó los **188.753 gigavatios hora (GWh)**, lo que representa un **incremento del 6%**, impulsada por el negocio en Reino Unido -donde creció un 43%, incluyendo la aportación de Electricity North West- y España (+3%), según el balance energético remitido por la compañía a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Estos datos de la distribución, fruto del incremento de la demanda y la electrificación, se vieron acompañados de un aumento en la producción del grupo, que se situó en los 96.047 GWh entre enero y septiembre, con un crecimiento destacado en Iberdrola Energía Internacional (+15%), España (+5%) y Brasil (+3%).

En el tercer trimestre aislado destaca también la recuperación de Reino Unido, país en el que la producción creció un 9% entre julio y septiembre.

Por tecnologías, destacó la mayor aportación de la eólica marina, con un incremento del 33%, a través de los proyectos del grupo en el Reino Unido, **Alemania, Francia y los Estados Unidos**; y de la solar (+41%), especialmente por las plantas de **España, Reino Unido, Estados Unidos** y otros países de la Unión Europea como **Portugal e Italia**.

Las baterías para Iberdrola

En lo que se refiere a la capacidad instalada de Iberdrola en todo el mundo, se situó a cierre del pasado mes de septiembre en 57.453 megavatios (MW). De esta cifra, más de un 40% correspondió a **eólica terrestre y marina**, un 22% a **hidroeléctrica** y un 15% a **solar**.

Además, destacó el incremento en la capacidad mediante baterías que se sitúa en 503 MW, con un crecimiento del 154%, con desarrollos en **Australia, España y Reino Unido**.



Por país, Iberdrola aumentó la potencia en prácticamente todas las geografías principales y ya alcanza los 32.125 MW en España, 3.158 MW en el Reino Unido, 10.581 MW en los Estados Unidos, 4.167 MW en Brasil y 4.823 MW en otros países entre los que se encuentran Australia, Alemania, Italia o Portugal.

Mientras, las emisiones del grupo presidido por Ignacio Sánchez Galán se situaron en 57 gramos de CO2 por kilovatio hora, frente a los 63 del mismo periodo en el ejercicio 2024. Además, el 86% de la producción y el 84% de la capacidad instalada es a través de fuentes limpias.

Las eléctricas apuran los plazos para presentar la documentación necesaria para el cierre de Almaraz I

Elperiodicodelaenergía.com, 19 octubre de 2025

El CSN establece que los documentos oficiales de parada se envíen "con dos años de antelación, para su evaluación (...) como soporte sobre el cual se emitirá la declaración de cese"

El 1 de noviembre concluye el plazo que el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) otorgó a Iberdrola, Endesa y Naturgy, como propietarias de la central nuclear de Almaraz, para enviar la documentación que este organismo tendrá que evaluar de cara al cese del primer reactor de la planta extremeña.



Mientras tanto, la posible modificación del calendario de cierre nuclear -pactado en 2019 entre las compañías y la **Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa)**- sigue en el aire a la espera de que las dueñas de las centrales presenten una petición formal que, hasta ahora, han condicionado a una revisión de la carga fiscal.

Por lo pronto, Centrales Nucleares Almaraz-Trillo (CNAT) - nombre de la sociedad que gestiona las plantas de Almaraz y de Trillo- tiene prevista una reunión para el próximo martes, 21 de octubre, aunque no ha trascendido si en el orden del día está incluido tratar alguno de estos puntos.

Preparación para el cierre de Almaraz

El pasado julio, el CSN informó a las propietarias de Almaraz que, con motivo de la evaluación del cese definitivo de las centrales nucleares españolas, los titulares debían remitirle, "con suficiente antelación", una propuesta de revisión de la documentación oficial de la instalación adaptada, por ejemplo, a los riesgos derivados de la preparación del desmantelamiento.

En una guía específica, el organismo establece que, en la medida de lo posible, los documentos oficiales de parada se envíen "con dos años de antelación al CSN, para su evaluación (...) como soporte sobre el cual se emitirá la declaración de cese".

Para la primera unidad de Almaraz, el permiso de explotación finaliza el 1 de noviembre de 2027, de modo que el plazo concluiría el mismo día de este año.

Debate nuclear

Desde hace meses, sobre todo después del apagón peninsular del 28 de abril, el debate sobre la vida útil de las nucleares es continuo.

Iberdrola y Endesa enviaron en junio al Ministerio para la Transición Ecológica una carta sobre la prolongación del calendario de varias centrales que ese departamento entendió como una mera declaración de intenciones condicionada a un cambio del marco normativo, y no como una petición formal.

Desde el Ejecutivo se alegó que la misiva -que no firmaban ni **Naturgy** ni **EDP**, las otras dos propietarias de instalaciones- tampoco cumplía con sus líneas rojas, a saber, que haya seguridad para las personas, garantice la seguridad de suministro y no suponga un mayor coste para los ciudadanos.

La poca información que ha trascendido en este tiempo apunta a una cierta disposición de las compañías a una miniprórroga para Almaraz, al menos hasta 2030. Aunque el problema sigue siendo económico.

Las titulares reclaman una reducción de la factura fiscal de las centrales, donde engloban impuestos autonómicos o locales y la '**Tasa Enresa**', que sirve para sufragar los costes de gestión del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos generados, así como su futuro desmantelamiento y clausura.

La inquietud que suscita el tema se ha extendido entre los grupos políticos, empezando por el **PP**, que consiguió que el Congreso tramitara su propuesta de ley para prorrogar las nucleares gracias al apoyo de **Vox** y la abstención de **Junts**.

Pero el Gobierno se mantiene firme: Sólo tramitará una posible ampliación del calendario de cierre si así lo piden formalmente todas las propietarias y siempre velando por que se cumplan sus tres líneas rojas.

Este debate ha alcanzado a la política territorial. En el caso de **Extremadura**, su presidenta, **María Guardiola** (PP), anunció hace una semana la rebaja a la mitad del impacto fiscal sobre la central de Almaraz, una de las medidas reclamadas por Vox, en un contexto de negociación de los presupuestos de la comunidad.

Según explicó el Ejecutivo extremeño, esta ecotasa recauda alrededor de unos 80 millones de euros actualmente y su reducción sería progresiva siempre que la instalación siga en funcionamiento.

Parque nuclear en España

En España funcionan cinco centrales nucleares: Almaraz, en Cáceres (propiedad de Iberdrola, Endesa y Naturgy); Ascó y Vandellós (Endesa e Iberdrola), en Tarragona; Cofrentes (Iberdrola), en Valencia, y Trillo (Iberdrola, Naturgy, EDP y Endesa) en Guadalajara.

Almaraz y Ascó disponen de dos unidades, por lo que suman siete reactores de agua ligera, con una potencia eléctrica instalada de 7.398,77 megavatios (MW).

En 2019, las empresas propietarias y Enresa acordaron un calendario de cierre en el que se prevé el cese de explotación ordenado de las centrales en el horizonte temporal 2027-2035.

De no producirse cambios, la primera en cerrar será Almaraz I, mientras que para la segunda unidad lo hace el 31 de octubre de 2028. Ya en 2030 se desmantelarán Ascó I y Cofrentes; en 2032, Ascó II, y en 2035, Vandellós II y Trillo.

Iberdrola y Endesa ofrecen al Estado ser su socio en las nucleares

Expansion.com, 20 octubre de 2025

- **Ruiz-Tagle, CEO de Iberdrola España: "La nuclear es un escudo antiapagones clave para el suministro"**
- **Los usuarios de luz pagan al día dos millones extra para evitar apagones**

Los dueños de instalaciones atómicas están abiertos a negociar "cualquier solución" por su continuidad, desde intercambiar activos entre ellos, hasta dejar que la Sepi participe en las centrales.

"Estamos abiertos a cualquier solución; lo importante es que las nucleares continúen operativas, por seguridad de suministro, y porque no tiene sentido ir contracorriente de lo que en Europa ya es una realidad: la continuidad de esas centrales para apuntalar el sistema eléctrico y aumentar la independencia energética", decía el primer ejecutivo de una gran eléctrica esta semana en un encuentro muy restringido.

¿Cualquier solución, incluida la entrada del Estado en el accionariado, como se ha hecho en Bélgica? "Cualquier solución", insistía.

No es una extravagancia, ni un órdago. **Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP**, los cuatro grupos energéticos propietarios de los **siete reactores atómicos que aún siguen funcionando en España**, están barajando todo tipo de soluciones en los contactos que están teniendo con el Gobierno para **intentar llegar a un acuerdo de continuidad de esas instalaciones, más allá del calendario de cierres actualmente en vigor**.

La más atrevida, sin duda, es buscar vías para dar entrada al Estado en el accionariado de esas instalaciones. Es lo que se podría denominar un pacto a lo belga, o la solución **BE-NUC**, que ha conseguido la cuadratura del círculo nuclear: resolver, de un solo golpe, un problema energético, un problema empresarial y un problema político.



BE-NUC es la empresa conjunta al 50% del Estado belga y Electrabel (filial de Engie), para prolongar diez años la vida de dos reactores: Tihange 3 y Doel 4. Ambos suman 2.000 megavatios (aproximadamente como los dos reactores de la central española de Almaraz, en Cáceres).

Teóricamente deberían cerrar este año, como colofón al calendario de clausuras nucleares decretado en 2003.

Con el tiempo, **Bélgica vio que esas centrales seguían siendo vitales para el abastecimiento de luz.** Y optó por aplicar puro pragmatismo en busca de una solución global, dejando de lado la ceguera de las ideologías. **La propiedad de las centrales ha quedado en manos de BE-NUC, con el 89,8%, mientras que Luminus (grupo**

EDF) mantendrá el 10,2%.

El acuerdo incluye **cláusulas en cuanto a precios y gestión de residuos** para contentar a todas las partes, de manera que se beneficien el Estado, las empresas y los usuarios. La continuidad de las centrales va ligada a lo que en el sector se denomina "contrato por diferencias".

Sin 'windfall profits'

Implica que **tienen que ofrecer su luz a un precio determinado durante su nueva vida operativa. Esto garantiza precios estables y razonables** para el usuario, pero también **ingresos recurrentes para las centrales**, al tiempo que **se limita el exceso de remuneración a las compañías** (los llamados *windfall profits*, o beneficios caídos del cielo), que tanto critican los partidos más a la izquierda, como Sumar y Podemos, en España.

La solución belga también contempla otros acuerdos particulares para ese mercado. Entre ellos, **el traspaso de la gestión de residuos nucleares desde Engie al Estado belga, a cambio de un pago de 15.000 millones de la empresa a la Administración belga.** La gestión de residuos es algo que ya tiene atribuido en España el grupo **Enresa, dependiente del holding estatal de la Sepi**, que figuraría como pieza clave si finalmente se avanza en una solución a lo belga para el mercado nuclear español.

La cuenta atrás ha empezado. **El calendario de clausuras nucleares en España se iniciaría con el reactor número 1 de Almaraz, y se extendería hasta 2035 con la central de Trillo, en Guadalajara.** Entre medias, se cerrarían Almaraz 2, en 2028, Ascó 1 y Ascó 2 (2030 y 2032), ambas en Tarragona; Cofrentes (2030) en Valencia; y Vandellós (2035), en Tarragona.

Aunque Almaraz 1 tenga programada su clausura para noviembre de 2027, los trabajos preparativos, tanto si se quiere cerrar, como si se quiere continuar operando, empiezan antes, porque una central nuclear no es una instalación que se programe de la noche a la mañana. **Lleva un enorme trabajo detrás: de contratación de personal muy especializado, recarga de uranio, inversiones en seguridad, y otros costes millonarios.** El 1 de noviembre, si no existe un acuerdo de continuidad, los socios de Almaraz deberán presentar ante al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) el cronograma para su cierre.

PERMUTA DE CENTRALES Y FIN A LA TASA DE BASURA ATÓMICA, EN NEGOCIACIÓN

Todas las espadas siguen en alto en las conversaciones de las empresas con el Gobierno y otras administraciones sobre la continuidad o no de las nucleares. Pero se ha entrado en una fase de proponer ideas para intentar desatascarlas.

El truco de Guardiola

Por ejemplo, el Gobierno extremeño de María Guardiola (PP), que afronta comicios en 2027, ha dicho que rebajará la ecotasa regional a Almaraz al 50% de aquí a 2029 de forma progresiva. No es lo ideal, porque querrían su abolición total, pero es un avance, dicen las eléctricas. Si al final Almaraz sigue, terminará pagando más impuestos a Extremadura que si se cierra en 2027. Es el truco de Guardiola. Por otra parte, las eléctricas plantean al Gobierno eliminar, desde 2028, la tasa por combustible nuclear gastado. Esta tasa, de 5 euros por megavatio hora, es distinta a la tasa Enresa y supone más de 200 millones al año.

Sin déficit, sin tasa

Se creó en 2012 para sufragar el déficit de tarifa, pero este quedará amortizado en 2028, según Competencia (CNMC). Otro planteamiento de las eléctricas para desbloquear decisiones entre sí es que se les permita una permuta de participaciones en las centrales, para que cada tenga un solo dueño (esencialmente Iberdrola y Endesa) y se pueda dar opción de salida a minoritarios (Naturgy y EDP). Por ley, todas las decisiones deben ser por unanimidad, lo que retrasa acuerdos como un plan de inversiones millonario para la continuidad nuclear a medio o largo plazo.

Guerra total en el sector eléctrico: Gobierno, CNMC, Red Eléctrica y empresas no se ponen de acuerdo en la fórmula anti apagones

Eleconomista.es, 21 octubre de 2025

- *La CNMC frena la propuesta de control de tensión de REE y pone en duda la capacidad técnica del operador del sistema*
- *Las eléctricas piden ampliar Almaraz pero el Gobierno se niega a sentarse para negociarlo con las empresas*
- *El Ejecutivo y la CNMC siguen sin lograr un consenso para mejorar la inversión en redes*

Guerra total en el sector eléctrico. El apagón del 28 de abril ha abierto una batalla campal que será difícil de cerrar. Mientras las causas del 'cero energético' se van aclarando lentamente, ya nadie parece discutir que se trató de un problema de control de tensión, las partes implicadas van elevando el listón de la crítica y siguen sin ponerse de acuerdo sobre la fórmula para evitar que vuelva a suceder.

El último capítulo de la guerra abierta lo tuvimos anoche. El consejo de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia decidió aparcar la reforma del Procedimiento de Operación 7.4, destinado a este control de tensión, porque la propuesta planteada por el Operador del sistema podía acabar cargándose los ciclos combinados.

La Comisión detalla en su informe que diversos generadores —tanto síncronos como asíncronos— alegaron que las exigencias propuestas por Red Eléctrica eran de difícil o imposible cumplimiento, en especial para las centrales convencionales, que carecen de la velocidad de respuesta que el operador pretendía imponer. Los agentes advirtieron que forzar una respuesta inmediata en las máquinas podría provocar daños y generar nuevas oscilaciones o inestabilidades en la red. Además, presentaron informes técnicos y periciales que evidenciaban la creciente variabilidad de las tensiones del sistema y el impacto que ello tiene sobre las exigencias de control, es decir, más que una solución podría crear un problema enorme y además supone



una de las primeras ocasiones en las que el organismo regulador pone en entredicho la capacidad técnica del operador del sistema.

La CNMC además ha marcado el camino a Red Eléctrica y le pide que intensifique las acciones orientadas a lograr un control más efectivo de la tensión, coordinándose con los agentes del sector y garantizando transparencia. Le pide, además, acelerar los procesos de habilitación de instalaciones para el seguimiento de consignas y flexibilizar temporalmente los requisitos técnicos del servicio, de modo que se pueda disponer cuanto antes de un mayor volumen de recursos capaces de responder dinámicamente a las consignas del operador.

La decisión del consejo de la CNMC llega apenas unos días después de la comparecencia en el Senado de la directora general de Operación de Red Eléctrica, Concha Sánchez, que aprovechó su visita a la Comisión de investigación para tratar de lavarse las manos con el cero eléctrico y culpar del mismo a las eléctricas - aunque de un modo más elegante que el utilizado por Beatriz Corredor- y al regulador por los retrasos en la tramitación de la reforma de este procedimiento de operación.

La bronca además entre la CNMC y REE llega también al Gobierno por otro de los temas claves que hay sobre la mesa: la retribución de las redes eléctricas. Ambas partes mantienen un pulso por la nueva Circular que regulará la retribución de las redes de distribución, un documento clave que fijará los ingresos de las compañías eléctricas hasta 2031. Su aprobación es crucial para desbloquear el actual colapso de la red, que dificulta nuevas conexiones de industrias, viviendas o centros de datos.

El Ministerio de Transición Ecológica considera que la propuesta de la CNMC no se ajusta a los objetivos de política energética y que, además, el regulador invade sus competencias en algunos aspectos. Según el informe elaborado por el departamento que dirige Sara Aagesen, el borrador de la CNMC vulnera sus competencias al atribuirse la potestad de definir el contenido y formato de los planes de inversión de las redes de distribución, una tarea que -recuerda el Ministerio- está reservada al Ejecutivo.

Por otro lado, las eléctricas también han planteado a la CNMC, así como al Gobierno su fórmula para evitar apagones. Las compañías pedirán hoy la continuidad de la central nuclear de Almaraz, una medida que han considerado esencial para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico. Para las compañías, su generación síncrona aporta inercia y capacidad de control de tensión, especialmente en zonas con alta penetración renovable. Por ese motivo, consideran que retrasar el cierre de Almaraz permitiría mantener un suministro seguro, contener la factura eléctrica y evitar emisiones de CO₂, mientras se refuerza la independencia energética nacional.

Las eléctricas han solicitado a lo largo de las últimas semanas un encuentro con el Gobierno que, por el momento, no se ha producido, y se encuentran en plena cuenta atrás para llevar cabo también la solicitud formal de cierre.

La central nuclear de Almaraz cubre el 7% de la demanda eléctrica anual de España

Elperiodicodelaenergía.com, 21 octubre de 2025

El CNAT ha estimado en 15.656 GWh la producción bruta generada entre Almaraz I y II, las dos unidades de esta central, al finalizar el pasado ejercicio

La central nuclear de Almaraz, cuyas propietarias -Iberdrola, Endesa y Naturgy- trabajan para prolongar su vida más allá de 2027, **cubre el 7% de la demanda eléctrica anual de España y genera, cada año**, el equivalente al consumo de cuatro millones de hogares nacionales, según su último informe de actividad.

A tenor del documento de la sociedad Centrales Nucleares Almaraz-Trillo (CNAT), hasta el 31 de diciembre de 2024 la planta extremeña tenía una producción de energía eléctrica bruta acumulada desde origen de cerca de 630.000 gigavatios hora (GWh), siendo la instalación de "mayor aportación al sistema eléctrico nacional".

Es, por tanto, "una instalación clave para la garantía de suministro debido a su alta disponibilidad de funcionamiento", apuntaba la publicación, que estimó en 15.656 GWh la producción bruta generada entre Almaraz I y II, las dos unidades de esta central, al finalizar el pasado ejercicio.

Este martes, **Iberdrola**, principal accionista de la planta con una participación cercana al 53%, ha reiterado su compromiso con la extensión de la vida útil de Almaraz, en la misma línea de las posiciones manifestadas públicamente por **Endesa** (que cuenta con un 36%) y **Naturgy** (con un 11,3%).

De hecho, el presidente ejecutivo de **Naturgy**, **Francisco Reynés**, ya había insistido en un foro este lunes en plantear una 'miniprórroga' para esta central hasta 2030.

De acuerdo con fuentes de Iberdrola, la solicitud formal para su continuidad está siendo preparada por los socios, que trabajan en los procedimientos de gobernanza para presentarla al Ministerio para la Transición Ecológica.

Almaraz, en cifras

Almaraz cuenta con dos unidades. La I, cuyo cese de operación está previsto para el 1 de noviembre de 2027, inició su actividad el 1 de mayo de 1981, pero durante el periodo de pruebas, la central sueca de Ringhals -similar a la extremeña- detectó importantes defectos en los generadores de vapor.

Esto obligó a la parada de la planta española y, posteriormente, al funcionamiento de dicha unidad a una potencia reducida para volver a su operación al 100% en 1983, como recuerda un texto del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN).



Ese mismo año se conectó la unidad II, que de no producirse cambios en el calendario pactado entre las compañías propietarias y la **Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa)**, echará el cierre el 31 de octubre de 2028.

Conforme a la información del Ministerio para la Transición Ecológica, Almaraz I cuenta con una potencia eléctrica de 1.049,4 megavatios (MW), mientras que su segundo reactor asciende a 1.044,5 MW.

La planta, que aporta anualmente unos 450 millones de euros en impuestos, sostiene 3.800 empleos directos e indirectos y más del 5 % del PIB regional, con arreglo a la plataforma 'Sí a Almaraz, Sí al Futuro'.

Además, sus tres titulares invierten en torno a 50 millones de euros cada año para la mejora,

actualización y modernización de sus equipos.

Durante 2024, Almaraz emitió seis sucesos notificables al CSN, todos clasificados como INES 0 (por debajo de la escala y, por tanto, sin significación para la seguridad).

Calendario de cierre

En 2019, las empresas propietarias y Enresa acordaron un calendario de cierre en el que se prevé el cese de explotación ordenado de las centrales nucleares en España en el horizonte temporal 2027-2035.

Si no se modifica, la primera en cerrar será Almaraz. Ya en 2030 se desmantelarán **Ascó I** y **Cofrentes**; en 2032, **Ascó II**, y en 2035, **Vandellós II**.

España cuenta con el coste de las redes eléctricas más bajo de los grandes países europeos

Elperiodicodelaenergía.com, 21 octubre de 2025

El coste por cliente y por kilómetro de línea en España es significativamente inferior al de países como Alemania, Francia, Italia o Reino Unido

España cuenta con el coste de las redes de distribución eléctrica por consumidor más bajo entre los grandes países europeos, siendo hasta más de dos veces inferior al de Francia o Alemania, según un informe realizado por EY sobre la comparativa de retribución del sector en **Europa**.

Según el estudio, el coste por cliente y por kilómetro de línea en España es significativamente inferior al de países como **Alemania, Francia, Italia o Reino Unido**, lo que sitúa al sistema español en una posición de eficiencia destacada.

Así, mientras en Alemania la retribución por cliente supera los 429 euros y en **Francia** los 409 euros, en **España** se sitúa en los 176 euros. Además, el ratio de ingresos por kilómetro de red y por megavatio de demanda máxima también es de los más bajos del continente.



El **coste por cliente** en los países del Viejo Continente analizados en el estudio tan solo es inferior al de España en Portugal -con 155 euros- y Grecia -con 102 euros-. Por su parte, la retribución por cliente más alta se da en Noruega -con 1.349 euros-, Suecia -con 893 euros- y Dinamarca -con 746 euros-, siendo la media para el conjunto de países de unos 436 euros.

En el caso de los países con más de 10 millones de clientes, **España** se sitúa a la cola en coste, con esos 176 euros, por detrás de, además de **Alemania y Francia, Reino Unido**, con 231 euros; e **Italia**, con 185 euros. La media para este grupo de países del coste por cliente se sitúa en los 286 euros.

Además, el ratio de ingresos por kilómetro de red y por megavatio de demanda máxima en España también es de los más reducidos del continente, lo que pone de manifiesto la eficiencia de la red.

Este paso dado por el regulador se produce después de que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico iniciará la fase de audiencia pública de la propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2030, que prevé una inversión de unos 13.600 millones de euros hasta el final de la década para el refuerzo de las redes nacionales.

La segunda audiencia de esta metodología es un paso así para poder mejorar la propuesta inicial, aunque quedan algunas mejoras en cuanto al opex y al capex que previsiblemente serán incluidas en las alegaciones del sector eléctrico.

El pasado mes de junio, la CNMC propuso establecer la tasa de retribución financiera para la actividad de distribución eléctrica en el 6,46% para el periodo regulatorio 2026-2031, lo que supone un incremento respecto al 5,58% aplicado en el periodo anterior, porcentaje considerado insuficiente para las compañías eléctricas a la hora de incentivar la inversión en redes eléctricas.

Inversión en las redes eléctricas

El sector eléctrico ha defendido que no tiene sentido contener los costes en un momento en el que son necesarias inversiones para poder atender la demanda que se quiere conectar.

A este respecto, estima que la red no puede seguir en estos niveles, como están demostrando los **nuevos mapas de capacidades eléctricas**, cuyos datos publicados por las distribuidoras en septiembre señalaban una saturación del 83,4% de los nudos de la red de distribución, que incluso ya actualmente supera claramente esa cifra, lo que impide conectar nueva demanda eléctrica en la mayoría del territorio nacional.

Este colapso afecta especialmente a la industria y a los grandes proyectos, que ven bloqueadas sus **inversiones** por la falta de puntos de acceso. De hecho, solo el 10% de las solicitudes industriales de conexión han sido atendidas, mientras que el resto se rechazan o quedan en espera, paralizando proyectos por valor de hasta 60.000 millones de euros.

Esta saturación de la red no solo limita la instalación de nuevas industrias, centros de datos o infraestructuras clave para la electrificación, sino que también afecta al crecimiento económico y la competitividad de España.

Iberdrola anunciará beneficios de 4.896M€ hasta septiembre, un 10% menos

Finanzas.com., 21 octubre de 2025

La desinversión en México, a comienzos de 2024, marcará la comparativa con el periodo anterior. No obstante, los resultados indicarán que Iberdrola está en camino de lograr un crecimiento de dos dígitos para el conjunto del año

Iberdrola anunciará el próximo 28 de octubre unos beneficios de 4.896 millones de euros en el acumulado de nueve meses de 2025, según las previsiones de los analistas reflejadas en el consenso de Bloomberg.

Esta cifra supone un **10% menos que los 5.471 millones de euros logrados en el mismo periodo del ejercicio anterior**, en el que el beneficio neto se vio impulsado por los extraordinarios.

“Las cifras siguen afectadas en su comparativa con 2024 por las plusvalías que se generaron con las ventas de activos en México”, explica Ángel Pérez, analista de Renta 4.

En concreto, Iberdrola cerró la venta de sus activos de ciclo combinado en México a principios de 2024 por 6.200 millones de dólares, completando así la primera fase de su salida del mercado mexicano e impulsando sus cifras de beneficio en 2024.

Iberdrola, en camino de lograr su objetivo para 2025

No obstante, se espera que los resultados del tercer trimestre sigan alineados con las expectativas en la parte alta de la cuenta de resultados, **permitiendo que Iberdrola avance en su objetivo de entregar un crecimiento del beneficio de doble dígito** para el conjunto del año.

“Los resultados del tercer trimestre confirmarán el progreso de Iberdrola hacia su objetivo de alcanzar un crecimiento de doble dígito del beneficio en 2025, impulsado por la recuperación de costes de años anteriores en los Estados Unidos, la consolidación total de la filial ENW en Reino Unido y las inversiones que respaldan una expansión de más del 12% en la base de activos regulados en 2025”, ha escrito Patricio Álvarez, experto de Bloomberg.

En concreto, el consenso espera unos ingresos de 34.296 millones de euros, un 3,5% por encima de **los 33.116 millones de euros del mismo periodo del año anterior**.

El Ebitda de Iberdrola caerá casi un 9%

En cambio, el ebitda se situará un 8,7% por debajo de los 13.269 millones de euros registrados de enero a junio de 2024, impactado por la evolución de las divisas, entre otros factores.

En concreto, el ebitda de Iberdrola será de unos 12.118 millones de euros, según los cálculos de los expertos.

Por tipos de actividad, Pérez explica que no se esperan grandes sorpresas en el negocio de redes, pero sí alguna variación en el área de producción, con la eólica cayendo un 3%, compensada por la producción de la eólica marina y la fotovoltaica.

En lo que respecta al mercado español, Álvarez cree que las “sólidas” reservas hidroeléctricas y la renovación de contratos probablemente impulsaron los márgenes de suministro y generación en la península ibérica en el tercer trimestre, a pesar del aumento de la producción con gas; al mismo tiempo, que “el incremento de la generación eólica marina habría aportado beneficios adicionales”.

El impulso del Capital Markets Day

Las acciones de Iberdrola se anotan un 9% en bolsa desde que la compañía celebró [su Capital Markets Day, el 24 de septiembre pasado](#).

Ese día, la eléctrica presidida por Ignacio Sánchez Galán anunció que repartirá cerca de 20.000 millones de euros entre sus accionistas en los próximos cuatro años, prosiguiendo con su compromiso de incrementar la retribución a sus accionistas en línea con la evolución de los resultados.

De este modo, la revalorización anual de las acciones de Iberdrola se sitúa en el 28% en lo que va de año, por lo que será difícil que los próximos resultados provoquen movimientos importantes en el valor, si no cambian demasiado respecto a las expectativas de los analistas.

La CNMC da el último paso para aprobar la retribución de Red Eléctrica: 9.500 millones hasta 2031

Eleconomista.es, 22 octubre de 2025

- *Mantiene la tasa financiera en el 6,46% en la propuesta enviada a Economía*
- *Pide la tramitación urgente al Consejo de Estado para aprobarla antes de acabar el año*
- *Alerta de una fuerte subida de los peajes de hasta el 8% si la demanda eléctrica no crece*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha remitido al Ministerio de Economía, para dictamen urgente del Consejo de Estado, las dos circulares que fijarán el nuevo marco retributivo del transporte eléctrico para el periodo 2026-2031. Se trata del último trámite preceptivo antes de su aprobación definitiva, que deberá producirse antes del 31 de diciembre de 2025.

La primera de las normas, la Circular sobre la metodología de retribución del transporte eléctrico, modifica la Circular 5/2019 con el objetivo de ajustar los criterios aplicados durante el actual periodo regulatorio 2020-2025. La CNMC plantea un modelo más adaptado al proceso de transición energética y a la necesidad de reforzar la red en un contexto de fuerte crecimiento de las inversiones. El nuevo esquema introduce cambios en la determinación del valor de inversión —que pasa a basarse en el valor auditado de las instalaciones—, revisa el incentivo de disponibilidad y refuerza las penalizaciones vinculadas a la prudencia financiera, que aumentan del 1% al 1,5% a partir del cuarto año del periodo



Asimismo, la circular establece los parámetros técnicos y económicos que se aplicarán en el cálculo de la retribución del transporte para todo el ciclo 2026-2031, aunque deja fuera los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento, que se recogen en una norma separada.

Esa segunda norma, la Circular sobre valores unitarios y tipologías de instalaciones de transporte, deroga la Circular 7/2019 y sustituye los valores fijados por la Orden IET/2659/2015. Define las nuevas instalaciones tipo y actualiza los costes de referencia de inversión y operación conforme a la evolución de precios y a la

información contable y regulatoria más reciente del sistema (SICORE y SICSE). Los nuevos valores se aplicarán a partir del 1 de enero de 2026 y durante todo el periodo regulatorio 2026-2031

Ambas circulares han completado los trámites de audiencia y consulta pública y fueron aprobadas por el Pleno de la CNMC en octubre, antes de su envío al Ministerio. Tras el dictamen del Consejo de Estado, el regulador prevé su publicación en el Boletín Oficial del Estado antes de final de año, de modo que el nuevo marco retributivo entre en vigor coincidiendo con el inicio del próximo periodo regulatorio.

La CNMC asume que la nueva regulación se aplicará en un entorno de fuerte incremento de inversión en redes de transporte, impulsado por la electrificación y la integración de renovables. En el texto de la Memoria de la Circular 007/24, se subraya que el marco busca "garantizar un equilibrio adecuado entre el desarrollo de nuevas infraestructuras y la optimización del uso de las redes existentes", pero advierte del riesgo de tensión económica si el crecimiento de la demanda eléctrica se ralentiza.

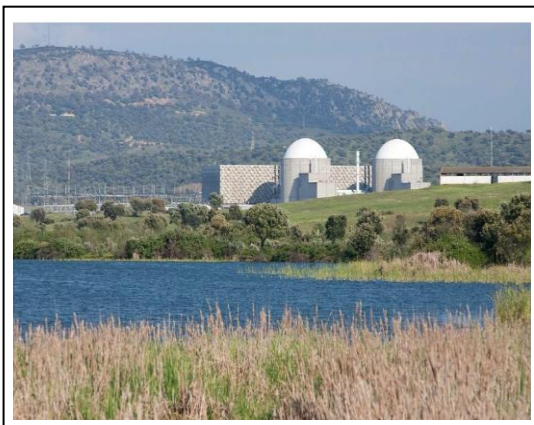
Con un crecimiento de la demanda del 2% anual (escenario base), los peajes se mantendrían prácticamente estables, con variaciones inferiores al 0,1% anual. Pero en un escenario de demanda plana o decreciente, el coste unitario de los peajes de transporte podría aumentar entre un 5% y un 8% acumulado en el periodo 2026-2031.

La retribución total acumulada para REE -más del 90% del sector- se sitúa en torno a 9.500 millones de euros en los seis años del periodo, con una ligera tendencia al alza en los tres primeros ejercicios por la entrada en operación de nuevas infraestructuras y cierta estabilización posterior. Esto equivale a una media anual de unos 1.580 millones de euros, muy similar a la del ciclo 2020-2025 (alrededor de 1.560 millones/año), lo que confirma la intención de la CNMC de mantener la estabilidad retributiva nominal. Para toda la red de transporte la retribución se eleva hasta los 9.800 millones.

Iberdrola, Endesa y Naturgy pedirán tres años para Almaraz e incentivos económicos por evitar apagones

Eleconomista.es, 22 octubre de 2025

- *Las eléctricas confirman que presentarán la solicitud formal para el Ejecutivo antes de noviembre*
- *Dejan atrás la exigencia de las rebajas fiscales por una retribución del control de tensión*



Endesa, Iberdrola y Naturgy pedirán una ampliación de vida para la central nuclear de Almaraz en los próximos días. Según fuentes consultadas por este diario, la idea es solicitar una prórroga de tres años para el primer reactor y de dos años para el segundo grupo de modo que el desmantelamiento pueda producirse en el año 2030.

Con esta medida, las eléctricas lograrían una mejora de su situación. Por un lado, está la rebaja de impuestos prometida por la presidenta extremeña, María Guardiola, a la que se sumarían una reducción de hasta dos euros en la tasa Enresa y posteriormente se podría abrir el debate sobre el impuesto al combustible nuclear que vence en 2028.

La intención de las eléctricas es vincular la continuidad de la planta extremeña a las necesidades existentes en el sur del país para el control de tensión. De este modo, las compañías dejan a un lado la petición de rebaja fiscal -que no apoyaba Naturgy y a la que se negaba el Gobierno- para plantear adicionalmente una retribución por los servicios de control de tensión que aporta la planta para reforzar el sistema eléctrico y evitar apagones

Para las eléctricas, la generación síncrona de Almaraz favorece la inercia y la capacidad de control de tensión, especialmente en zonas con alta penetración renovable. Por ese motivo, consideran que retrasar el

cierre permitiría mantener un suministro seguro, contener la factura eléctrica y evitar emisiones de CO2, mientras se refuerza la independencia energética nacional.

Las compañías **han planteado ya formalmente estas necesidades a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia** dentro del escudo antiapagones que se está preparando con carácter de urgencia y dentro del paquete de medidas que ahora se va a estudiar con la petición de negociación que ha lanzado la CNMC tras tumbar la reforma del procedimiento de operación 7.4 que había puesto sobre la mesa Red Eléctrica de modo urgente.

Plan definitivo

Los detalles de la propuesta definitiva se están redactando para hacérselos llegar al Gobierno, con el que todavía no ha habido un proceso de negociación. De hecho, la reunión de ayer entre las eléctricas sirvió como hito por parte del sector, pero según las fuentes consultadas el tema de la prórroga no figuraba ni en el orden del día del encuentro de los propietarios de la central que se celebró en Madrid.

Pese a esto, Iberdrola confirmó ayer que trabajan en la propuesta final que quieren presentar al Ejecutivo y aseguran que tienen que perfilar la gobernanza, es decir, recibir los permisos internos necesarios para lanzar el documento final al Ejecutivo.

Las empresas consideran que la continuidad de Almaraz es esencial para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico y para ello saben que tiene que producirse un informe de Red Eléctrica en el que se pronuncien sobre la afección que este cierre puede tener para la seguridad del suministro en estos momentos.

Según explicó la directora de Operación de Red Eléctrica, Concha Sánchez, en el Senado, en este momento no se ha producido una información al respecto del riesgo de cierres de centrales nucleares. "Lo que sí es cierto es que todo cierre de una central de generación requiere una valoración del operador del sistema sobre la afección a la garantía de suministro y seguridad del sistema, que debemos emitir y que plasmaremos en nuestro análisis".

Entretanto, si el Gobierno no adopta ninguna medida antes de acabar octubre, las eléctricas tendrán también que cumplir con la Instrucción dictada por el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y presentar a su vez los documentos oficiales para el cese definitivo de explotación de la unidad I.

El sector quita hierro a esta medida que consideran que no supone ningún hito concreto más allá de que el Gobierno pueda hacer trabajar al Consejo de Seguridad Nuclear en la propuesta de cierre para pedirle posteriormente que lo haga en la de la prórroga parcial.

Según el CSN, los propietarios de Almaraz tienen que enviar con una antelación de dos años los documentos oficiales en parada (DOP), que supondrán la modificación de los documentos de explotación adaptados a la nueva situación de cese; así como los denominados documentos complementarios a los oficiales de parada (DCOP) para su apreciación favorable con un año de antelación a la fecha de declaración de cese.

La reacción del Ministerio llegó por parte del delegado del Gobierno en Extremadura, José Luis Quintana, que insistió ayer en que a los contribuyentes "no les puede costar más" la **continuidad de la central nuclear de Almaraz**. Así, y de cara a una prórroga de la central, ha señalado que el Gobierno ya ha dicho cuál es su posición al respecto, al tiempo que ha reconocido que "hay algunas líneas rojas que se establecieron en su momento".

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

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

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



SIE_Iberdrola + SIE_Endesa + SIE_Naturgy + SIE_REE + SIE_Viesgo + SIE_CNAT + SIE_Engie + SIE_Nuclenor + SIE_Acciona Energía