

Resumen de **Prensa** Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Acciona, ACS e Iberdrola se disputan una red eléctrica de 2.000 millones

Expansion.com, 24 octubre de 2025

Las tres compañías españolas han sido seleccionadas por el Gobierno de Victoria para construir y operar un tendido que dará servicio a una plataforma eólica 'offshore' de 2.000 MW en 2032.



Tres grandes corporaciones españolas se enfrentan entre sí para construir y operar una de las mayores infraestructuras de energía renovable de Australia. Acciona, ACS e Iberdrola lideran tres consorcios para desarrollar la red de alta tensión de Gippsland (Victoria), un proyecto para conectar una gran plataforma de eólica marina con una potencia inicial prevista de 2.000 megavatios (MW).

El presupuesto de inversión, en función de la solución elegida finalmente, varía entre 1.500 millones de dólares australianos y 4.500 millones de dólares australianos (unos 2.500 millones de

euros). Todo parece indicar que las autoridades locales han optado por la solución aérea de la red, la más barata.

El Gobierno de Victoria ha seleccionado la propuesta realizada en solitario por Acciona; y la del consorcio de Iberdrola, que va acompañado de la constructora John Holland y por el fondo de inversión Capella. ACS, a través de varias filiales de Cimic, ha formado una alianza con Ausnet.

Las principales magnitudes del proyecto de la línea de transmisión de Gippsland giran en torno a conectar la energía eólica marina a la red, con objetivos de 2.000 MW para 2032, 4.000 MW en 2035 y alcanzar los 9.000 MW en 2040.

El alcance de la red de transmisión incluye una línea de transmisión de 500 kV, probablemente aérea y de unos 79 kilómetros de longitud, que conectará una nueva subestación con la central eléctrica de Loy Yang, en el valle de Latrobe.

El Gobierno de Victoria se ha comprometido a reducir las emisiones a través de la Ley de Cambio Climático de 2017 (Climate Change Act 2017), que establece un objetivo a largo plazo de cero emisiones netas de gases de efecto invernadero para 2045. El año pasado, las autoridades australianas concedieron las primeras licencias de viabilidad para proyectos eólicos marinos frente a la costa de Gippsland.

En energía, ACS y Acciona figuran entre los mayores desarrolladores de líneas de transmisión del país. En 2023, Acciona resultó ganadora para construir, mantener y financiar el Central-West Orana REZ (Zona de Energía Renovable), una de las mayores redes de distribución de energía verde del país. La inversión estimada en el proyecto alcanza los 5.000 millones de dólares australianos (más de 3.000 millones de euros).

Ese mismo año, Acciona y ACS ganaron otros dos contratos adjudicados por el gestor de la red local Transgrid para instalar la red de alta tensión del Proyecto Humelink, una red nueva de 700 kilómetros de longitud situada en Nueva Gales del Sur. El presupuesto alcanza los 2.800 millones de dólares australianos (unos 1.700 millones de euros).

Este mismo año, Marinus Link, el consorcio público australiano encargado de llevar a cabo una conexión submarina de electricidad y datos entre el Estado de Victoria y el de la Isla de Tasmania, seleccionó a los dos grupos de empresas que se encargarán de realizar las obras de este proyecto faraónico, con un presupuesto estimado de inversión de unos 2.000 millones de euros. ACS, a través de Cimic, figura en la lista de los finalistas. Su rival es la coreana Samsung.

Por su parte, Iberdrola, quiere elevar su presencia en el país. En consorcio con Ferrovial, puja por el proyecto de EnergyCo, con una inversión de 3.700 millones de dólares australianos. Sus rivales son ACS y Acciona.

Encabeza la alta tensión

En alta tensión, Acciona encabeza el ránking renovable en Australia. La compañía ganó en 2023 varios contratos. El más valioso es la construcción, mantenimiento y financiación de Central-West Orana REZ, una de las mayores redes de energía verde del país de más de 3.000 millones.

Contratista líder

ACS es la mayor constructora de Australia a través de Cimic. En 2023, ganó contratos adjudicados por el gestor Transgrid para instalar la red de alta tensión del 'Proyecto Humelink', una red de 700 kilómetros situada en Nueva Gales del Sur. El presupuesto alcanza unos 1.700 millones de euros.

En consorcio

Iberdrola quiere escalar en el mercado energético australiano. Ha formado alianza con la constructora John Holland y el fondo de inversión Capella para pujar por el nuevo proyecto de Victoria. También ha formado una alianza con Ferrovial para la red promovida por EnergyCo en Nueva Gales del Sur.

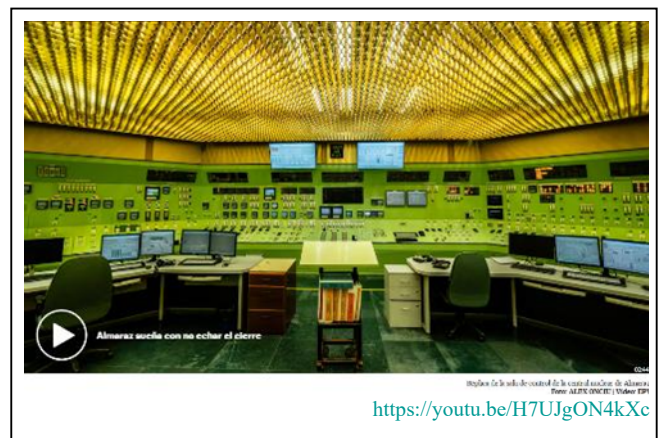
Las eléctricas notifican al Gobierno su intención de prorrogar la vida útil de la central nuclear de Almaraz hasta 2030

Elpais.com, 24 octubre de 2025

Iberdrola, Endesa y Naturgy dan el primer paso y remiten al Ministerio para la Transición Ecológica su “disposición” de extensión para la planta atómica extremeña y los demás reactores

Las eléctricas dan el primer paso para ampliar la vida útil de la central nuclear de Almaraz. Según señalan fuentes al tanto de la situación, Iberdrola, Endesa y Naturgy han enviado este viernes la notificación al Ministerio para la Transición Ecológica en la que expresan su voluntad de prorrogar la operativa de la planta atómica extremeña, cuyo primer reactor tiene previsto el cierre en noviembre de 2027.

Concretamente, dicha misiva, a la que ha tenido acceso El PAÍS, se dirige a la vicepresidenta tercera del Gobierno, Sara Aagesen. En la misma, subraya: “Las empresas propietarias de la Central Nuclear de Almaraz estamos dispuestas a tramitar la extensión de la autorización de explotación de los dos grupos de dicha central hasta el año 2030”.



A renglón seguido, las eléctricas añaden: “En función de los calendarios aplicables en cada caso, también estamos dispuestos a tramitar la extensión del resto del parque nuclear”. Las compañías argumentan que están dispuestas a solicitar dicha prórroga “en el contexto actual de incertidumbre sobre la estabilidad de tensión en el sistema eléctrico español y, como consecuencia, en la garantía de suministro”. “Dicha extensión no solo resultaría técnicamente viable, sino que además facilitaría ejecutar el despliegue de nueva generación renovable previsto en el PNIEC, y evitaría generar un hueco muy relevante de capacidad de generación sincrónica en el sudoeste peninsular”. Y es que el motivo de la carta esgrimido por las eléctricas es hacer una “propuesta de medidas para estabilizar el sistema”.

Transición Ecológica, por su parte, ha confirmado a este diario que las eléctricas han mostrado “su disposición a ampliar el calendario de cierre de Almaraz”, según consta en la carta remitida. Fuentes de este departamento recalcan que “no ha cambiado su posición” y subrayan que la ampliación del calendario de cierre “no suponga un mayor coste para los ciudadanos y los contribuyentes”, además de cumplir con los requisitos de seguridad nuclear y de suministro.

Esta comunicación a la vicepresidenta tercera, Sara Aagesen, máxima responsable en materia energética en España, **es un primer paso formal después de que la junta de administradores de CNAT (Centrales Nucleares de Almaraz y Trillo) confirmara el pasado martes** su intención de continuar con la planta en funcionamiento más allá de la fecha pactada de cierre. La petición apunta a proseguir operando Almaraz hasta 2030.

Aún falta la petición formal

No obstante, la petición formal de prórroga no llegará, previsiblemente, hasta finales de la próxima semana, justo antes de que termine el plazo máximo en el que las compañías tienen que enviar el plan de desmantelamiento al Consejo de Seguridad Nuclear, que es 31 de octubre. Así lo expresaron fuentes de Iberdrola el pasado martes, al terminar la reunión ordinaria que mantuvieron las tres empresas dueñas de la infraestructura de generación eléctrica. Para esta primera notificación, las empresas ya han obtenido el aval interno necesario.

Aún falta que la próxima semana se reúna la comunidad de bienes de Almaraz, algo así como la junta de accionistas de CNAT, en la que tendrán que refrendar la petición de prórroga, que posteriormente será enviada al ministerio. Iberdrola es quien lidera esta gestión, ya que es el principal propietario. Suma el 52,7% del capital social de la central nuclear, mientras que Endesa posee el 36% y Naturgy el 11,3% del accionariado.

Con esta propuesta, las eléctricas ponen la pelota en el tejado del Gobierno, que tiene que ser quien decida si atiende esta petición o prefiere mantener el actual calendario de cierre, **tal y como le exige el socio de investidura Sumar, que reivindica el acuerdo alcanzado para la investidura de Pedro Sánchez en 2023.**

En los últimos meses, las eléctricas han intentado que el Gobierno hiciera un gesto con las nucleares y aceptara algún tipo de contrapartida fiscal, ya que aseguran que la actual carga impositiva que sufren las centrales las hace inviables desde el punto de vista económico.

Sin embargo, desde el departamento que lidera Sara Aagesen han establecido tres líneas rojas. Exigen que una hipotética revisión del calendario de cierre garantice la seguridad nuclear, la seguridad de suministro y, sobre todo, que no suponga un coste para los consumidores y los contribuyentes.

Dicho de otro modo, el Gobierno se ha negado a hacer cualquier gesto que suponga una contrapartida fiscal. Como ya dijo el presidente del Gobierno en su comparecencia en el Congreso de los Diputados **tras el apagón del 28 de abril**, si las empresas hacen alguna petición se estudiará, pero primero deben hacer la propuesta. Las empresas estaban reticentes a hacer la petición sin contrapartidas y en las últimas semanas han asegurado que no les queda más remedio que seguir los planes de cierre. Sin embargo, **tal y como adelantó este diario el pasado 15 de octubre**, finalmente van a realizar la petición.

Las empresas consideran que las nucleares son imprescindibles de cara al futuro por razones de autonomía estratégica, para evitar que suba el precio de la energía y porque suponen un refuerzo para el sistema ante potenciales desconexiones de suministro como la ocurrida en el apagón.

Las eléctricas se han puesto de acuerdo en ampliar Almaraz por tres años más. Sin embargo, no hay consenso entre Iberdrola, Endesa y Naturgy sobre propuestas más generales respecto a ampliar la vida útil de todo el parque atómico en España. No obstante, la presión ejercida sobre el cierre en las últimas semanas sí ha tenido efecto a nivel regional. Este mismo mes, la presidenta de Extremadura, María Guardiola, se comprometía a reducir la ecotasa a la mitad si se ampliaba la vida útil de la central nuclear extremeña más allá de 2027. Se trata de una exigencia de Vox para aprobar los presupuestos. El adelanto electoral sobrevuela la comunidad autónoma al no tener aún cerrado acuerdo con el partido liderado por Santiago Abascal.

En la misma línea, el presidente de la Comunidad Valenciana, Carlos Mazón, también eliminó la ecotasa nuclear por exigencia de Vox, entre otras medidas, para sacar adelante los presupuestos regionales y evitar así un hipotético adelanto electoral.

Al margen de la petición de ampliación de la vida útil, las empresas están obligadas a continuar con los requerimientos del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN). Según una instrucción técnica emitida el pasado mes de julio, las compañías deben entregar el plan de desmantelamiento de Almaraz el próximo 1 de noviembre, dos años antes de la parada definitiva acordada. Esto emana de una orden ministerial de 2020 en la que ya se decretó el cese definitivo en 2027. Esta orden atiende al calendario de cierre pactado entre empresas y Gobierno en 2019. Según el mismo, el primer cierre es el del reactor I de Almaraz en 2027 y concluiría en 2035 con el cierre de la central de Trillo.

El calendario de cierre coincide con un potencial cambio de Gobierno en 2027 a tenor de lo que dicen las encuestas. El PP y Vox son partidarios de mantener la energía nuclear, por lo que el cierre de Almaraz ahora tendría efectos dispares para las compañías. Afectaría más a Iberdrola, que posee más del 50% de Almaraz. Sin embargo, el cierre de Ascó y Vandellós está programado entre 2029 y 2030. Estas plantas son mayoritariamente propiedad de Endesa. Un cambio de política energética generaría efectos diferentes.

La red eléctrica española “es la más segura del mundo”

Elpais.com, 25 octubre de 2025

Beatriz Corredor, presidenta de Redeia defendió la solidez del sistema nacional, pero advirtió que depende de una óptima coordinación entre operadores, distribuidores y reguladores



El sector eléctrico continúa examinando sus vulnerabilidades para despejar toda incertidumbre, seis meses después del apagón masivo. Beatriz Corredor, presidenta de Redeia —la antigua Red Eléctrica—, defendió que el sistema español “es el mejor del mundo, el más seguro del mundo”, pero advirtió que su solidez depende de que todos los agentes del sector “cumplan con sus obligaciones”.

“Redeia es el cerebro y la columna vertebral del sistema”, explicó Corredor durante su intervención, entrevistada por la periodista Marina Fernández Torné, de la Cadena SER, e insistió en que **la estabilidad del suministro no puede**

sostenerse solo en una empresa, sino en un engranaje complejo de operadores, distribuidores y reguladores.

“Una vez que esté garantizado que todos cumplen, estaremos todos mucho más tranquilos”, afirmó. Asimismo, argumentó que las decisiones de planificación eléctrica se adoptan teniendo en cuenta que todos los actores del sistema cumplen con su cometido, y reclamó reforzar el marco normativo en este sentido.

La presidenta de Redeia describió además un cambio de paradigma: un sistema que deja atrás su estructura lineal para convertirse en una red con una “infinitud de consumidores y productores” interconectados. En ese nuevo escenario, advirtió, **será necesaria una colaboración institucional más intensa**. “Necesitamos el consenso y la complicidad de todas las Administraciones públicas”, subrayó, y pidió a Bruselas acelerar las interconexiones eléctricas entre países.

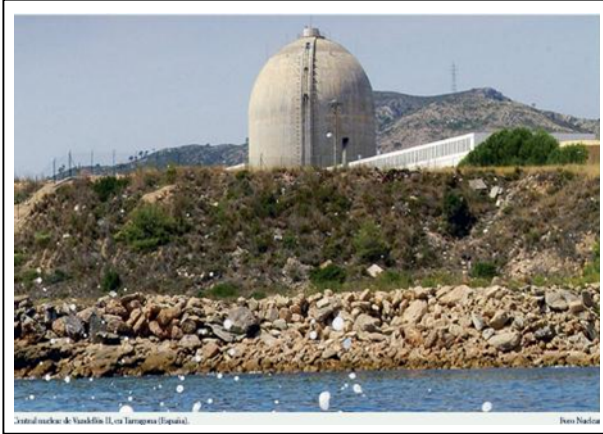
Decreto antiapagones

Corredor lamentó también que el Gobierno **no lograra aprobar el decreto conocido como antiapagones**. Dijo que este habría implicado una serie de “herramientas para dotar al sistema de todos estos estímulos y medidas que requiere para ser más seguro, resiliente y eficiente”. La directiva también avanzó que se trabaja en un nuevo plan estratégico con el objetivo de “dar tranquilidad, mejorar la eficiencia y contribuir a que el precio de la energía sea más asequible para todos”.

La central nuclear Vandellós II (Tarragona) empieza su 27 recarga de combustible

Elperiodicodelaenergía.com, 26 octubre de 2025

El presupuesto de la recarga es de 24,5 millones de euros, informa ANAV



La central nuclear Vandellós II (Tarragona) se ha desconectado de la red eléctrica a las 7.20 de este sábado para emprender su 27 Recarga de Combustible y preparar así un nuevo ciclo de generación de electricidad de 18 meses.

El presupuesto de la recarga es de **24,5 millones de euros**, informa ANAV en un comunicado.

Junto a los profesionales de ANAV y de empresas colaboradoras que están de modo permanente, se han desplazado otros desde CN Ascó para este proyecto, y se añaden durante la parada unos 1.000 trabajadores de unas 60 empresas de servicios especializados.

La parada en Vandellós II

Esta parada durará más de lo habitual porque se harán muchas de las actividades preparatorias para que la central entre en la denominada **operación a largo plazo**, cuando cumpla 40 años de operación en diciembre de 2027.

ANAV ha destacado que se harán muchas inspecciones en el circuito primario, y que se limpiarán con la técnica 'sludge lancing' los tres generadores de vapor, junto con el cambio de juntas de la boca de hombre del generador de vapor 'A', la sustitución del motor de la bomba de refrigerante del reactor 'B' y la sustitución de las tres válvulas de seguridad del presionador.

Las eléctricas siguen su batalla contra Red Eléctrica y la señalan por no hacer bien su trabajo

Elperiodicodelaenergía.com, 27 octubre de 2025

Aelec advierte que el sector se encuentra ante un problema de estabilidad en la red que se repite con frecuencia

Las principales compañías eléctricas del país, agrupadas en la patronal Aelec —que integra a Iberdrola, Endesa y EDP—, han vuelto a cargar contra Red Eléctrica de España (REE) por los **problemas persistentes de control de tensión en la red**. En un desayuno informativo celebrado este lunes en la sede de la asociación, la directora de regulación, Marta Castro, ofreció un diagnóstico contundente: “La tensión ya no es un problema puntual, sino un fenómeno estructural que amenaza la estabilidad del sistema eléctrico y pone en riesgo la transición energética”.

Según Castro, el modelo actual de gestión de la red se ha quedado **obsoleto**. “La operación reforzada que está



llevando a cabo REE no es una solución de largo plazo. Al contrario, impide la integración de las energías renovables, limita la flexibilidad del sistema y **encarece los costes** del suministro”, explicó.

La representante de Aelec advirtió que el sector se encuentra ante un problema de estabilidad que se repite con frecuencia, sobre todo **cuando la generación fotovoltaica a gran escala se conecta de manera simultánea**, provocando alteraciones en la tensión del sistema. “En la jornada del 25 de septiembre, a la una de la tarde, se conectaron más de 1.160 megavatios de fotovoltaica y las oscilaciones a la baja coincidieron exactamente con ese momento. **Sabemos dónde están los problemas**, pero falta agilidad y voluntad para aplicar las soluciones que ya conocemos”, añadió.

Medidas urgentes

Desde Aelec reclaman medidas urgentes para revertir esta situación. La primera, y más inmediata, pasa por **implementar el control dinámico de tensión**, previsto en el Procedimiento de Operación 7.4, que permitiría gestionar consignas en tiempo real y mejorar el control del sistema sin necesidad de grandes inversiones. “Dar consignas de reactiva es algo ágil, inmediato y que **muchas plantas ya lo podrían hacer con una simple actualización de software**”, subrayó Castro. La patronal **considera inaceptable que REE haya denegado esta posibilidad a las instalaciones que ya están preparadas** para ello, sin ofrecer una justificación técnica clara. “Tenemos herramientas disponibles para mejorar el control de tensión; lo lógico es habilitarlas cuanto antes”, insistió.

Otra de las principales demandas del sector pasa por que se cumplan las planificaciones eléctricas en materia de infraestructuras, especialmente las referidas a los compensadores síncronos y dispositivos Statcom, elementos clave para amortiguar las oscilaciones y estabilizar la red. A juicio de Aelec, el incumplimiento de estas inversiones —ya previstas en la planificación de hace una década— ha tenido consecuencias directas sobre la fiabilidad del sistema. **“De haberse ejecutado las actuaciones contempladas, hoy el control de tensión sería mucho más robusto”**, sostuvo Castro, quien también recordó que países como Italia, con menor proporción de renovables, cuentan con más del doble de capacidad síncrona instalada y más de una docena de Statcoms operativos.

La asociación también propone revisar los límites de tensión permitidos en España. Actualmente, el sistema eléctrico nacional opera con un máximo de 435 kilovoltios (kV) frente a los 420 kV establecidos en la mayoría de países europeos. “Elevar el umbral no es una solución; lo que hace es esconder el problema. Europa fija 420 kV porque ofrece un margen razonable para actuar, mientras que en España contamos con un rango de apenas 5 kV, tan estrecho que se asemeja al error de medida”, explicó la directora de regulación. En su opinión, **mantener el estándar europeo garantizaría un mayor margen de maniobra y una red más estable**.

Falta de transparencia

Aelec también denunció la falta de transparencia de REE tras el apagón del pasado 28 de abril. La patronal afirma haber **solicitado en repetidas ocasiones al operador del sistema la información técnica relativa al incidente**, para entender qué parte del control de tensión falló, **sin haber obtenido respuesta**. “No lo hemos pedido por vía judicial, sino de forma directa y reiterada, porque queremos comprender qué ocurrió y contribuir a mejorar el funcionamiento del sistema”, puntualizó Castro.

Según la asociación, tanto la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) como el Ministerio para la Transición Ecológica y ENTSO-E, la red europea de operadores eléctricos, ya han recibido documentación aportada por las empresas para demostrar que las centrales convencionales sí estaban aportando el control de tensión necesario aquel día.

El informe de ENTSO-E, que Aelec acoge de forma positiva, corrobora que los problemas de tensión no se limitaron al apagón, sino que **comenzaron días antes**. “Los incidentes en la refinería de Cartagena o en la red de ADIF fueron señales claras de que había algo mal en el control de tensión. Nos parece fundamental que se tengan en cuenta también los análisis de expertos independientes, no solo los elaborados por el propio operador del sistema”, recaló Castro.

Modelo desfasado

Para Aelec, el origen de los problemas está en un **modelo de red desfasado** y una **falta de inversión**. “El problema del control de tensión ya se detectó hace más de diez años, cuando el operador del sistema reconoció la necesidad de reforzar ciertas infraestructuras. Si se hubieran instalado los equipos previstos, no estaríamos en la situación actual”, afirmó. Castro sostuvo que no se trata de una cuestión técnica, sino **de coordinación y de voluntad institucional**. “Las soluciones ya existen, se aplican con éxito en otros países europeos y están comprobadas. Lo que falta es voluntad para implementarlas con agilidad”, insistió.

La representante de Aelec advirtió también sobre los efectos “perversos” de la propuesta de Red Eléctrica en relación con el nuevo Procedimiento de Operación 7.4, que establece un cumplimiento del 90% en el control de tensión. Según explicó, **ese umbral no respondía a una mejora real del sistema**, sino que evidenciaba un incumplimiento generalizado de las condiciones de tensión y suponía una carga técnica excesiva para las centrales de ciclo combinado. “Esta exigencia stresaba enormemente a las plantas, que debían operar al límite de su capacidad para ajustarse a parámetros que, además, no solucionaban el problema de fondo. Era una medida técnicamente inviable y con posibles efectos contraproducentes, porque podría incluso empeorar el control global de tensión del sistema”, advirtió Castro.

Asimismo, Castro apeló a la necesidad de coordinación institucional entre REE, el Ministerio, la CNMC, los generadores y los distribuidores. “España afronta un problema estructural de tensión que requiere acción inmediata. No podemos seguir con un modelo que se apoya en medidas provisionales. Necesitamos un sistema más estable, seguro y compatible con la transición energética”, concluyó.

Iberdrola alcanza el 70% de la ejecución del rediseño de la red afectada por la DANA

Elperiodicodelaenergía.com, 27 octubre de 2025

La energética ha llevado a cabo la limpieza y renovación de 450 centros de transformación y la construcción de más de 300 apoyos de media tensión que se vieron afectados

Iberdrola ha alcanzado el 70% de la ejecución del Plan Il·lumina en el que la compañía, a través de su empresa distribuidora i-DE, **está invirtiendo 100 millones de euros en el rediseño de la red eléctrica afectada por la DANA del pasado 29 de octubre.**

Según informa la compañía eléctrica en un comunicado, durante estos meses de trabajo **se ha llevado a cabo la limpieza y renovación de 450 centros de transformación y la construcción de más de 300 apoyos de media tensión que se vieron afectados** por la acumulación de barro y por la fuerza del agua como consecuencia de la riada.



En cuanto a la actividad llevada a cabo en la veintena de subestaciones ubicadas en los municipios afectados por la dana, destacan las actuaciones que se están realizando en las ubicadas en los polígonos industriales de Quart de Poblet y Riba-roja, en las que se ha elevado el terreno más de 1,5 metros y se están instalando infraestructuras compactadas.

La inversión que está llevando a cabo la compañía en las nuevas instalaciones está posibilitando la incorporación de medidas de resiliencia mediante cambios de diseño de las infraestructuras, así como el uso de los últimos estándares de digitalización que van a beneficiar a más de 650.000 usuarios al contar con una red más robusta y preparada para posibles

fenómenos adversos futuros.

Ignacio García, responsable del Plan Il·lumina, señala que a pesar la complejidad y la exigencia del proyecto “las actuaciones se están llevando a cabo según el calendario previsto y se continúa con el objetivo de

alcanzar el 90 % de ejecución a final de año y finalizar a lo largo de 2026, para poder dejar instalada una red eléctrica del futuro en la zona afectada por la dana".

El equipo específico de Iberdrola

Iberdrola ha creado un equipo específico formado por 35 personas que se está dedicando en exclusiva al desarrollo del proyecto y que está implicando la participación de aproximadamente 1.000 personas de empresas contratistas, la gran mayoría de implantación local.

Además, la empresa está realizando la mayoría de los trabajos sin cortar el suministro de los clientes, para lo que está implementando medidas especiales como la instalación de grupos electrógenos, con el fin de minimizar las molestias a los afectados, así como introduciendo mejoras en sus sistemas de avisos sobre los cortes programados.

Iberdrola se volcó desde el principio en la recuperación del suministro eléctrico tras la dana, para lo que movilizó a aproximadamente 500 operarios tanto de la Comunitat Valenciana como de otras regiones del país, lo que permitió que en poco más de 72 horas estuviera prácticamente todo repuesto.

Asimismo, cerró un acuerdo con la Generalitat para colaborar, a través de Femeval, para el envío de brigadas de instaladores eléctricos a edificios y viviendas particulares afectados, para que se encargaran de la revisión y reparación de las instalaciones de enlace afectadas, así como colaborar con los ayuntamientos en la restauración del alumbrado público.

La compañía también ha firmado, a través de su fundación en España, convenios de colaboración de carácter social con Cruz Roja Española y Betania destinados a proyectos de acompañamientos de salud mental y apoyo psicosocial, así como para evitar el deterioro severo de la situación y facilitar la superación de la crisis en las que se puedan encontrar familias y menores.

La Fundación Iberdrola también participa, en colaboración con la Diputación de Valencia, en el proyecto de rehabilitación de la Escuela de Capataces Agrícolas de Catarroja, que se vio afectado por la dana, y que va a requerir una inversión de cuatro millones de euros.

Asimismo, en colaboración con los ayuntamientos, ha trabajado con el consistorio de Paiporta en la reconstrucción de zonas de juego infantil en varios parques y jardines de la localidad, donde también se ha instalado un nuevo sistema de climatización en el Colegio Rosa Serrano, así como la adecuación de la instalación eléctrica del Mercado Municipal.

Repsol golpea a Iberdrola y Endesa al arrebatárles tres millones de clientes

Expansion.com, 27 octubre de 2025

- **Repsol sella una alianza histórica con Telefónica en redes móviles 5G**
- **El Gobierno prepara el 'sí' a la prórroga de Almaraz**

El plan "multienergía" de la petrolera, que empezó como anécdota, causa estragos a las eléctricas. Mientras Iberdrola, Endesa y Naturgy se estancan, Repsol crece y crece.

Repsol se ha convertido en un dolor de muelas para las tres mayores eléctricas en España: **Iberdrola, Endesa y Naturgy**. La petrolera, que hace apenas siete años se puso a comercializar **luz y gas**, además de hidrocarburos, **está a punto de alcanzar los tres millones de clientes en esos servicios**, muy por encima de sus objetivos iniciales.

Mientras Repsol no para de crecer en luz y gas, Iberdrola, Endesa y Naturgy siguen perdiendo cuota de mercado o, en el mejor de los casos, la intentan mantener a duras penas, aunque para ello hayan tenido que **dar un vuelco a su estrategia, lanzando nuevas marcas low cost, comprando comercializadoras más pequeñas o rompiendo el conservadurismo de sus ofertas**.



Repsol presentará resultados el jueves de esta semana y, sin duda, como en otras presentaciones financieras, el dato de **los avances de su estrategia multienergía será uno de los temas claves**. Esta estrategia es uno de los símbolos de **Josu Jon Imaz como consejero delegado**. Oficialmente empezó en 2018, con el objetivo de alcanzar los 2,5 millones de clientes en 2025, cifra que se va a rebasar sobradamente.

Repsol, que **suma entre uno y dos nuevos clientes por minuto de media**, no ha escatimado esfuerzos comerciales ni movimientos corporativos para conseguir su meta.

Cuando la petrolera empezó el histórico de proceso de transformación para ser una "multienergética", las grandes eléctricas no se inmutaron, convencidas de que ese plan sería efímero o terminaría fracasando. No faltó algún directivo eléctrico que afeó a Repsol diciendo "zapatero a tus zapatos".

3.500 gasolineras, la clave

Mientras Repsol compraba activos de luz y gas, y **usaba intensamente su red de más de 3.500 gasolineras como un potente canal comercial para vender luz y gas**, además de gasolina, las grandes eléctricas mantenían su estrategia convencional.

"La mutación"

Iberdrola, Endesa y Naturgy han ido traspasando progresivamente a sus propios clientes desde la tarifa regulada (PVPC) hasta sus comercializadoras de libre mercado, siempre dentro de las zonas de confort de esas empresas (las demarcaciones donde tienen red eléctrica de distribución). Curiosamente, **esta semana se cumple el séptimo aniversario del inicio de la gran mutación de Repsol**.

El 2 de noviembre de 2018, compró los activos de luz y gas de la antigua Viesgo. Nació así Electricidad y Gas de Repsol, con una cartera inicial de 750.000 clientes. Desde entonces, la compañía ha experimentado un crecimiento sostenido. En la actualidad, **Repsol, que sigue la siendo la mayor petrolera en España, por delante de Moeve (antigua Cepsa), es también el cuarto comercializador de luz en el mercado, con una cuota superior al 9%**.

En el segmento del gas, Repsol tiene la quinta posición, con una cuota del 7% en el mercado libre. La actualización del plan estratégico, realizada en febrero de 2024 para el periodo 2024-2027, prevé que el grupo alcance los cuatro millones de clientes al final de esa hoja de ruta.

Además de Viesgo y el uso de ofertas combinadas de luz, gas e hidrocarburos en las redes de gasolineras, **Repsol ha ido adquiriendo empresas de venta de luz y/o gas**. De esta forma, ha incorporado a su perímetro compañías como **Gana Energía, CHC Energía y ODF Energía**.

Lo que empezó como una anécdota, ahora va de más a más. **Repsol es la comercializadora independiente de las grandes eléctricas que más está creciendo**. A su propia red de gasolineras, que ya canalizan el 28% de las ventas, según datos de la empresa, ha ido sumando otros canales: oficinas de Iberia y stands ubicados en grandes superficies comerciales mediante alianzas con empresas como Leroy Merlin y Makro en España.

Repsol también tiene grandes acuerdos estratégicos de ámbito nacional apalancados en la **venta cruzada en sus propias tiendas, como The Phone House (España), Movistar (España) y Vodafone (Portugal)**.

La agresividad de Repsol en luz y gas ha agitado la comercialización de luz y gas en España hasta el punto de **provocar la reacción de las grandes eléctricas con movimientos históricos**.

Niba y Masorange

El pasado mes de junio, **Iberdrola lanzó la marca Niba, para posicionarse en el mercado low cost de la electricidad**. Es la primera vez en sus 125 años de historia que Iberdrola lanza una marca de ventas distinta

a su marca de empresa. **Endesa acaba de sellar un acuerdo para adquirir los 350.000 clientes eléctricos de Masorange, por 90 millones de euros. El acuerdo incluye la comercialización cruzada de productos.**

Galán arenga a sus ejecutivos 'top': "Llegaremos a donde nos propongamos"

"Si hace 25 años éramos apenas la número 20 del mundo y hoy somos la primera de Europa y la segunda a nivel mundial, podremos llegar a ser lo que nos propongamos". Con esta frase, Ignacio Galán, presidente de Iberdrola, cerró el encuentro que tuvo la pasada semana con 300 altos directivos de la compañía para analizar los retos a los que se enfrenta el grupo en su nuevo plan estratégico, lanzado hace apenas un mes. El encuentro se celebró a puerta cerrada en el denominado Campus de Innovación y Formación de Iberdrola, unas enormes instalaciones de la compañía en San Agustín de Guadalix, a las afueras de Madrid. Según ha podido saber EXPANSIÓN, el lema del encuentro -una cita anual de Galán con la cúpula mundial del grupo- era Creating Connections to Power the Future. Precisamente, las redes son la columna vertebral del nuevo plan estratégico de Iberdrola, sobre todo con EEUU, Reino Unido y Brasil como grandes focos geográficos.

"Un paso por delante"

Iberdrola prevé invertir 58.000 millones hasta 2028, de los que dos terceras partes irán destinados a redes de transporte y distribución. Adicionalmente, Iberdrola prevé inversiones de más de 45.000 millones de euros en el periodo 2029-2031, para poder seguir incrementando los resultados en al menos un dígito medio/alto y mantener la solidez financiera y el dividendo creciente. La reunión, a la que acudieron directivos de 15 países, se produce con Iberdrola en máximos de capitalización, con más de 114.000 millones. "Somos una empresa de éxito gracias a nuestra credibilidad y a ir siempre un paso por delante".

Galán (Iberdrola) afirma que la continuidad de Almaraz hasta 2030 ya depende "únicamente" del Gobierno

Elperiodicodelaenergia.com, 28 octubre de 2025

Galán consideró que no hay limitaciones técnicas para esa continuidad de Almaraz



El presidente de **Iberdrola**, Ignacio Sánchez Galán, ha asegurado que la decisión de ampliar la vida útil de la central nuclear de Almaraz y posponer su cierre hasta 2030 ya "depende únicamente" del Gobierno.

En una conferencia con analistas para presentar los resultados de los nueve primeros del año, **Galán consideró que no hay limitaciones técnicas para esa continuidad de Almaraz**, por lo que aseguró que "ahora depende únicamente de la decisión que pueda tomar el Gobierno".

"Socialmente hay una demanda, económicamente es la mejor solución, en lo que se refiere al funcionamiento del sistema, se necesita para mantener el servicio en pleno funcionamiento. Entonces yo creo que corresponde a la política energética del Gobierno, y ellos tienen que tomar la decisión y explicarán las consecuencias", añadió al respecto.

En este sentido, el directivo estimó que en los últimos tiempos hay una corriente, tanto de diferentes partidos políticos como de la sociedad civil, pidiendo que se mantengan en funcionamiento las centrales nucleares, tanto "por responsabilidad social como porque es necesaria esta energía para mantener las luces encendidas en el país, proporcionando un servicio seguro y barato".

Las nucleares para Iberdrola

Por ello, subrayó que los tres propietarios en Almaraz -**Iberdrola**, el principal con un 53%; seguido de **Endesa**, con el 36%, y **Naturgy**, con el 11%- "han pedido al Gobierno que dé continuidad a la central".

"Las nucleares son seguras y son necesarias, y yo creo que se necesitan mucho más que antes, incluso para poder evitar posibles apagones o posibles problemas que puedan afectar al servicio", añadió al respecto, apuntando que los dos reactores de Almaraz podrían funcionar hasta 2030 "sin tener que pedir ningún tipo de licencia nacional o internacional para seguir".

El protocolo de cierre que alcanzaron en 2019 las empresas propietarias con Enresa fijó un calendario para clausurar el parque nuclear entre 2027 -con el inicio por el primer reactor de Almaraz- y 2035.

Reino Unido y EEUU disparan el beneficio y las inversiones de Iberdrola a cifras récord

Elperiodicodelaenergia.com 28 octubre de 2025

La compañía que preside Ignacio Galán cuenta ya con más de 160.000 millones de euros de activos y una capitalización que ronda los 115.000 millones



Iberdrola, que ha dado a conocer hoy sus resultados, ha presentado unas inversiones récord de 9.000 millones de euros en los últimos 9 meses, lo que supone un incremento del 4%, respecto al mismo periodo del año anterior.

Esto ha permitido que el grupo obtenga un beneficio neto reportado de 5.307 millones de euros hasta septiembre de 2025. El beneficio se ha incrementado un 17% respecto del mismo periodo del año anterior sin tener en cuenta atípicos -desinversiones y deducciones.

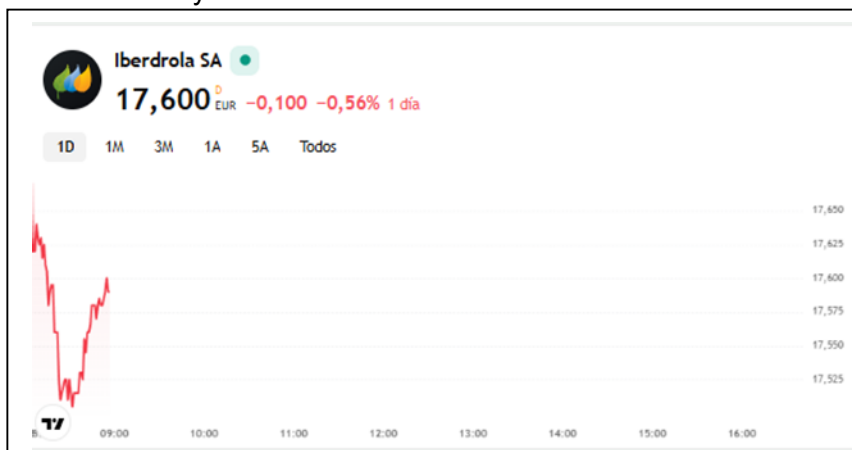
Gracias a su negocio internacional y focalizado principalmente en redes y con una importante fortaleza financiera, la compañía prevé

un aumento de dos dígitos respecto al beneficio neto ajustado de 2024. De hecho, Iberdrola ha fijado la previsión de beneficio para el conjunto del ejercicio en los 6.600 millones de euros. El resultado neto superará los 6.200 millones sin contar con 389 millones de euros ya cobrados por costes pasados de redes en los Estados Unidos.

Además, la compañía que preside Ignacio Galán cuenta ya con más de 160.000 millones de euros de activos y una capitalización que ronda los 115.000 millones de euros, lo que la sitúa como la primera *utility* de Europa y es una de las dos más grandes del mundo por valor bursátil.

Las redes se llevan la palma

El incremento del beneficio ha venido impulsado principalmente por el aumento de las inversiones, el buen comportamiento del negocio de redes y la mejora de los nuevos marcos regulatorios.



De los 9.000 millones de euros de inversión, más del 60% corresponden a inversiones realizadas en Reino Unido y Estados Unidos.

Un 55% de las inversiones se han dirigido al negocio de redes. La compañía ha destinado unos 4.904 millones de euros a inversiones en redes -lo que supone un incremento del 12%- en los 9 primeros meses. Esto ha permitido que la base de activos de redes eléctricas alcance ya los 49.300 millones, lo que supone un incremento del 12% respecto al mismo periodo del año anterior.

En el área de generación y clientes, Iberdrola ha invertido 3.442 millones de euros, lo que ha permitido contar con más de 2.000 MW renovables de capacidad instalada en los últimos 12 meses. La empresa destinó el 60% de esta inversión a Reino Unido y Estados Unidos. Además, el grupo cuenta con 5.500 MW en construcción y 8.500 MW en fase avanzada de desarrollo, listos para satisfacer el posible crecimiento de la demanda.

Impulsado por este esfuerzo inversor, el beneficio bruto de explotación (Ebitda) ha alcanzado los 12.438 millones de euros. De esta forma, el Ebitda ajustado crece un 4,4%. El 83% del EBITDA procede de países con alta calificación crediticia, con Reino Unido y Estados Unidos aumentando su contribución 12 puntos básicos hasta el 43%.

Por negocios, el resultado operativo de redes ha aumentado un 26% por el incremento de las inversiones y los nuevos marcos regulatorios. El EBITDA del área de producción renovable y clientes cae un 11%, tras las desinversiones y el aumento de costes de servicios complementarios en la Península Ibérica.

La central nuclear de Ascó II cumple 40 años de producción continua

Elperiodicodelaenergia.com, 28 octubre de 2025

La central es la segunda de las tres centrales tarraconenses en alcanzar la operación a largo plazo

La central nuclear Ascó II (Tarragona) ha cumplido cuarenta años en activo, en los que ha generado 304 TWh brutos en sus 30 ciclos de operación, el equivalente al consumo eléctrico de los 19,43 millones de hogares españoles actuales durante cuatro años y medio, según la Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II (ANAV).



La unidad II de la central de Ascó se sincronizó por primera vez a la red eléctrica el 23 de octubre de 1985, aunque no inició su **operación** comercial hasta el 31 de marzo de 1986.

Durante estos primeros 40 años de funcionamiento, Ascó II “se ha erigido como una de las instalaciones que más energía eléctrica ha producido en España en toda su historia”, apunta la ANAV en un comunicado.

Ascó II

Ascó II es la segunda de las tres centrales tarraconenses en alcanzar la operación a largo plazo –

la primera fue Ascó, que cumplió 40 años en agosto de 2023-, explica ANAV, que asegura que invierte anualmente más de 30 millones de euros en cada una de sus tres unidades.

“Esta inversión va destinada a la mejora y modernización de las instalaciones y los sistemas, así como en la renovación de sus principales componentes. Además, la generación que puso en marcha y operó las plantas durante sus primeras décadas de funcionamiento ha ido dando paso y trasvasando su conocimiento y experiencia a un equipo humano actual con una media de edad de 46,2 años”, señala la operadora nuclear.

Las centrales nucleares Ascó y Vandellós II produjeron de manera conjunta en 2024 el 8,8 % de la energía eléctrica del sistema eléctrico peninsular y el 59,1 % de Cataluña, concluye ANAV.

Iberdrola cifra en 180 millones el impacto en sus cuentas hasta septiembre por el apagón

Elperiodicodelaenergía.com, 28 octubre de 2025

En su informe de cuentas del primer semestre de 2025, la energética ya cuantificaba un impacto por el apagón de algo más de 130 millones

Iberdrola ha cifrado en 180 millones de euros el impacto negativo en sus cuentas hasta el pasado mes de septiembre por el apagón en España y Portugal del 28 de abril, según consta en la documentación remitida por el grupo a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

En una conferencia con analistas para presentar los resultados de los nueve primeros meses del año, el presidente de Iberdrola, **Ignacio Sánchez Galán**, señaló que la operación reforzada en el sistema eléctrico, aplicada por **Red Eléctrica de España (REE)** desde el 'blackout', está suponiendo un aumento de **costes de los servicios auxiliares** que, en la mayor parte de los casos, **la compañía no está pudiendo trasladar a sus contratos multianuales**. "Entonces esto afecta los resultados, puesto que no hemos trasladado estos costes a nuestros clientes", añadió.

El apagón para Iberdrola

En su informe de cuentas del primer semestre de 2025, Iberdrola ya cuantificaba un impacto por el apagón de algo más de 130 millones de euros.

Galán indicó que, tanto en los informes que se han ido conociendo como en la investigación en la **comisión del Senado**, se ha dicho "claramente" que la causa del incidente "fue la falta de energía síncrona para aportar energía al sistema".

"Y también dicen que a medida que entran más renovables en el sistema el suministro se torna variable y esto precisa de más energía síncrona. El hecho está en que el operador del sistema ha modificado la operación y está trabajando más con energía síncrona", aseguró al respecto.



Edificio de la sede de Iberdrola, a 11 de marzo de 2025, en Madrid (España).

Edoardo Perra - Europa Press

El CSN no comenzará a estudiar la prórroga de Almaraz hasta que el Gobierno se lo pida, como marca la normativa

Elperiodicodelaenergía.com, 28 octubre de 2025

El informe del CSN será preceptivo y vinculante si tiene carácter negativo o denegatorio según Ley 15/1980 de creación del Consejo de Seguridad Nuclear.

El Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) no comenzará a estudiar la prórroga de la central nuclear de Almaraz (Extremadura) hasta que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) no le traslade la información para que emita su informe sobre la continuidad de la explotación, según se desprende del Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas.

Iberdrola, Endesa y Naturgy han trasladado este viernes al Gobierno su "disposición" para ampliar el calendario de cierre de Almaraz, cuya clausura del primero de sus reactores está prevista para 2027. Según la normativa en vigor, el CSN remitirá un informe a Miteco sobre la continuidad de la central al menos dos meses antes de la fecha de caducidad de la autorización vigentes, es decir, el 1 de septiembre de 2027.



El informe del CSN será preceptivo y además vinculante si tiene carácter negativo o denegatorio. El papel del organismo será determinante en el futuro de la central. Su informe no solo es preceptivo, es decir, obligatorio dentro del procedimiento administrativo, sino que además tiene carácter vinculante cuando es negativo o denegatorio de una concesión, tal y como establece la Ley 15/1980 de creación del organismo. En la práctica, esto significa que si el CSN emite un dictamen desfavorable sobre la seguridad de la instalación o sobre las condiciones para prolongar su funcionamiento, el Gobierno no podría autorizar la prórroga, incluso aunque existiera voluntad política o empresarial para mantener la central operativa. Por el contrario, un

informe positivo del regulador no implica automáticamente la renovación: en ese caso, el Ejecutivo dispone de margen para decidir si concede o no la autorización, valorando otros factores, como los costes económicos, la política energética o la planificación del cierre progresivo del parque nuclear. Su dictamen constituye un paso imprescindible antes de que el Ministerio para la Transición Ecológica pueda tomar cualquier decisión sobre la continuidad de Almaraz.

Red Eléctrica premiará con rampas más rápidas a las instalaciones de renovables voluntarias que controlen tensión

Elperiodicodelaenergía.com, 28 octubre de 2025

La puesta en marcha del nuevo procedimiento de operación 7.4 se iniciará previsiblemente con algunos voluntarios en el mes de diciembre

Red Eléctrica tiene un plan para ir poco a poco añadiendo a las instalaciones de renovables para que puedan controlar tensión en la red. El **nuevo procedimiento de operación 7.4 ya están en marcha**. Más de 100 pero menos de 200 instalaciones se han presentado ante el operador del sistema para hacer las primeras pruebas. Son los llamados voluntarios del nuevo 7.4, los que vienen a salvar a España de un nuevo apagón.

Pero como buen pelotón de marines americanos, no todo el mundo es válido para ello ni está preparado para lograr los objetivos de controlar la tensión. No es una tarea fácil por mucho que algunos nos quieran hacer ver.

Este grupo de 'marines' tiene que superar unas pruebas técnicas para poder ser uno de los elegidos de formar parte de este insigne grupo de *salvapatrias*. Las instalaciones deben estar preparadas además de ser finalmente seleccionadas por Red Eléctrica. Quien cumpla con todos estos requisitos tendrá premio.

Así lo explicó la directora de Operación de Red Eléctrica, **Concha Sánchez**, durante una jornada del CITE25 celebrada la semana pasada en Pamplona.



"Aquellas instalaciones que comiencen a proporcionar control de tensión de forma voluntaria podrán verse beneficiadas de una mejora en las rampas y hacérselas algo más rápidas que los 15 minutos actuales", dijo durante su intervención.

Sánchez ahondó en la necesidad del operador de tener que tomar esta medida sobre las rampas, y explicó que en el mejor de los casos se podrían beneficiar con rampas de subida y bajada de 10 minutos, pero que en ningún caso se volverían a los términos anteriores de 2 minutos que es lo que tenían hasta hace unas semanas.

El sector se puede olvidar por un tiempo, si no para siempre, de regresar a esas magnitudes de rampas de 120 segundos o menos.

Un año de trabajos, mínimo

El plan de Red Eléctrica es iniciar los primeros trabajos con los voluntarios en el mes de diciembre para que en el mejor de los casos comenzar en enero y ya ir poco a poco dando entrada a estas primeras instalaciones.

Según Sánchez, el nuevo procedimiento de operación 7.4 concluirá en aplicarse un año, por lo que **hasta enero de 2027 no estará del todo a pleno rendimiento**. Se trata de un proceso complejo en el que hay que ir dando entrada a los distintos actores poco a poco.

Cabe recordar que El Periódico de la Energía fue el medio que contó en exclusiva que [el nuevo P.O. 7.4 llevaba años en los cajones de la CNMC](#). A las pocas semanas de denunciarlo y hacerlo público, el regulador decidió aprobar de manera inmediata [dicho procedimiento](#).

Está prevista su puesta en marcha a partir de enero con los primeros voluntarios pero podrá aplicarse en el sistema durante el primer trimestre de 2026.

Naturgy gana 1.668 millones, un 5,6% más y mejora su liquidez con la vista puesta en los índices MSCI

Eleconomista.es, 29 octubre de 2025

- *Invierte en el periodo 1.389 millones de euros en sus negocios de redes y renovables*
- *La empresa confirma su objetivo de alcanzar los 2.000 millones a final de año*
- *Pagará un dividendo de 0,60 euros el próximo 5 de noviembre*



Naturgy ha logrado un beneficio neto de 1.668 millones de euros hasta septiembre, un 5,6% más que en el mismo periodo del año anterior, impulsado por la fortaleza de los negocios liberalizados y el sólido desempeño operativo de su división de energía. El resultado operativo bruto (EBITDA) se mantuvo prácticamente estable, en 4.214 millones de euros, en línea con los máximos históricos alcanzados en 2024.

Las ventas alcanzaron los 14.586 millones de euros, un 4,8% más, apoyadas por unos precios del gas y la electricidad superiores a los del año anterior en un contexto de tensiones geopolíticas y volatilidad de las materias primas. La compañía destacó la resiliencia de su modelo de

negocio, con una cartera diversificada de activos y geografías, y una gestión proactiva del riesgo que permitió compensar la presión de los tipos de cambio y la caída de márgenes en comercialización.

El flujo de caja libre después de minoritarios se duplicó con creces, hasta 2.151 millones de euros, pese al impacto de la recompra de acciones completada en junio por 2.332 millones. Esta operación, que representó el 9,1% del capital social, se acompañó de colocaciones aceleradas posteriores por valor conjunto de 1.375 millones, con el objetivo de aumentar el capital flotante hasta el 18,7% y mejorar la liquidez bursátil.

Naturgy ha logrado un beneficio neto de 1.668 millones de euros hasta septiembre, un 5,6% más que en el mismo periodo del año anterior, impulsado por la fortaleza de los negocios liberalizados y el sólido desempeño operativo de su división de energía. El resultado operativo bruto (EBITDA) se mantuvo prácticamente estable, en 4.214 millones de euros, en línea con los máximos históricos alcanzados en 2024.

Las ventas alcanzaron los 14.586 millones de euros, un 4,8% más, apoyadas por unos precios del gas y la electricidad superiores a los del año anterior en un contexto de tensiones geopolíticas y volatilidad de las materias primas. La compañía destacó la resiliencia de su modelo de negocio, con una cartera diversificada de activos y geografías, y una gestión proactiva del riesgo que permitió compensar la presión de los tipos de cambio y la caída de márgenes en comercialización.

El flujo de caja libre después de minoritarios se duplicó con creces, hasta 2.151 millones de euros, pese al impacto de la recompra de acciones completada en junio por 2.332 millones. Esta operación, que representó el 9,1% del capital social, se acompañó de colocaciones aceleradas posteriores por valor conjunto de 1.375 millones, con el objetivo de aumentar el capital flotante hasta el 18,7% y mejorar la liquidez bursátil.

La deuda neta se situó en 12.913 millones, un 5,8% más que a cierre de 2024, lo que equivale a 2,4 veces el EBITDA de los últimos doce meses. Naturgy mantiene una calificación crediticia de 'BBB' con perspectiva estable por S&P y Fitch.

Por divisiones, las redes de distribución aportaron un ebitda de 2.087 millones, un 8,2% menos, debido al efecto de los extraordinarios en Chile el año anterior y la depreciación de las divisas latinoamericanas. En España, la distribución eléctrica mejoró un 6,4%, apoyada por una mayor retribución regulada.

El área de mercados de energía creció un 5,2%, hasta 2.162 millones de EBITDA, gracias al fuerte desempeño de la generación térmica en España (+83%), que compensó la menor producción en Latinoamérica. Las renovables aumentaron su capacidad instalada hasta 7,8 GW, con 1,5 GW en construcción, destacando el crecimiento en Australia y Estados Unidos.

El negocio de comercialización registró un descenso del 15,8% en su EBITDA (500 millones), afectado por la ausencia del impacto judicial positivo del "bono social" contabilizado en 2024. No obstante, la eliminación del gravamen extraordinario a la energía y la digitalización de su base de clientes en España mejoraron la eficiencia.

En el ámbito ASG, Naturgy redujo significativamente sus índices de frecuencia y gravedad de accidentes laborales y aumentó la representación femenina al 36,4%. Las emisiones de CO₂ crecieron por el mayor uso de los ciclos combinados tras el apagón de abril, pero la capacidad instalada libre de emisiones subió al 45,3%.

De cara al cierre del ejercicio, la compañía reafirmó sus previsiones de alcanzar un EBITDA superior a 5.300 millones y un beneficio neto de más de 2.000 millones de euros en 2025, con una ratio de deuda/EBITDA próxima a 2,3 veces. Además, confirmó el pago del segundo dividendo a cuenta de 0,60 euros por acción el próximo 5 de noviembre y mantuvo su política de remuneración creciente hasta 2027.

Endesa gana 1.711 millones hasta septiembre, un 22% más, y confirma las mejores previsiones para 2025

Eleconomista.es, 29 octubre de 2025

- **La compañía vuelve a reclamar a la CNCM un marco retributivo "justo y razonable"**
- **Iberdrola, Endesa y Naturgy pedirán este jueves la ampliación de vida de Almaraz**
- **El Gobierno quiere darse hasta marzo para decidir sobre el futuro de Almaraz**

Endesa obtuvo un **beneficio neto de 1.711 millones de euros** hasta el mes de septiembre, un 22% más respecto a los 1.404 millones que acumuló en estas mismas fechas en el año anterior. Del mismo modo, la

eléctrica obtuvo un beneficio bruto de explotación (**ebitda**) de **4.224 millones**, un 9% más respecto al alcanzado en los nueve primeros meses de 2024.

La compañía, que compartió estos resultados a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), señala que los buenos resultados financieros cosechados permiten **confirmar sus previsiones para el conjunto del año en su rango más alto**, lo que supondría alcanzar los 2.000 millones de resultado neto y los 5.600 millones de ebitda.

A nivel de **ingresos**, estos apenas crecieron en el interanual un 1,2%, quedándose en 15.948 millones. Sin embargo, la compañía destaca el sólido ascenso registrado en el **flujo de caja**, del 29%, que ha pasado de 2.669 millones hasta situarse en 3.437 millones de euros. Esta cuantía sería, en palabras de Endesa, **"más que suficiente" para cubrir las necesidades de inversiones** orgánicas e inorgánicas, de 2.400 millones en términos brutos. En cuanto a la deuda neta, se sitúa tras estos primeros tres trimestres en los 10.300 millones de euros, un 11% más que a cierre de todo el ejercicio 2024.



José Bogas, consejero delegado de Endesa, y Marco Palema, director general económico-financiero

Detrás de estas buenas cifras, la energética destaca el **crecimiento de la demanda eléctrica** en estos nueve meses, que se sitúa en términos ajustados en el 1,8% a nivel peninsular, y en el 2,5% en el área de distribución de Endesa en la Península. "La recuperación del consumo del sector industrial y servicios, gracias, entre otros, a la conexión de centros de datos, así como el mayor consumo residencial derivado del alza de temperaturas el pasado verano sustentan este incremento", explica la compañía. También se sustentan en el **alza interanual del 21% de los precios medios del pool eléctrico** hasta septiembre, que se han situado en los 63 euros por megavatio-hora, y a los que hay que sumar en promedio, otros 17 euros de costes de servicios auxiliares, fundamentalmente derivados de la denominada operación reforzada que está realizando el operador del sistema desde el apagón del 28 de abril. "Con todo ello, el precio medio eléctrico es de 80 euros/MWh de enero a septiembre", indica.

Por tecnologías, la empresa energética destaca un aumento del 16% en la aportación de la generación convencional mediante **gas**, así como una caída del margen nuclear por mayores costes variables, debido al impuesto del 7% a la generación y otros gravámenes del sector. En cuanto a la generación **renovable**, la mayor producción hidroeléctrica compensó la rebaja de los precios capturados de la eólica y la solar.

Como principales hitos del periodo trimestral, la empresa que dirige **José Bogas** destaca la compra del 100% de la compañía eólica Cetasa, en la que ya poseía un 37,5% del accionariado, y **la venta de un 49,99% de un paquete de plantas solares en funcionamiento a Masdar**. Igualmente, también se firmó en estos tres meses la **adquisición de la comercializadora energética del grupo MasOrange**, aunque esta operación está pendiente de obtener la autorización por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Y, por último, se ha lanzado el tercer tramo por hasta 500 millones, con un plazo temporal de ejecución hasta el próximo 28 de febrero, dentro del **programa de recompra de acciones** de 2.000 millones de euros aprobado en la Junta de Accionistas de este año.

Al margen de logros e hitos, la eléctrica aprovechó la cita trimestral para lanzar algunos mensajes al regulador en materia sectorial. "La compañía reitera al mercado que **la segunda propuesta de la CNMC** para retribuir la red de distribución entre 2026 y 2031 desincentiva la inversión y no facilita la consecución de los objetivos de la política energética del país: la descarbonización y electrificación de la economía", destacó la compañía en el comunicado que acompañó a los resultados. "Se necesita un marco retributivo justo y razonable acorde al desafío que afrontamos. Además, la actualización pendiente de la tasa de retribución debe resolver con urgencia las **asimetrías con otros países europeos** y con otros sectores regulados en España", añadió.

También lanzó otro mensaje en relación al cierre/no cierre de la **Central Nuclear de Almaraz**, la misma semana en que, si nada cambia, **Endesa presentará junto con Iberdrola y Naturgy la propuesta de extensión de su vida útil**. "Endesa reitera que, atendiendo a las lecciones aprendidas del apagón y con un sistema dominado por las energías renovables, es crítico reconsiderar el cierre previsto del parque nuclear, que se

inicia con Almaraz. Esta central se ha revelado como clave para reforzar la seguridad de suministro en un área geográfica que cuenta con una amplia presencia de renovables", destacó la compañía.

Redeia gana 389 millones, un 4,6% menos por la venta de Hispasat

Eleconomista.es, 29 octubre de 2025

- **La compañía acelera la inversión en redes para reforzar el sistema eléctrico tras el apagón**
- **La compañía pagará un dividendo de 20 céntimos el próximo 7 de enero**



Redeia ha logrado un resultado neto atribuido al grupo de 389,8 millones de euros, un 4,6% menos que un año antes, afectado por la desconsolidación de Hispasat tras su venta a Indra. El beneficio bruto de explotación (EBITDA) creció un 3%, hasta los 950,9 millones, mientras que los ingresos alcanzaron los 1.218,1 millones, un 2,5% más.

La compañía cerró los nueve primeros meses de 2025 con una inversión récord de 967,5 millones de euros, un 47,6% más que en el mismo periodo del año anterior, impulsada por el refuerzo del sistema eléctrico nacional y los proyectos estratégicos vinculados a la transición energética. Más del 94% de la inversión correspondió al negocio regulado en

España, en un contexto marcado por el apagón eléctrico del pasado 28 de abril y el avance en el despliegue de nuevas interconexiones internacionales.

Durante el periodo, la inversión en el desarrollo de la red de transporte nacional se elevó a 834 millones de euros, frente a los 526 millones de 2024, con avances en proyectos como la interconexión con Francia por el Golfo de Vizcaya, el enlace Península-Baleares y las conexiones La Gomera-Tenerife y Península-Ceuta. También progresan las obras del almacenamiento hidráulico reversible de Gran Canaria.

La deuda financiera neta del grupo aumentó un 13,3%, hasta 6.083 millones de euros, debido al fuerte ritmo inversor. Redeia emitió en septiembre bonos verdes por 500 millones de euros a seis años, con un interés del 3,018%, dentro de una estrategia que ya sitúa el 80% de su deuda bajo criterios sostenibles.

El Consejo de Administración aprobó el reparto de un dividendo a cuenta de 0,20 euros por acción, en línea con su política de remuneración, que garantiza un mínimo anual de 0,80 euros por título. Según indica en sus cuentas la compañía, hasta la fecha los dividendos pagados se reducen en un 19% hasta los 454,7 millones de euros.

La compañía destacó que el apagón del 28 de abril, que dejó sin suministro a la Península Ibérica durante horas, tuvo un "origen multifactorial" y derivó en un problema de sobretensión y desconexiones en cascada.

Redeia aseguró que su filial Red Eléctrica actuó "con rapidez y sin incidencias apreciables" en la reposición del servicio. A día de hoy, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y la Audiencia Nacional mantienen abiertas investigaciones, pero la empresa considera "no probable" que el incidente implique la salida de recursos futuros.

En el plano regulatorio, la compañía subrayó el avance de la nueva Planificación Eléctrica 2025-2030, que contempla inversiones por 13.600 millones de euros, y la revisión al alza de la tasa de retribución financiera propuesta por la CNMC hasta el 6,46% para el próximo periodo regulatorio.

Rating, en revisión

El 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. El pasado 8 de septiembre S&P mantuvo el "CreditWatch" negativo, indicando un plazo de resolución de entre 3 y 6 meses.

La calificación crediticia de Fitch se ratificó el 8 de octubre de 2024 en el nivel 'A-', con perspectiva estable. El pasado 12 de septiembre, la agencia llevó a cabo un "Review – No Action" posponiendo la revisión anual del rating para poder incorporar las novedades en el ámbito regulatorio, así como los nuevos niveles de inversión.

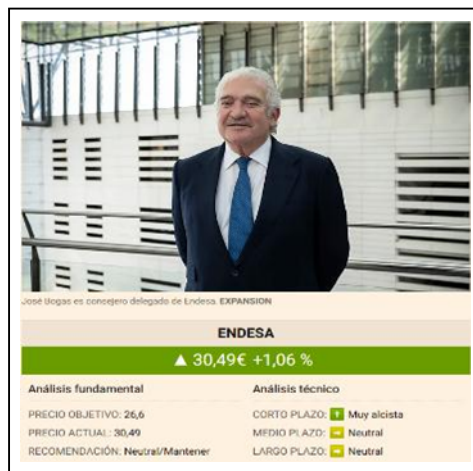
Endesa dispara un 22% el beneficio y mantiene sus mejores previsiones

Eleconomista.es, 29 octubre de 2025

- [El Gobierno prepara el 'sí' a la prórroga de Almaraz](#)
- [La CNMC cede ante Iberdrola y Endesa por los peajes de la luz](#)
- [Masorange y Endesa cierran su alianza en telecomos y energía](#)

La eléctrica culpa a Red Eléctrica de provocar un sobrecoste de 17 euros por megavatio hora, desde 63 hasta 80 euros, por sus medidas anti-apagón, que sigue "sin aclarar".

Endesa ha obtenido un beneficio neto de 1.711 millones hasta septiembre, lo que supone un 22% más que en 2024. Aunque es un ritmo menor que el avance del 30% que tuvo la empresa hasta junio, el grupo mantiene las perspectivas para el conjunto del año en la parte más alta del rango de previsiones. En concreto, el grupo apunta a 5.600 millones de beneficio bruto de explotación (ebitda) y 2.000 millones de resultado neto. El ebitda hasta septiembre se situó en 4.224 millones, un 9% más, marcado por una alta volatilidad en los precios de la electricidad en España. **Endesa culpa de fuertes subidas en la luz al modo reforzado del sistema eléctrico** que está aplicando Red Eléctrica para evitar nuevos apagones.



En concreto, Endesa explica que los precios medios del mercado mayorista de electricidad (**pool eléctrico**), se han situado en **63 euros por megavatio hora** en los nueve primeros meses del año, lo que supone un alza interanual del 21%. "A esa cantidad hay que sumar, igualmente en promedio, otros 17 euros de costes de servicios auxiliares, fundamentalmente derivados de la denominada operación reforzada que está realizando el operador del sistema desde el apagón del 28 de abril". **Con todo ello, el precio medio eléctrico es de 80 euros por megavatio hora de enero a septiembre.**

"Sigue sin estar claro durante cuánto tiempo mantendrá el operador del sistema [Red Eléctrica] su operación especial anti-apagones, que supone un sobrecoste relevante para el sistema", ha dicho José Bogas, consejero delegado de Endesa. Junto a ello, "se deberían considerar algunas lecciones aprendidas tras el incidente". **"El sistema eléctrico español es seguro, pero es necesario actualizar su operación tras producirse cambios estructurales derivados** de la presencia dominante de tecnologías renovables. En este nuevo escenario, es crítico reconsiderar el previsto plan de cierre de la flota nuclear, que se inicia en Almaraz. Esta planta se ha revelado como clave para reforzar la seguridad de suministro debido a su localización en un área geográfica con una gran producción renovable".

La deuda neta se sitúa en los **10.300 millones de euros, un 11% más que a cierre de 2024**. El flujo libre de caja generado en el período (3.437 millones de flujo libre de caja) es más que suficiente para cubrir las necesidades de inversiones orgánicas e inorgánicas (2.400 millones en términos brutos). Además, la evolución de la deuda neta refleja el pago de dividendos (aproximadamente 1.500 millones de euros) así como la ejecución del segundo tramo del plan de recompra de acciones (aproximadamente 450 millones de euros). **La ratio de apalancamiento (deuda neta respecto al ebitda de los últimos 12 meses)** se mantiene en 1,8 veces, misma cifra que a final del pasado ejercicio.

EDP Renovables acelera la venta de activos antes de su nuevo plan estratégico

Eleconomista.es, 30 octubre de 2025

- **La eléctrica vende el 49% de sus activos en EEUU a Ares Management por 2.900 millones**
- **Se desprende de 300 MW en Corea del Sur a Gurun Energy**

EDP Renewables (EDPR) ha acelerado su programa global de rotación de activos en vísperas de su próximo Capital Markets Day, previsto para la próxima semana. La compañía ha cerrado dos operaciones relevantes que confirman su estrategia de liberar capital y reforzar su balance en un contexto de tipos altos y presión sobre márgenes.



EDP Renewables ha anunciado la venta del 49 % de una cartera de activos en Estados Unidos a Ares Management Corporation, una de las mayores gestoras globales de inversión alternativa. El acuerdo, valorado en unos 2.900 millones de dólares, incluye diez instalaciones con un total de 1.632 MW —de los cuales 1.030 MW son solares, 402 MW eólicos y 200 MW de almacenamiento— distribuidas en cuatro mercados eléctricos norteamericanos. Todos los proyectos cuentan con contratos de compraventa de energía (PPAs) a largo plazo, con una duración media de 18 años.

Para Ares, la operación supone una oportunidad de diversificación y exposición a activos de alta calidad en el segmento renovable estadounidense.

Por un lado, la firma portuguesa ha acordado la venta de su cartera de proyectos eólicos y solares en Corea del Sur a Gurun Energy, empresa con sede en Singapur, por un total de 303 MW de capacidad. Con esta adquisición, [Gurun Energy duplica su tamaño en el país](#), superando los 600 MW en desarrollo, y consolida su presencia en el mercado asiático tras abrir recientemente su segunda oficina en Seúl.

Según su director representante, Seongoh Yeom, esta operación refleja la confianza en "el potencial de Corea del Sur para liderar la transición hacia la energía limpia en Asia".

La transacción encaja en el proceso de rotación de activos que EDP viene aplicando de forma sistemática desde 2021, consistente en desarrollar, operar y posteriormente vender participaciones en proyectos maduros para reinvertir en nuevas oportunidades.

Para EDP, en cambio, se trata de una desinversión estratégica que refuerza su modelo de crecimiento con rotación de activos, piedra angular de su plan de negocio 2023-2026. Este enfoque permite a la compañía financiar parte de sus nuevas inversiones sin incrementar deuda, mientras mantiene un ritmo sostenido de expansión internacional.

En conjunto, las operaciones en Corea del Sur y Estados Unidos suponen un doble movimiento de desinversión en dos geografías no estratégicas para el control directo del grupo, pero esenciales para captar capital y consolidar su posición global. EDPR, que cerró 2024 con más de 15 GW en operación y una cartera superior a los 100 GW en distintas fases de desarrollo, prepara su próximo Capital Markets Day con la vista puesta en reforzar la rentabilidad, acelerar la rotación de activos y reorientar su crecimiento hacia mercados con marcos regulatorios más estables.

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