

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



Nos importan  
las **PERSONAS**

Creemos en la  
**NEGOCIACIÓN**

Trabajamos para  
construir un  
**FUTURO** mejor

# 1.- El sistema eléctrico necesita una cláusula M&M.

lavanguardia.com, 4 julio de 2025

**Mientras Redeia cruza acusaciones con Iberdrola y Endesa, los informes del apagón demuestran que el suministro no es tan robusto como pensábamos.**



La cláusula M&M es un clásico. Un clásico no se sabe si del derecho mercantil, de la eficiencia empresarial o del rock ochentero, pero un clásico. Para quien no la conozca, aquí va la historia. La banda Van Halen escondía en los extensos contratos con las empresas encargadas de organizar sus conciertos una cláusula un tanto misteriosa. Era el punto 126 y decía que en el backstage debía figurar un bol con chokolatinas M&M, de todos los colores salvo el marrón. La exigencia tenía como objetivo comprobar en el momento de llegar al camerino que la empresa había leído y cumplido el contrato punto por punto. No es para menos. El espectáculo del grupo californiano requería un complejo montaje en el que nada podía fallar, y de ahí la importancia de que todos los implicados siguiesen al dictado cada requerimiento. Cualquier error, por nimio que resultase, podía echar por tierra

todo el recital. Sí, como ocurre con el sistema eléctrico, epítome del rock duro industrial.

¿A qué viene todo esto? Han pasado dos meses desde el gran apagón y en este tiempo ha sido profusa la producción de papeleo en busca de las causas y, sobre todo, de los responsables del costoso accidente industrial. Ya se conoce el informe del Gobierno sobre lo ocurrido y todo parece indicar que alguien no ha cumplido al pie de la letra el contrato. Mientras, y esta es la segunda gran novedad, se han adoptado medidas para evitar un nuevo desvanecimiento eléctrico. Impulsadas por el Consejo de ministros y la CNMC, muchas de ellas llevaban años metidas en los cajones, a la espera de aprobación.

Lo cierto es que, dos meses después del incidente, nuestra fascinación por lo sucedido no decae. Pilar Blázquez ha dedicado decenas de artículos a alimentarla, como este en el que describe segundo a segundo aquella vertiginosa concatenación de desconexiones. O este sobre el funcionamiento de la red eléctrica que presumía de su firmeza. O este donde explica por qué la factura sube tras el apagón. O este en el que cuenta cómo la central hidráulica de Aldeadávila reactiva el sistema. O este acerca del día D y la hora H.

No hay canción de Van Halen capaz de describir la cantidad de cosas que pueden ocurrir entre las 12:32:05 y las 12:33:23 de un día cualquiera. Es como si en apenas un minuto se precipitase la cadena de acontecimientos que provocó la caída del Imperio Romano, la descomposición de la URSS o la crisis del PSOE desde que Koldo dio al botón de grabar hasta el encarcelamiento de Santos Cerdán.

Esta semana, el apagón ha demostrado de nuevo su capacidad para obsesionar a los concernidos. Red Eléctrica o, mejor dicho, la matriz Redeia celebró el lunes una junta de accionistas en la que su presidenta, Beatriz Corredor, insistió en rechazar la responsabilidad del operador de la red en el apagón. No habrá provisiones contables, dijo el consejero delegado en una asamblea que, pese a celebrarse de forma telemática, estuvo también marcada por la intervención de cuatro asociaciones de accionistas minoritarios, todas ellas críticas con la gestión de la crisis y administradas por el mismo despacho de abogados,

Cremades & Calvo Sotelo. Como toque de emoción, Redeia aceptó que se votase acerca de incluir en el orden del día un punto sobre el cese de Corredor, intriga que se resolvió sin mayores consecuencias.



Beatriz Corredor, presidenta de Redeia

De vuelta al escenario musical del 28 de abril, aún hay investigaciones en marcha. Lo sucedido, recordemos, está siendo analizado por la CNMC, el grupo de operadores europeos Entso-e y, sobre todo, la Audiencia Nacional, cuyas diligencias han sido declaradas secretas.

Sin embargo, ya se han publicado tres informes que ofrecen material suficiente para intuir por qué tras caerse una planta fotovoltaica en el sur peninsular se sucedieron desconexiones de centrales de respaldo en Granada, Badajoz y Sevilla, y el posterior cero eléctrico. Son los informes del Gobierno y los que posteriormente han presentado Red Eléctrica y las propias compañías eléctricas para arrojar los trastos a la cabeza. Las segundas lo hacen agrupadas en la asociación Aelec, que representa a Endesa, Iberdrola y EDP.

La conclusión general deja un regusto a fallo multiorgánico por falta de medicación. “Una convergencia de múltiples factores”, por usar la expresión de la ministra Aagesen. Hay indicios de que, entre causas necesarias y suficientes, las responsabilidades quedarán repartidas, un poco como en el desenlace de Asesinato en el Orient Express. También de que se estaban incumpliendo por parte de multitud de empresas las obligaciones fijadas por la regulación.

Por la cuenta que les trae de cara a indemnizaciones y reclamaciones, las compañías se culpan unas a otras. Ya saben: si hay un problema, no busque la solución, busque al culpable.

En el informe de Red Eléctrica donde se acusa a los generadores de electricidad de no cumplir con sus obligaciones de control de tensión.

En el de las eléctricas, en el que se apunta a Red Eléctrica por no programar suficiente generación de respaldo ni controlar la tensión en la red de transporte.

Por extensión y amplitud de responsables, el principal informe es el del Gobierno, donde se identifican todos los males del párrafo anterior y algunos más. Es un informe árido y lleno de tachones en aras de la confidencialidad, pero también bastante completo. El fruto del trabajo de 75 expertos dedicados a analizar más de 300 gigabytes de información y 770 solicitudes de información. Puede consultarse aquí y viene a constatar un incumplimiento casi generalizado de protocolos de seguridad.

Y es en este punto donde surge no tanto la curiosidad por saber qué paso, sino una comezón acerca de lo que dábamos por seguro. El robusto y portentoso sistema eléctrico, este coloso ingenieril de cuya infalibilidad tanto nos habían hablado, parece no ser tal.

El informe del Gobierno no solo reprocha a Red Eléctrica su incapacidad para hallar a tiempo alternativas a la central térmica que se averió en la tarde del 27 de abril en el sur peninsular. Ni se limita a reprobar a las eléctricas por el comportamiento de las centrales de respaldo, que lejos de absorber la energía reactiva -- en el sector comparan la energía reactiva con la espuma de la cerveza-- llegaron a agravar el problema. También se dicen otras cosas que dejan en mala situación el conjunto del sistema eléctrico.

**En torno a la página 110 se realizan afirmaciones de este tipo:**

- En el momento del apagón, el 22% de las 850 mayores instalaciones de renovables, cogeneración y residuos incumplían la obligación de mantener un factor de potencia determinado.

- El despliegue de renovables ha favorecido la aparición de “complejas estructuras de evacuación” a modo de “árbol de Navidad”. Decenas de plantas cuelgan de él, cada una de ellas adscrita a un centro de control diferente, mientras el tronco lo gestiona a menudo una entidad sin personalidad jurídica. Un magnífico lío administrativo que impide recabar y comparar información.

- De 141 grandes consumidores conectados a la red de transporte en el momento del apagón, veinte no cumplían con el factor de potencia exigido. Cogidos in fraganti.

- En el caso de las redes de distribución, pertenecientes a las eléctricas, se han detectado incumplimientos entre el 9% y el 21% de los 283 puntos frontera analizados.



Marina Serrano, presidenta de Aelec

**Todo ello, una radiante mañana de primavera entre las 12:32:05 y las 12:33:23 horas del mediodía.**

En fin, al margen los grandes culpables, el 28 de abril funcionó también como una inspección sorpresa a gran escala del sistema eléctrico, con resultados inquietantes. Como indicó la ministra de Transición Ecológica, Sara Aagesen, tras el Consejo de Ministros en el que se aprobó el real decreto ley antiapagón, es necesario garantizar que todos los operadores cumplen sus obligaciones. La palabra todos resuena aquí con fuerza y apunta a una población mucho más amplia que el ramillete de grandes empresas, al margen de su mayor responsabilidad.

A la vista de lo anterior, la sensación es de amplio desbarajuste. Vamos, que requiere una medida punitiva desde la newsletter Dinero. Y es la siguiente: el sistema eléctrico necesita una cláusula M&M. Una absurda exigencia que, al menos, garantice que se ha leído la oceánica normativa del sector y que hay voluntad de cumplimiento. ¿A que tiene gracia?

¿Qué cláusula M&M podría redactarse? Servirían sutiles señales, apenas perceptibles más que para el regulador, con el objeto de informar de que se está al tanto de las más endiabladas exigencias de la regulación. Por ejemplo, que la presidenta de Red Eléctrica levante el dedo meñique al iniciar cada junta de accionistas. Que el presidente de Iberdrola carraspee entre la palabra dividendo y la palabra ordinario. Que el consejero delegado de Endesa luzca una tirita en la patilla de las gafas el día de la presentación de resultados. Que el de Naturgy lleve un pin de Van Halen. Que el dueño de cada fábrica electrointensiva aparezca en la oficina con una caja de miguelitos de la Roda el día de su cumpleaños. Cosas así.

Un comentario para acabar. Al parecer, hubo una ocasión en la que falló la cláusula M&M. ¡Los integrantes del grupo hallaron una chocolatina marrón en el bol del backstage! Es de imaginar la escena de pavor. Como buena estrella de rock, el cantante, David Lee Roth, se encolerizó y destrozó todo lo que encontró a su paso (uno no se imagina a Sara Aagesen haciendo lo mismo en su despacho ministerial). Dicen que los gastos ascendieron a 12.000 dólares. También dicen que, en efecto, el escenario estaba mal montado y ocasionó un coste de 80.000 dólares al hundir el suelo de la pista de baloncesto sobre el que se hallaba. Quedó para siempre demostrada la utilidad de la cláusula 126. La cláusula que permite a todos saltar a gusto en un concierto. ¡Como dirían Van Halen, Jump!

## 2.- Iberdrola busca un acuerdo multimillonario con Abu Dabi.

expansion.com, 7 julio de 2025

### La visita de Al Jaber resucita la expectativa de Taqa en Naturgy. Y abre una carrera de Iberdrola, Endesa y Acciona por los acuerdos con Emiratos.

La cumbre empresarial e institucional que prepara el Gobierno del Emirato Árabe de Abu Dabi en Madrid esta semana ha desatado enormes expectativas corporativas en España. Grupos como Iberdrola, Endesa y Acciona aspiran a consolidar su relación con Emiratos e, incluso, poder aprovechar el evento para anunciar algún nuevo acuerdo.

Todo ello, además, mientras todo el mundo analizará con lupa hasta qué punto esa cumbre sirve para relanzar contactos entre Emiratos y accionistas de Naturgy de cara a una operación corporativa.

La cumbre, que se celebra mañana, ha adquirido una dimensión especial. Está prevista la visita a Madrid de Sultan Ahmed Al Jaber, ministro de Industria de Emiratos Árabes Unidos. Tendrá una apretada agenda de encuentros, además de una cena institucional multitudinaria en el exclusivo hotel Four Seasons de la capital española.

Al Jaber es uno de los hombres con más poder en el sector empresarial en Emiratos, y en especial en el energético. Además de ministro de este ámbito, es presidente de los grupos estatales emiratís Adnoc y Masdar. Adnoc es una de las mayores petroleras del Golfo Pérsico. Masdar es el hóliding de renovables que más rápido está creciendo en el mundo, con operaciones multimillonarias en varios países, entre ellos España, con inversiones voraces.

La excusa del evento es celebrar el décimo aniversario de Saeta Yield, una de las empresas que adquirió el pasado año Masdar en España. Este grupo sigue buscando de forma frenética oportunidades de inversión con grupos españoles, dentro y fuera de España.

Iberdrola, Acciona y Endesa se juegan posibles acuerdos históricos en esa carrera. A finales de 2023, Iberdrola y Masdar sellaron una declaración de intenciones para buscar oportunidades de inversión en renovables fuera de España, con potenciales inversiones conjuntas por hasta 15.000 millones. Ya tienen el parque eólico marino (offshore) Baltic Eagle, en el Báltico, en una coinversión de 1.600 millones.

#### Iberdrola, East Anglia

Pero el plato fuerte es el proyecto East Anglia One, en Reino Unido. Es la mayor offshore de Iberdrola, con una inversión de 12.000 millones.

Iberdrola lleva negociando desde hace meses incorporar a Masdar como socio. Poder anunciar un acuerdo de ese tipo marcaría un momento cumbre en la estrategia de partnerships (grandes socios por proyectos) de Iberdrola. Aunque la relación de Masdar con Iberdrola empezó para proyectos fuera de España, el grupo emiratí también ha analizado participar en fotovoltaicas españolas (proyecto Julieta).

#### Acciona, proyecto Thor

Por otra parte, Acciona Energía, filial del grupo Acciona, ultima la venta de un paquete instalaciones en España por 450 megavatios (MW) operativos de eólicas terrestres (on-shore) por un precio de unos 600 millones de euros.

Sería una de las mayores operaciones en renovables este año en el mercado español. Masdar ha analizado la compra. Acciona está en la fase final para seleccionar candidato.

## Endesa, proyecto Ra

El gran aliado hasta ahora en España de Masdar ha sido Endesa, grupo controlado por el gigante italiano Enel. Uno de los invitados al encuentro con Al Jaber es el embajador de Italia en España, Giuseppe Buccino Grimaldi. Masdar y Endesa sellaron en 2024 un acuerdo para coinvertir en 2.000 MW fotovoltaicos en España, a lo que siguió otro acuerdo para otros casi 500 MW este año (proyecto Ra). Ambos siguen analizando incorporar nuevas instalaciones a su alianza.

## 3.- La CNMC da la puntilla a las eléctricas: limita al 6,46% la tasa de retribución para las inversiones en redes.

eleconomista.es, 4 julio de 2025

**El sector reclamaba un 7,5% para acelerar el desarrollo necesario. La subida de los tipos de interés merma en un 26,4% la rentabilidad de estas inversiones.**



Cani Fernández, presidenta de la CNMC

La CNMC aprobó este pasado miércoles la tasa de retribución para las inversiones en redes eléctricas. El organismo que preside Cani Fernández, tal y como ya adelantó [elEconomista.es](#), ha apostado por fijar el nivel en el 6,46%, muy por debajo del 7,5% que pedían las eléctricas y que es la retribución que ha aprobado, por ejemplo, el Reino Unido para electrificar su economía, lo que ha motivado ya anuncios de inversiones históricas por parte de compañías como Iberdrola.

La tasa, que se espera que la CNMC anuncie en las próximas horas, está por debajo de la retribución que el propio organismo otorga a otras inversiones como las

correspondientes a telecomunicaciones o las aeroportuarias.

La medida, que en principio marca un incremento nominal, supone en la práctica una reducción de los niveles de rentabilidad. En 2019, la tasa aprobada fue del 5,58% y ahora la CNMC la sitúa en el 6,46%, pero con la diferencia clave de que en aquel momento los tipos de interés estaban casi al 0% y actualmente están en el 2%, por lo que en realidad provoca una reducción de la rentabilidad.

Según los cálculos de los expertos, la tasa de retribución debe compararse con la tasa de inversión sin riesgo (el bono español a 10 años) y en esa comparativa la tasa de 2019 tenía un diferencial de 435 puntos básicos, mientras que la tasa que ahora propone la CNMC se produce una rebaja hasta los 320 puntos básicos, de forma que la rentabilidad de la tasa de retribución cae un 26,4%.

La medida ha contado con el apoyo de Podemos y del PNV. Sus representantes, Carlos Aguilar y Enrique Monasterio, han sido claves para aprobar junto con la presidenta de la CNMC, Cani Fernández, la propuesta de la directora de Energía, Rocío Prieto.

A la tasa de retribución de redes eléctricas publicada por la CNMC todavía se pueden hacer alegaciones, ya que esta entrará en vigor el 31 de diciembre de 2025.

En este contexto, la Alianza España Verde y Conectada, que agrupa a más de 70 empresas, asociaciones y organizaciones de los sectores industrial, tecnológico, energético y social, comprometidas con la transformación económica de España hacia un modelo más sostenible y digital (ejemplos: Microsoft, Bosch, Cabify, Carrefour, Moeve, Sidenor, Legados, Iberdrola, Oikos etc...), reclaman "eliminar el tope a las

inversiones para no limitar la capacidad de las redes para cubrir la demanda de los nuevos proyectos y la fijación de una tasa y modelo retributivo competitivo para las redes eléctricas en los años 2026-2031".

## 4.- El Gobierno aprueba la instalación de compensadores síncronos y refuerza la interconexión con Francia.

elperiodicodelaenergia.com, 8 julio de 2025

**Las 65 actuaciones están destinadas a incorporar herramientas adicionales a las redes que faciliten el control de tensión, la estabilidad ante oscilaciones y en general, el refuerzo del sistema eléctrico.**



La vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Sara Aagesen

El Consejo de ministros, a petición del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco), ha aprobado un listado de actuaciones específicas para aumentar la resiliencia de la red eléctrica, que se incorporarán como una nueva Modificación puntual al Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026, la segunda, tras la experimentada en 2024. El listado incluye 65 actuaciones destinadas a incorporar herramientas adicionales a las redes que faciliten el control de tensión, la estabilidad ante oscilaciones y en general, el refuerzo del sistema eléctrico, tanto en la Península como en Canarias y Baleares.

Las actuaciones incluyen la instalación de compensadores síncronos por primera vez en la Península, así como la incorporación de nuevas unidades en las islas. Estos dispositivos proporcionan control dinámico de la tensión y, dado su carácter local, se distribuyen geográficamente para reforzarlo en las distintas zonas, complementando a los equipos y soluciones con los que ya cuenta el sistema para esa función.

### Los compensadores síncronos

Así, ocho compensadores se distribuyen por la península; otros dos en Canarias, en La Palma y Lanzarote, complementando los ya previstos en Gran Canaria y Tenerife; y se adelanta la ejecución de otro ya previsto en Mallorca. Estos equipos también aportan inercia al sistema y permiten incrementar la capacidad disponible en la red para nueva generación renovable, en particular en los sistemas no peninsulares.

La Modificación incluye un Sistema de Transmisión de Corriente Alterna Flexible (FACTS, por sus siglas en inglés) –en Cataluña, cerca de las interconexiones con el resto de Europa–, que contribuye a amortiguar oscilaciones en el sistema, así como la renovación e instalación de nuevas reactancias que permiten mejorar el control de tensión de forma distribuida. También se amplían algunas subestaciones y se incrementa la dotación de relés de maniobra.

Finalmente, se incorporan varias posiciones que permitirán conectar sistemas de generación de emergencia en Canarias, complementando otras líneas de trabajo conjunto del Miteco y el Gobierno insular para reforzar el suministro en el archipiélago.

### Anticipar soluciones técnicas

La nueva Modificación de la Planificación vigente tiene carácter excepcional, al amparo del Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, y es la primera vez que se aprueban modificaciones que se centran

exclusivamente en reforzar la operación y control de la red, frente a otras modificaciones o actualizaciones de la red que se han centrado en dar respuesta a las demandas de nueva generación y consumo, elementos que serán objeto de la próxima Planificación 2025-2030.

#### **Las actuaciones aprobadas hoy tienen dos objetivos fundamentales:**

- Anticipar soluciones técnicas para un sistema eléctrico progresivamente renovable, en línea con el 81% de generación eléctrica renovable previsto en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 (PNIEC).
- Reducir la necesidad de que Red Eléctrica aplique restricciones técnicas a la hora de gestionar el sistema eléctrico, con un ahorro estimado de unos 200 millones de euros anuales.

En este sentido, las actuaciones aprobadas reducen la necesidad de conectar centrales de generación que no hayan resultado casadas en el mercado en el mecanismo denominado restricciones técnicas. Este mecanismo supone la operación de centrales al mínimo técnico en momentos en que no es necesaria su energía, sino la prestación de otros servicios, como controlar la tensión, lo cual implica desplazar otras fuentes de generación más competitivas que sí hubieran casado en el mercado, con un sobrecoste para los consumidores.

Por lo tanto, las actuaciones de la Modificación, al aportar capacidades de control de tensión directamente desde la red, reducirán la necesidad de este tipo de mecanismos, generando ahorro económico, facilitando la integración de generación renovable –al no programar esas centrales al mínimo técnico–, y disminuyendo el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de efecto invernadero.

#### **Incidencia ambiental**

Con carácter general, las actuaciones previstas no requieren ocupación de nuevos terrenos ya que se instalarán en gran medida en las actuales infraestructuras de la red de transporte existentes. Por ello, y para acelerar la puesta en servicio de este equipamiento, las actuaciones quedan eximidas del trámite de audiencia habitual y se reducen los plazos de tramitación a la mitad en aquellas actuaciones cuya autorización sea de ámbito estatal.

La vigente Planificación de electricidad ya experimentó una Modificación puntual en abril de 2024, con 73 actuaciones vinculadas a una inversión de 489 millones, dirigidas principalmente a dar respuesta a nuevas demandas y proyectos que buscaban conectarse a la red eléctrica. Esta segunda Modificación puntual, de carácter excepcional por su foco en la resiliencia del sistema, tiene una inversión asociada de 750 millones, de modo que la inversión total de la Planificación con horizonte 2026 se incrementa hasta los 8.203 millones.

## **5.- El apagón seguirá vivo en la factura de la luz hasta 2 años: "No es una situación transitoria".**

eleconomista.es, 10 julio de 2025

**Las comercializadoras calculan un sobrecoste de hasta 10 euros el megavatio-hora.**

**En cualquier caso, serán unos precios más relajados que en mayo.**

**El gas se convierte en pilar del suministro en plena ola de calor.**

España ha entrado de lleno en una nueva etapa en su sistema eléctrico. Tras el apagón, Red Eléctrica impuso un modelo reforzado donde se apoyaba en una mayor generación de ciclos combinados de gas para dar estabilidad y evitar futuros eventos similares. Ya se han llegado a varias conclusiones sobre los motivos del incidente y las medidas a tomar. A pesar de ello ha quedado claro que el modelo reforzado no será una solución transitoria, sino un capítulo en sí mismo en el modelo energético español, que seguirá durante un



periodo prolongado, subiendo los precios. Eso sí, en menor medida de lo que lo estaba haciendo en su apogeo, durante el mes de mayo.

En declaraciones a [elEconomista.es](http://elEconomista.es), Red Eléctrica confirma que la estructura actual seguirá "atendiendo a las conclusiones alcanzadas en el informe emitido por el Operador del Sistema en cuanto a las causas del incidente del 28 de abril, para evitar que una situación similar pueda producirse en el futuro, el Operador del Sistema ha considerado prudente seguir manteniendo una cierta programación de restricciones reforzada mientras las

medidas propuestas se implementan, y ello para garantizar la seguridad del sistema, sin duda, prevalente".

Dos grandes dudas emergen a partir de ahora. La primera es cuánto tiempo será necesario para implementar esas medidas y, por lo tanto, mantener el modelo energético reforzado basado en ciclos combinados de gas. La segunda es, cómo afectará a los precios. A pesar de que hubo un importante impacto inicial en los servicios de ajuste, este se ha relajado. Por lo tanto, si bien el esa 'prima por apagón' se mantendrá, será ya más laxa. Los servicios de ajuste son los costes de los mecanismos que garantizan que la oferta y demanda de gas estén equilibradas por lo cual es el epígrafe donde queda reflejado este esfuerzo extra por mantener la estabilidad del sistema usando gas.

Empezando por el primer punto, las opiniones dentro del sector no son unánimes respecto al tiempo, pero todas coinciden en que este será un periodo prolongado. Lo primero son las medidas que se tienen que implementar y que marcarán la vida del sistema reforzado. La clave está en el Real Decreto-Ley 7/2025. Uno de sus puntos más importante es la potenciación del almacenamiento energético "extendiendo a estas instalaciones la declaración de utilidad pública y extendiendo a estas instalaciones la declaración de utilidad pública o previendo permisos de acceso flexibles desde la perspectiva de la demanda. Además, se eliminan las barreras a las instalaciones hibridadas con almacenamiento que consuman de la red, las cuales ya no se considerarán consumidores puros, y se establece una nueva jerarquía de redes".

También se empezará con una nueva regulación de respuesta a la velocidad de variación de tensión, requisitos de inyección de potencia de red, regulación de servicios de ajuste. y sistemas d de estabilización para reforzar la robustez frente a grandes oscilaciones. Según Araoz y Rueda Abogados todas estas propuestas se irán implementando poco a poco con algunas de ellas con una fecha límite para este mismo mes de septiembre. Sin embargo, otras como la nueva regulación de los servicios de ajuste o cambios en el desarrollo de redes de transporte y distribución se irán hasta junio de 2026.

Javier Colón, ceo de Neuro Energía y presidente de la asociación de pequeñas y medianas comercializadoras (ACENEL), comenta en declaraciones a [elEconomista.es](http://elEconomista.es) que las medidas no tienen un cronograma muy claro y, según sus estimaciones no habrá cambios en el modelo actual en un plazo de 1 a 2 años desde que sucedió el apagón. "En los informes que han salido tanto REE como el ministerio hablan de poca capacidad de control dinámico de la tensión en tiempo real e incluso incumplimientos de algunos grupos térmicos o desconexiones. Entiendo que hasta que esos temas no se solucionen seguiremos con el modo reforzado".

**"El sistema reforzado encarecerá el recibo 5-10 euros megavatio hora. Es decir, entre 1 y 3 euros en la factura de la luz de los consumidores"**

Desde el departamento de compra de energía de Creara comentan que "pese a que ya hay informes técnicos, todavía no puede considerarse que el análisis esté cerrado. Persisten líneas de investigación". En

ese sentido, la consultora energética defiende que "aún no se ha definido con claridad cuánto se mantendrá esta estrategia operativa reforzada, diseñada para garantizar estabilidad tras el evento. Una estrategia que está generando un incremento visible de los costes asociados a las restricciones técnicas y que tiene un impacto tanto en comercializadoras como clientes finales".

En cualquier caso, tienen claro que es un modelo que ha venido para quedarse, al menos un tiempo relevante. "Desde Creara consideramos que no se trata de una situación transitoria. En este sentido, creemos que la incorporación de soluciones como sistemas de almacenamiento y un uso eficiente de la flexibilidad de la demanda podría contribuir mucho a reducir estos costes adicionales y mejorar la resiliencia del sistema". Es decir, el sobrecoste se mantendrá, pero irá limándose poco a poco, especialmente tras los altos precios de mayo en los servicios de ajuste.



Colón explica que, según los cálculos de su asociación, el coste de trabajar con el sistema reforzado es un encarecimiento del recibo de entre 5 y 10 euros el megavatio hora. Es decir, estamos hablando de 1 a 3 euros en la factura de la luz para el consumidor doméstico. "Desde ACENEL entendemos que no es justo que los consumidores y comercializadores tengan que pagar por este "modo reforzado" cuando no sólo no fueron los damnificados del apagón, sino que además no son responsables de la solución de los problemas señalados".

En cualquier caso, tal y como comentan en Creara, este coste ya se está apagando. Los últimos datos registrados (7 de julio) por

Red Eléctrica muestran unos precios de ajuste en junio de 15,6 euros. En el caso de julio estos han descendido a los 12,52 euros por megavatio hora. Estamos hablando ya de cifras inferiores a los 15,9 euros de marzo, mes anterior al apagón y por supuesto muy inferiores a abril y mayo (18,4 euros y 26,2 euros respectivamente). Sin embargo, todavía existe una prima muy importante respecto al verano de 2024. En julio de aquel año los servicios de ajuste apenas supusieron 8,2 euros.

Desde BBVA coinciden que "los datos recientes de junio sugieren que la postura más protectora de Red Eléctrica podría haberse moderado en junio". Sin embargo, el banco español comenta que "será esencial un seguimiento continuo para ver si el efecto apagón es algo temporal o estamos ante un cambio estratégico a largo plazo en la gestión de la red para manejar un entorno de alta demanda de energías renovables".

**El gas vuelve... pero por la ola de calor**

Desde Tempos energía comentan que los servicios de ajuste ya están retrocediendo de forma clara, algo que muestra "una estabilización" tras los problemas que se vieron en mayo y, en menor medida en junio. Sin embargo, remarcan que a pesar de ello los ciclos combinados de gas siguen teniendo un rol capital. Ya

no tanto en la conformación de esos servicios de ajuste sino en los mayoristas. "Finalmente, los ciclos combinados han emergido como columna vertebral del sistema, ante una hidráulica ausente y una solar estabilizada. Su generación se dispara un +65,7% en horario diurno". Todo esto por la necesidad técnica "de garantizar la firmeza de renovables irregulares en plena ola de calor".

El experto explica que hasta ahora la hidráulica había sido clave, pero ahora está empezando a fallar "con la demanda al límite". Según la firma, Esta tensión está directamente ligada al aumento extremo de la demanda, que ha pasado de 24.202 MW/h en mayo a 28.232 en junio (+16,6%) y a un registro explosivo de 32.413 MW/h en los primeros días de julio (+33,9% vs mayo)". En resumen "la etapa de la sobreoferta ha terminado y el riesgo de una espiral alcista vuelve a estar sobre la mesa".

Según los datos de red eléctrica española, a pesar de que la fotovoltaica se ha vuelto la base del sistema en julio, con un porcentaje del 24% de la generación y con eólica representando el 25%, el ciclo combinado de gas se ha convertido en un pilar clave con cifras que oscilan desde el 24% al 13,5% en los días de julio que ya han transcurrido. Para entender lo que está representando esto, estamos viendo un ciclo combinado aumentar su participación en el mix un 219% en los primeros días de julio respecto al año pasado un 119% el 7 de julio. Cifras que oscilan mucho pero que se mantienen en un gran impulso.

## 6.- Iberdrola vende al fondo Cube una decena de plantas minihidráulicas en España.

eleconomista.es, 9 julio de 2025

**La operación, asesorada por Alantra, es la decimosexta de la eléctrica en doce meses.**



Iberdrola ha alcanzado un acuerdo para la venta de una cartera de diez plantas minihidráulicas en España con Green Energy Platform (GEP), una plataforma de inversión controlada por el fondo de infraestructuras luxemburgués Cube Infrastructure Managers ("Cube IM").

La operación, llevada a cabo con el asesoramiento de Alantra, permitirá desprenderse de una decena de instalaciones con una potencia total de 31 MW repartidas entre La Rioja, Navarra, Castilla-La Mancha y Castilla y León.

La venta se enmarca dentro de la estrategia de Iberdrola de rotación de activos no estratégicos que está llevando a cabo la compañía con su plan estratégico actual. La venta de estas centrales se suma a los 37 activos con un total de 66 MW vendidos por Iberdrola a la propia GEP - Cube entre los años 2021 y 2022.

Cube se encuentra además inmersa en un proceso de venta de parte de sus activos en España que inició a principios de este año y para los que esperaba recibir ofertas el pasado mes de mayo.

El fondo Cube Infrastructure Fund III está prácticamente comprometido con los 1.350 millones que había logrado levantar. Ahora, la gestora está considerando lanzar ya un nuevo fondo a finales de 2025 con un tamaño de entre 1.500 y 2.500 millones de euros.

### Ventas similares

La operación se suma a otras ventas que hay de plantas minihidráulicas en España como la que está llevando a cabo Plenium con una capacidad de 65 MW -con un mandato de venta a PwC- o los 66 MW de Acciona que ha encargado la operación a BNP Paribas.

Aquila Clean Energy, Octopus o Asterion están entre los inversores interesados en llevar a cabo una adquisición en este tipo de negocios.

En los últimos años, Iberdrola ha cerrado más de 50 operaciones de fusiones, adquisiciones y alianzas estratégicas -lo que equivale a una media de 1,4 transacciones al mes-y alcanzan un valor empresarial agregado superior a los 44.000 millones de euros, lo que ha generado más de 3.000 millones en plusvalías brutas para el Grupo.

Entre los hitos más destacados figuran la adquisición de Electricity North West en Reino Unido y de Electra del Maestrazgo en España -que acaba de ser autorizada por la Comisión Nacional de Mercados y Competencia-; la exclusión bursátil de Avangrid en Estados Unidos; la desinversión de los activos de generación en México y de otros activos no estratégicos en Rumanía, Brasil, Estados Unidos y España; así como la venta de negocio de Smart Metering en Reino Unido al grupo Macquarie.

Además, la eléctrica ha sellado alianzas de largo recorrido con socios estratégicos como GIC a través de Neoenergía, para fomentar el negocio de redes en Brasil.

La eléctrica cuenta con una alianza de 15.000 millones con Masdar (Abu Dhabi Future Energy Company) así como con acuerdos con Norges Bank Investment Management, The Kansai Electric Power Company, Energy Infrastructure Partners y bp, reflejo de sus planes de fuerte crecimiento con la transición energética.

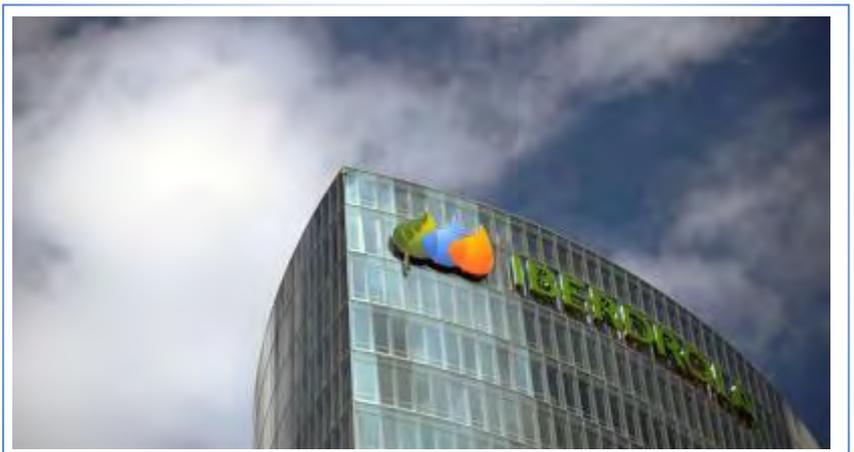
La venta de estas instalaciones minihidráulicas supone ya la decimosexta operación corporativa anunciada durante los últimos 12 meses por la compañía a las puertas de presentar su nueva estrategia en septiembre.

## 7.- Iberdrola afirma que la propuesta de la CNMC sobre el pago por las redes será “el fin del servicio universal de electricidad”.

elperiodico.com, 8 julio de 2025

**El nuevo modelo retributivo busca evitar subidas en el recibo de la luz y la eléctrica advierte de que frenará la conexión de nuevos consumidores.**

Iberdrola carga contra la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de retribución de las redes eléctricas, al considerar que da una señal clara para evitar grandes inversiones en redes, en vez de promover lo contrario. “El nuevo modelo reconoce las inversiones siempre al coste medio de conexión por cliente del pasado, lo que implica que se termina el servicio universal de electricidad porque no se va al coste de los activos, sino al



coste del kilovatio, y serán diferentes geográficamente porque son por empresa”, ha denunciado el director de regulación de la eléctrica, Patxi Calleja, en una jornada organizada por la asociación renovable, APPA.

Hasta ahora, el modelo retributivo de las redes eléctricas aplicaba una tasa de retorno en el despliegue de nuevas redes sobre el coste de la inversión (gasto operativo y de capital) en nuevas redes; mientras que la nueva propuesta del organismo reconoce las inversiones en función de los kilovatios conectados. “Si fuera

sanidad, la nueva metodología implica que el coste de tratar estaría por debajo del coste medio del tratamiento del paciente y además sería diferente en cada región”, ha denunciado Calleja.

Y a esto se añade que la CNMC plantea una tasa de retribución financiera -que aplica sobre el coste reconocido de los activos invertidos- del 6,5%, frente al 5,58% actual, cuando las compañías planteaban entre un 7% y un 7,5%. “Es la tasa más baja del resto de países del entorno, como Italia, Irlanda o Suecia, y además va en contra del objetivo del Gobierno”, ha criticado Calleja. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico pidió en octubre al regulador que fijara una retribución a los negocios de transporte y distribución de electricidad que dé “señales adecuadas” para incentivar sus actividades para atender a “la creciente demanda eléctrica”.

El negocio de las redes de electricidad es una actividad regulada. Las compañías (Red Eléctrica en el caso de la red de alta tensión y las distribuidoras en el caso de la media y baja tensión) realizan las inversiones para desplegar los cables y los transformadores, pero son los consumidores los que pagan ese despliegue a través de la factura de la luz. Y la CNMC es la encargada de establecer la cuantía de esa retribución, que es precisamente lo que acaba de hacer al diseñar una nueva metodología y una nueva tasa de retribución financiera para el periodo regulatorio 2026-2031.

Este nuevo periodo coincide además con el de un enorme interés por conectarse a la red por parte de nuevos consumidores, fundamentalmente de la industria, promotores de planeamientos urbanísticos y centro de datos, así como de instalaciones de almacenamiento. Es en esos casos en los que la propuesta de la CNMC trata de hacer un equilibrio entre el incentivo que dar a esas nuevas inversiones de las empresas y el coste que deben pagar los consumidores.

A finales de 2024, existía en torno a un total de 174 gigavatios de potencia contratada por parte de los consumidores y había 59 gigavatios interesados en conectarse a la red, casi el 30% de toda la potencia existente, según los datos de la patronal de las empresas, Aeléc, recogidos en el informe de la CNMC. De las solicitudes recibidas, 40 GW fueron rechazados.

“Teniendo en cuenta este contexto y que, además, se desconoce el grado de madurez y compromiso de estas solicitudes, se considera que un desarrollo prematuro de las redes para atender a la totalidad de estas solicitudes pudiera afectar a la sostenibilidad de los peajes, pudiendo derivar en un incremento de peajes, que comprometería la electrificación de la economía. Por ello, se introduce en esta circular un esquema de sostenibilidad que bonifica a aquellas empresas que realizan un desarrollo de la red y un acceso y conexión a terceros, que contribuye con una mayor aportación a los ingresos de peajes”, afirma el superregulador.

De esta forma, en el escenario de mayor crecimiento de los peajes, la nueva propuesta conllevaría un alza siempre inferior al 3%; mientras que si se mantuviese un esquema retributivo similar al actual el incremento de peajes ascendería en torno a un 5% o 6% a partir de 2029. Sin embargo, Iberdrola critica que el regulador prefiera proteger al cliente actual con esta subida de peajes, antes que garantizar la conexión a nuevos clientes.

“Se trata de un cambio de modelo radical que muestra el bajo interés de la CNMC por conectar nuevas instalaciones. Solo se conectarán aquellos consumidores con un coste de inversión menor que los que ya están y no se conectarán aquellos cuyo coste sea mayor que los que están. Es un mensaje claro para no incrementar sustancialmente la inversión en las redes”, ha reiterado Calleja.

En cualquier caso, la propuesta de la CNMC es solo eso, una propuesta, que está en audiencia pública desde el viernes pasado hasta el próximo 7 de agosto. Ahora es, por tanto, el turno precisamente de las empresas y otros agentes del mercado para enviar sus alegaciones, con el objetivo de que el regulador elabore, antes de final de año, la propuesta definitiva.

## 8.- Endesa se suma a Iberdrola y reclama 454 millones por la tasa a las nucleares.

lavanguardia.com, 8 julio de 2025

### Las eléctricas abren el nuevo frente en pleno debate sobre el cierre de las centrales.



Endesa ha presentado una reclamación patrimonial contra el Ministerio para la Transición Ecológica en la que solicita 454 millones de euros por daños y perjuicios provocados por el incremento de la tasa Enresa, con la que se financian la gestión de residuos radiactivos y el desmantelamiento de las centrales nucleares. La propia empresa encargada de esta labor, Enresa, también figura en la denuncia.

Con esta decisión, la compañía se suma a Iberdrola, que en febrero abrió un frente judicial por

el mismo motivo, en su caso por importe de 324 millones. Las dos eléctricas suman demandas por 778 millones de euros, en pleno debate en torno al calendario de cierre de las centrales nucleares.

El Gobierno decidió hace un año aprobar una subida del 30% en la tasa que abonan las centrales nucleares con el fin de ajustarla a los costes previstos en los planes de gestión de residuos radiactivos. Para las eléctricas, la empresa pública Enresa, dedicada a gestionar los desechos de las centrales, ha incumplido los protocolos en torno a este servicio.

Se abre ahora una tramitación que podría acabar en los tribunales. La reclamación de Endesa debe valorarse en un informe del Consejo de Estado, en el que quedará previsiblemente rechazada, informa Europa Press. Es lo que ocurre en la mayoría de los casos de este tipo. Tras ese momento, las eléctricas podrían abrir la vía judicial.

La tasa Enresa pasó el año pasado de 7,98 euros por megavatio hora a 10,36 euros. Lo ingresado se destina a un fondo para costear la gestión de los residuos y el desmantelamiento de las centrales. En realidad no es una tasa, sino una prestación patrimonial no tributaria.

Endesa sigue los pasos de Iberdrola, pero lo hace con una fórmula algo distinta. La compañía presidida por Ignacio Sánchez Galán decidió a comienzos de año interponer una demanda por la vía contencioso-administrativa contra Enresa por la subida.

### El Gobierno decidió el año pasado elevar la tasa un 30%, por encima de lo pactado en el 2019

Cuando en el 2019 se firmó el protocolo de cierre para las centrales nucleares entre las empresas propietarias y Enresa, se contempló un incremento máximo del 20% de la tasa, con un límite máximo de 7,98 euros por megavatio hora, ya alcanzado.

La tasa Enresa es uno de los costes que los operadores valoran a la hora de valorar el calendario de cierre de las nucleares. Endesa e Iberdrola han presentado a través de una carta al Ministerio para la Transición Ecológica una propuesta para extender la vida útil de las centrales.

Sin embargo, el departamento dirigido por Sara Aagesen avisó de que la carta no cumple las condiciones para considerarse una petición formal. Se queda, indica, en “una declaración de intenciones” que no cumple con las tres líneas rojas establecidas por el Gobierno.

Estas líneas son los compromisos con la seguridad para las personas, que se garantice la seguridad de suministro y que el alargamiento de la vida de las centrales no suponga un mayor coste para los ciudadanos.

La carta con la propuesta de revisión del calendario nuclear está firmada por Endesa e Iberdrola, que son las que han abierto la disputa por la tasa Enresa. No lleva la firma en cambio de Naturgy ni de EDP España, los otros dos propietarios del parque nuclear español. En la carta, los dos principales operadores plantean mantener la fecha final de cierre, en 2035, y un retraso de los plazos intermedios previstos.

Conforme a esta propuesta, la central extremeña de Almaraz cerraría en el 2030, en vez de hacerlo entre el 2027 y el 2028, lo que debería ocasionar una rebaja de la tasa Enresa, al dividirse el coste entre más años de producción.

### **Las eléctricas aspiran a operar Almaraz hasta el 2030, pero si se les rebaja el coste de los residuos**

Hay un elemento que enreda aún más el escenario. En centrales como Almaraz, se requiere la unanimidad de todos los accionistas, con independencia de su porcentaje de participación. Iberdrola tiene el 52,7% y Endesa, el 36%, pero Naturgy cuenta con un 11,3% y puede bloquear decisiones estratégicas.

Tanto el presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, como la propia Aagesen se han abierto en los últimos tiempos a estudiar una ampliación de la vida útil de las nucleares, aunque con condiciones.

## **9.- Una batería del tamaño de un edificio para respaldar la red eléctrica.**

forococheselectricos.com, 7 julio de 2025

**China ha inaugurado una gigantesca batería basada en energía por gravedad, capaz de almacenar 100 MWh. Esta tecnología permite recargar vehículos eléctricos de forma limpia y estable. Es un modelo escalable que podría replicarse en todo el mundo.**

El mundo avanza hacia un modelo energético más sostenible, donde la electrificación del transporte plantea un reto clave: cómo recargar millones de vehículos eléctricos de forma estable y segura. China ha dado un paso decisivo con la instalación de la primera batería gravitacional a gran escala, una solución tan innovadora como ambiciosa que abre una nueva era.

La tecnología empleada en este proyecto, desarrollada por la empresa suiza Energy Vault, se basa en un principio similar al de las centrales hidroeléctricas por bombeo: almacenar



energía mediante bloques de hormigón que se elevan y descenden utilizando grúas, generando electricidad gracias a la fuerza de la gravedad. A diferencia de otras soluciones de almacenamiento, este sistema destaca por su escalabilidad y bajo impacto ambiental.

Ubicada en la provincia de Jiangsu, la instalación conocida como Rudong EVx entró en funcionamiento hace unos meses y ya está conectada a la red eléctrica china. Con una capacidad de 100 MWh, esta batería es

capaz de suministrar energía limpia y estable a toda una región, al tiempo que regula la red, almacenas excedentes de las fuentes renovables, y da respaldo a las estaciones de carga rápida para evitar la saturación de la red.

### Un modelo exportable al resto del mundo

La apuesta china no se detiene en Rudong. Existen ya varios proyectos en marcha para replicar esta tecnología en diferentes zonas del país, lo que posiciona a China como pionera en almacenamiento energético de nueva generación. El objetivo es claro: garantizar la estabilidad de la red, reducir la dependencia de fuentes contaminantes y facilitar la transición hacia un transporte 100% eléctrico.

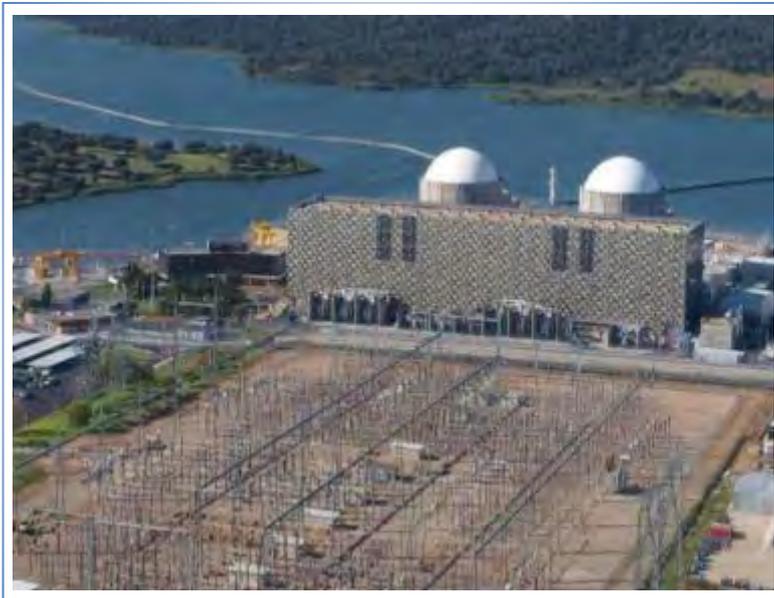
El sistema ha sido fabricado con materiales reciclados y un enfoque modular que permite su construcción rápida y con bajo impacto ambiental. Esto convierte a las baterías gravitacionales en una alternativa viable frente a los sistemas químicos tradicionales, cuyo coste y huella ecológica siguen siendo elevados.

## 10.- El Gobierno exige a Iberdrola, Endesa y Naturgy que se pongan de acuerdo entre ellas antes de renegociar el cierre de nucleares.

elperiodico.com, 8 julio de 2025

**El Ejecutivo y las grandes eléctricas niegan haber abierto aún negociaciones para reformular el calendario de clausuras de todas las centrales.**

**El Gobierno advierte de que la propuesta que trasladaron sólo Iberdrola y Endesa hace un mes no cumple sus 'líneas rojas' y no es válida para empezar a dialogar. Las compañías denuncian la "asfixia fiscal" de las centrales.**



El Gobierno y las grandes eléctricas de momento no se han sentado a negociar ningún cambio en el calendario previsto de cierres de las centrales nucleares. Y el Ejecutivo no lo hará hasta que las compañías energéticas hagan una propuesta formal y concreta que cumpla unos mínimos que permita sentarse para empezar a dialogar. La primera condición que plantea el Gobierno a Iberdrola, Endesa y Naturgy es que primero se pongan de acuerdo entre ellas sobre qué hacer con las nucleares y que presenten una propuesta de consenso.

Iberdrola y Endesa remitieron hace casi un mes una primera propuesta para ampliar la vida de las centrales nucleares y postergar el

calendario de cierres previsto. La carta solo estaba firmada por las dos mayores eléctricas españolas, pero no por Naturgy ni EDP, las otras dos eléctricas que suscribieron en 2019 el protocolo que establece el calendario de cierre de las centrales y que son accionistas minoritarios en varios reactores. Una circunstancia que resulta relevante porque las decisiones estratégicas sobre las centrales han de adoptarse por unanimidad de todos los socios, con independencia del peso accionarial de cada uno, en virtud de la



La vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Sara Aagesen

regulación de las denominadas asociaciones de interés económico (AIE) como las que gestionan las centrales.

“Sin un acuerdo previo de todas las eléctricas, no hay nada que negociar”, advierten fuentes conocedoras de la posición firme al respecto del Ministerio para la Transición Ecológica, comandado por la vicepresidenta Sara Aagesen. Las decisiones estratégicas sobre las plantas nucleares han de tomarse por unanimidad con independencia del peso accionarial de cada eléctrica en cada reactor.

### La línea roja de los impuestos

Endesa e Iberdrola también reclamaban en su propuesta una rebaja de impuestos y otras facilidades económicas como condición para la ampliación de la vida de las centrales nucleares. Una exigencia que el Gobierno también rechaza. El Ejecutivo, de hecho, entiende que la carta de hace un mes de las dos eléctricas era una mera “declaración de intenciones” y avisa de que el planteamiento de las compañías “no cumple las tres líneas rojas” exigidas por el propio presidente Pedro Sánchez para tramitar una eventual petición formal para la prórroga de las licencias de explotación de las centrales nucleares.

El Gobierno ya había adelantado que tramitará y estudiará la solicitud de prórroga de Almaraz o de otras centrales si las eléctricas las presentan formalmente. Lo hizo el propio Sánchez en el Congreso de los Diputados, pero advirtiendo de que primero tenían que ponerse de acuerdo las propias compañías y, después, que su propuesta cumpliera determinadas condiciones: que ampliar la vida de las nucleares fuera seguro, que fuera necesario para la seguridad de suministro y, además, que no supusiera un sobrecoste para los consumidores.

Como Iberdrola y Endesa exigen una revisión a la baja de los impuestos de las nucleares, el Ejecutivo entiende que no se cumplen las líneas rojas planteadas porque el plan de las eléctricas implicaría cargar a los ciudadanos costes que ahora asumen las compañías propietarias de las centrales. Las eléctricas han venido defendiendo que para prolongar la vida de las centrales es condición imprescindible una rebaja de impuestos, porque aseguran que la carga fiscal actualmente les impide ser rentables. Pero el Ejecutivo rechaza este recorte de los impuestos porque implicaría trasladar al recibo de la luz que pagan todos los clientes los tributos y las tasas que ahora asumen las propias compañías eléctricas, a razón de unos 1.500 millones de euros al año.

“De momento hemos recibido una carta de intenciones firmada solo por Endesa e Iberdrola, en la que se piden condiciones económicas, con rebajas de la fiscalidad tanto de la Administración General del Estado como de la autonómica. Y también hay otras peticiones, unas relacionadas con la gestión de los residuos radiactivos que hace Enresa y otras vinculadas a que las inversiones que pida el Consejo de Seguridad Nuclear [para mantener abiertas las centrales] no puedan ser muy altas. Eso no cumple con las condiciones que pone el Gobierno”, subrayó la vicepresidenta Aagesen en una entrevista con EL PERIÓDICO. “Para el Gobierno la premisa es que lo que diga el Consejo de Seguridad Nuclear se tiene que cumplir la raja tabla. Yo no me puedo comprometer a nada respecto a lo que pida el Consejo de Seguridad Nuclear”, sentenció.

### La “asfixia” fiscal de Almaraz

La propuesta de Endesa e Iberdrola contemplaría revisar el calendario de cierres programado de la mayoría de los reactores, empezando por el retraso de hasta 2030 de la clausura de la central de Almaraz, cuando el fin de las operaciones de sus dos reactores están previstos para 2027 y 2028. Sin embargo, el

planteamiento de ambas compañías pasa por no retrasar el apagón definitivo de todos los reactores y que la última de las plantas en cerrar lo siga haciendo en 2035 como está programado hasta ahora.

Iberdrola, Endesa y Naturgy han venido trabajando en una propuesta para pedir al Gobierno la ampliación de la vida de la central de Almaraz, con la idea de prolongarla hasta 2030 porque es el “consenso mínimo” entre los tres socios. En un primer lugar, las compañías preparan la aprobación inminente de un plan de inversiones necesarias para tener las instalaciones listas para una eventual prolongación de sus años de funcionamiento, y posteriormente se presentaría una petición formal de prórroga de la licencia de operación. La próxima junta de socios de Almaraz sigue sin fecha de convocatoria, y aunque se prevé en principio que se celebre este julio, no se da por completamente seguro.

En el caso de la central cacereña, Iberdrola es el accionista mayoritario con un 52,7%, pero ha de adoptar por consenso las grandes decisiones con Endesa (con el 36%) y Naturgy (con el 11,3%). Pero las decisiones han de adoptarse por unanimidad. Algunos de los socios calculan que disponen de plazo como máximo hasta marzo de 2026 para presentar la solicitud de prolongar la vida de Almaraz, dando por hecho que la obtención los permisos del Gobierno y del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) tardaría 18 meses y les permitiría llegar a tiempo de evitar el cierre de Almaraz I en su fecha prevista, en noviembre de 2027. Fuera de ese plazo, la central tendría que estar un tiempo parada antes de poder volver a arrancar y ese es el escenario del que quieren huir a toda costa las eléctricas propietarias de la central.

A la espera de que las tres compañías propietarias de Almaraz avancen hacia una petición formal para prolongar su vida operativa, desde el sector eléctrico se alerta de que la “situación tributaria de la central sigue siendo de asfixia”, debido al alza del 30% de la tasa de gestión de sus residuos radiactivos aprobada por el Gobierno y porque la Junta de Extremadura no se presta a bajar la ecotasa autonómica que paga la planta. Una ‘asfixia’ que fuentes del sector apuntan como causa de las paradas de actividad de Almaraz en los últimos meses por no poder cubrir los costes operativos cuando el precio del mercado eléctrico se hunde a cero euros o incluso cotizaciones negativas. Tras el histórico apagón del 28 de abril, desde el sector también se recuerda la capacidad de la nuclear para aportar estabilidad al sistema eléctrico y hacerlo sin emisiones de CO2 y con precios más baratos que las centrales de gas.

## 11.- Bakelite se alía con EDP para instalar una planta fotovoltaica y reducir su consumo de energía un 23%.

eleconomista.es, 10 julio de 2025

**La instalación, formada por 760 paneles solares, se encuentra en su planta de Lantarón, Álava.**

Bakelite Synthetics (Bakelite), productor de resinas fenólicas, se ha asociado con la energética EDP para poner en marcha una instalación fotovoltaica en su planta de Lantarón (Álava).

La instalación, con más de 760 paneles solares, permitirá a Bakelite reducir su consumo de energía en la planta de Lantarón en un 23%. Es, además, la primera instalación de este tipo del productor de resinas en España.

"La asociación con EDP para poner en marcha una de nuestras primeras instalaciones fotovoltaicas no



es solo un testimonio de nuestro compromiso con la reducción de nuestra huella medioambiental, sino también un poderoso ejemplo de lo que puede lograrse mediante la colaboración", indicó JP Aucoin, presidente y consejero delegado de Bakelite.

Mediante este tipo de acuerdos, la portuguesa EDP se consolida como uno de los líderes en el negocio de autoconsumo solar para empresas en España. Su cartera supera los 200 megavatios de potencia pico instalados en el país y llega hasta los 3 gigavatios pico a nivel global, lo que refleja su capacidad para desarrollar soluciones de autoconsumo a gran escala.

"Estamos colaborando con un líder industrial clave para reducir su huella de carbono y ayudarle a cumplir los objetivos de mejora medioambiental de la UE para 2030. Estamos orgullosos de estar a su lado, ofreciendo soluciones que impulsen al sector hacia un futuro más sostenible", añadió António Araújo, responsable de client solutions en Iberia para EDP.

## 12.- Enresa prepara una gran transformación para afrontar el desmantelamiento nuclear.

eleconomista.es, 10 julio de 2025

**La compañía quiere acelerar el ritmo de contrataciones para superar el pico de trabajo.**



Olga García, presidenta de Enresa

Enresa se prepara para dar un salto en tamaño y en capacidades para afrontar el apagón nuclear. Según explicó ayer su presidenta, Olga García, tras la aprobación en diciembre de 2023 del Séptimo Plan General de Residuos Radiactivos, se ha producido un punto de inflexión. Este programa obliga a la compañía a adaptarse internamente.

"Enresa no será la misma en poco tiempo", subrayó, "porque emprende un camino, no exento de dificultades, pero para el que está preparada porque cuenta con un excelente

nivel de profesionalidad y responsabilidad", indicó García.

La presidenta explicó que "debemos redimensionar nuestros equipos, reorganizar nuestras estructuras, desarrollar nuevos métodos de trabajo y garantizar la mejor coordinación posible con todos los actores implicados" y destacó la importancia de la transferencia de conocimiento y la formación continua.

"Nuestra experiencia es amplia y se ha forjado en proyectos emblemáticos: la fábrica de uranio de Andújar, el desmantelamiento de la central de Vandellós I -cuyas fases 1 y 2 ya hemos completado con éxito-, el proyecto Pimic o el actual desmantelamiento de la central José Cabrera, primer desmantelamiento completo de una central comercial en España", explicó.

Recientemente, Enresa ha iniciado también los trabajos en la central de Santa María de Garoña, otro hito en su trayectoria.

Para la presidenta de Enresa, el Séptimo Plan marca una hoja de ruta que incluye desmantelamientos, nuevos almacenes, el AGP (Almacén Geológico Profundo), la ampliación del almacenamiento en El Cabril y mejoras en los sistemas de transporte.

Por ello, insiste en que este escenario requiere una empresa moderna, ágil y con visión de largo plazo para lo que incide en que Enresa está preparada para afrontarlo gracias al altísimo nivel profesional y de compromiso de su plantilla.

La presidenta -que no se refirió a las demandas presentadas por Endesa e Iberdrola- lanzó, eso sí, un mensaje claro sobre el sentido público de la misión de Enresa, que nunca debe perder el enfoque de defensa del interés general. Este carácter público se refleja en muchos aspectos, desde la sujeción a la normativa hasta los procedimientos de contratación. Por ejemplo, en Garoña estamos gestionando 90 contratos por más de 235 millones. En el caso de la fase final del desmantelamiento de la central José Cabrera, hay vigentes 57 contratos que superan los 50 millones. Y en el centro de almacenamiento de El Cabril, gestionamos contratos de ingeniería por casi 86 millones, con la participación de 29 contratistas distintos. La presidenta explicó que la intención es reforzar la compañía con perfiles técnicos formados por la propia compañía para acometer los desmantelamientos.

### **La Abogacía del Estado defenderá a Enresa de las eléctricas**

El Ministerio de Transición Ecológica salió ayer al paso sobre la demanda presentada por Endesa por daños y perjuicios por el incremento de la tasa que financia la gestión de residuos radiactivos y el desmantelamiento de las centrales nucleares, la denominada 'tasa Enresa'.

El Gobierno asegura que ha encargado su defensa a la Abogacía del Estado en este caso. Fuentes consultadas aseguran que este departamento considera que la subida es incluso menor a lo que supondría una actualización de precios de la gestión de residuos.

## **13.- Iberdrola y Masdar coinvierten en el parque eólico marino 'East Anglia Three', valorado en 5.200 millones.**

pressdigital.es, 10 julio de 2025

**Iberdrola y Masdar han acordado coinvertir en el parque eólico marino 'East Anglia Three', ubicado en aguas del Reino Unido, una operación valorada en 5.200 millones de euros, según ha informado este jueves el grupo energético español en un comunicado.**



Iberdrola y Masdar han acordado coinvertir en el parque eólico marino 'East Anglia Three', ubicado en aguas del Reino Unido, una operación valorada en 5.200 millones de euros, según ha informado este jueves el grupo energético español en un comunicado.

Esta transacción, la mayor realizada en la década en energía eólica marina y la mayor coinversión de Iberdrola, implicará que Masdar, empresa estatal de energías renovables de Abu Dabi, y al grupo presidido por Ignacio Galán tengan cada uno una participación del 50% en el activo.

Ubicado frente a la costa de Suffolk, en el Reino Unido, 'East Anglia Three' será uno de los dos mayores parques eólicos marinos del mundo cuando entre en operación en el cuarto trimestre de 2026, con una capacidad de 1.400 megavatios (MW), y proporcionará energía limpia a 1,3 millones de hogares británicos.

Los puestos de trabajo generados durante su construcción alcanzarán los 2.300, al tiempo que el proyecto tiene asegurada la venta de toda su energía a largo plazo y a precio fijo a través de un contrato por diferencias (CfD, por sus siglas en inglés) adjudicado por el Gobierno británico, y de un acuerdo de compraventa de energía a largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés) firmado con Amazon en 2024.

Esta coinversión se enmarca en el acuerdo estratégico, por valor de 15.000 millones de euros, firmado por Iberdrola y Masdar durante la conferencia climática COP28 de la ONU en diciembre de 2023, para desarrollar conjuntamente proyectos de energía limpia en mercados clave como Alemania, el Reino Unido y los Estados Unidos con el compromiso de triplicar la capacidad renovable a 2030.

### FINANCIACIÓN CERRADA CON 24 BANCOS INTERNACIONALES

Además, este miércoles, 9 de julio, se ha firmado con 24 bancos internacionales la financiación del parque de 'East Anglia Three' por un importe aproximado de 3.500 millones de libras --unos 4.100 millones de euros--

La operación, sobresuscrita en un 40%, se convierte en una de las más grandes de su tipo cerradas a la fecha y cubrirá una parte sustancial de la inversión total en el proyecto, estimada en, aproximadamente, 5.200 millones, sin consolidar la deuda en los estados financieros de ninguno de los socios.

Por su parte, Masdar e Iberdrola también han celebrado la finalización y la puesta en marcha del parque eólico marino de 'Baltic Eagle', el primer proyecto completado a partir de su alianza, que cuenta con una capacidad de 476 MW, suministrará energía limpia a unos 475.000 hogares y reducirá las emisiones de CO2 en unas 800.000 toneladas anuales.

"Unir fuerzas con Masdar en el parque eólico marino 'East Anglia Three' nos permitirá también acelerar nuestros planes de inversión en el Reino Unido, que alcanzan los 28.000 millones de euros hasta 2028, principalmente en redes de transporte y distribución y en energías renovables", ha aplaudido el presidente de Iberdrola, Ignacio Galán.

Por su parte, el sultán de Emiratos Árabes Unidos Al Jaber y presidente de Masdar ha defendido que ambas empresas "continúan forjando uno de los acuerdos estratégicos más grandes y sólidos en energía limpia para acelerar el crecimiento de la capacidad de la energía verde en Europa y en todo el mundo".

Con todo, estas operaciones se enmarcan dentro de la estrategia de rotación de activos de Iberdrola, que le permite acelerar el crecimiento mejorando al tiempo su fortaleza financiera.

Desde el año 2024, se han cerrado operaciones por un total de 14.000 millones de euros, cumpliéndose el objetivo de alianzas y rotación de activos, ha destacado Iberdrola.

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

**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