

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

La CNMC mejora su propuesta de tasa para las redes eléctrica al 6,58%

eleconomista.es, 30 octubre de 2025

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha mejorado su propuesta de tasa para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica al 6,58%, un punto porcentual por encima de la actual.



La cifra supone un ligero aumento respecto al 6,46% propuesto el pasado mes de julio y todavía se encuentra por debajo del entorno del 7% que reclamaba el sector como tasa de retribución financiera para su actividad de redes eléctricas.

La modificación de la tasa de retribución financiera supone un impacto económico sobre la retribución total a pagar a las empresas que realizan las actividades de transporte y distribución eléctrica y, por tanto, sobre los costes regulados a soportar por el conjunto del sistema. Dicho impacto se ha calculado considerando dos escenarios diferentes.

En el primero de ellos, **donde se contempla el caso en el que las empresas transportistas y distribuidoras realizan un volumen anual de inversiones similar al promedio del período 2018-2023**, las inversiones estimadas en transporte ascenderían a 2.933 millones de euros y en distribución eléctrica a 9.961 millones de euros para el conjunto del periodo 2026-2031.

Para este escenario, en el que **la base regulatoria de activos (RAB) se estima 8.083 millones de euros para transporte y 25.669 millones para distribución eléctrica**, el aumento de la tasa de retribución financiera al 6,58% supone un incremento del 5% de la retribución total y un 0,9% del total de costes anuales del sistema eléctrico.

Por otra parte, para el caso en el que la inversión anual promedio en redes de transporte y distribución eléctrica fuese de 4.886 millones de euros entre 2018 y 2023, con unas inversiones estimadas para el período 2026-2031 de 9.524 millones en transporte eléctrico y de 19.794 millones para distribución eléctrica, el aumento de la tasa supone un alza del 6,1% de la retribución total de ambas actividades y un 1,1% del total de costes anuales del sistema eléctrico.

En cuanto al impacto económico en la actividad de operación del sistema eléctrico, un aumento de la tasa de retribución financiera del 5,58% al 6,58% conlleva un aumento anual de, aproximadamente, 0,27 millones euro (alrededor de un 0,33% de su retribución). Respecto al sector gasista, la CNMC afirma que no es posible estimar el impacto económico.

El organismo ha aplicado las modificaciones a la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera tras "una profunda reflexión sobre la adecuación o no de la misma al contexto económico y financiero del periodo regulatorio actual".

Así, las principales novedades introducidas se encuentran en el cálculo del coste de la deuda, donde el cambio a una metodología que combina datos históricos y futuros **"se ha considerado apropiada para tener una mejor estimación de las condiciones de financiación del tercer periodo regulatorio"** por la "volatilidad" de ciertos parámetros observados durante el período regulatorio anterior.

A este enfoque mixto también se incorporan costes adicionales, como los de transacción y el "cost-of-carry", y se corrige el efecto de los programas de deuda del Banco Central Europeo sobre la rentabilidad de los bonos del Estado, asegurando una estimación más realista de la tasa libre de riesgo.

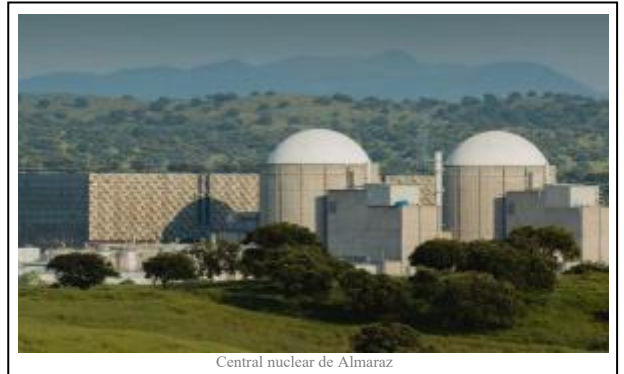
Este paso dado por el regulador se produce después de que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico iniciara la fase de audiencia pública de la propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2030, que prevé una inversión de unos 13.600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

Almaraz debe seguir abierta

eleconomista.es, 31 octubre de 2025

Seguridad energética, reducción de emisiones y el bajo precio son factores que explican la necesidad de contar con la planta.

Iberdrola, Endesa y Naturgy piden al Gobierno la prórroga hasta 2030 de la vida útil de la central Almaraz, cuyo cierre está previsto que arranque en 2027. La pelota **queda ahora en el tejado de Transición Ecológica**, que deberá decidir el futuro de la planta. El departamento de Sara Aagesen debe tener en cuenta que extender la operativa de la central no generará ni un euro de incremento en el recibo de la luz, tal y como había exigido el propio Gobierno. Ello debido a la renuncia de las eléctricas a pedir a cambio una reducción de la alta fiscalidad que sufre la generación atómica. Un esfuerzo que evidencia que las empresas son conscientes de la necesidad de mantener el actual parque nuclear. No en vano, el cero energético del pasado mes de abril dejó patente la importancia que tienen las tecnologías de generación de soporte (como es el caso de la nuclear) para compensar las intermitencias de las renovables. Pero además de garantizar la seguridad energética, esta tecnología es clave para frenar problemas de tensión en la red, lo que evitará futuros apagones. Y por si fuera poco, la generación atómica cuenta con ventajas propias que benefician al país, como su bajo precio y su capacidad para reducir la dependencia energética y las emisiones de CO2. Virtudes que han llevado a la mayoría de los países a volver a apostar por la nuclear. Todos estos factores deberían bastar para que el Ejecutivo se olvidara de ideologías políticas y alargara la vida útil de Almaraz. Si no lo hace cometerá un error que el PP dice que revertirá si llega al poder. Así lo deja claro su vicesecretario de Economía, Alberto Nadal, en elEconomista.es, donde afirma que hará "lo posible para que reabran las nucleares que se cierran". Una promesa que esperamos que se cumpla, ya que fue el Gobierno de Rajoy el que cerró Garoña.



Central nuclear de Almaraz

La Justicia frena a Endesa: no puede reducir el descanso mínimo legal de los trabajadores por urgencias internas

economistjurist.es, 31 octubre de 2025



Todo el tiempo de trabajo efectivo, sea ordinario o extraordinario, debe generar descanso

El Tribunal Superior de Justicia de Canarias ha condenado a Unión Eléctrica de Canarias, S.A.U. (más conocida como Unelco), empresa de la multinacional Endesa, por no respetar el descanso mínimo diario entre jornadas de sus trabajadores en los centros que la empresa tiene en Canarias.

La Sala de lo Social estima así, parcialmente, la demanda sobre conflicto colectivo formulada por el Sindicato Independiente de la Energía (SIE) contra la empleadora, al considerar que **la actuación empresarial que venía dándose, de reducir el descanso mínimo legal de los trabajadores a 8 horas entre turnos por necesidades del servicio, es ilegal**. Pues, Unelco-Endesa **no respetaba el descanso mínimo 12 horas de los trabajadores, obligando a los mismos a reincorporarse con solo 8 horas de descanso tras jornadas de 16 horas cuando se daban urgencias internas**.

En consecuencia, el Tribunal condena a la empresa a respetar el descanso mínimo legal entre jornadas, incluso en los supuestos imprevisibles en que un trabajador sustituye en el turno al siguiente trabajador después de terminar su jornada de trabajo o al comienzo de la misma; debiendo Unelco-Endesa arbitrar los mecanismos oportunos en derecho para no seguir cometiendo tal infracción.

Carlos Manrique de Torres, socio del despacho laboralista Manrique de Torres Abogados y director de los servicios jurídicos del Sindicato Independiente de la Energía, señala a *Economist & Jurist* que **“este fallo significa que los trabajadores podrán descansar de verdad, llegar con plena capacidad a su turno y evitar situaciones de riesgo por fatiga**, algo crítico en un sector donde un error puede afectar a miles de hogares”.

En esta línea, el letrado celebra la decisión dictada por el TSJ de Canarias por cuanto la misma “protege especialmente a quienes trabajan en régimen de turnos rotativos de 24 horas, donde la fatiga acumulada puede comprometer directamente la seguridad industria. Esta sentencia obliga a poner a la persona por delante del sistema: se acabó organizar los turnos como si la salud del trabajador fuera un recurso prescindible”.

Finalmente, el director de los servicios jurídicos del SIE explica que “la empresa pretendía computar el descanso solo desde el fin de la jornada ordinaria, como si las horas extraordinarias no existieran, pero el Tribunal nos da la razón: todo el tiempo de trabajo efectivo —sea ordinario o extraordinario— debe generar descanso”.

El caso

Según consta en la sentencia a la que ha tenido acceso *Economist & Jurist*, en las centrales eléctricas de la empleadora ubicadas en Canarias las personas trabajadoras trabajan a turnos, lo que implica que la central trabaja 24 horas al día, 7 días a la semana y 365 días al año. Los trabajadores hacen turnos de 8 horas mañana, tarde y noche.

El conflicto colectivo que dio lugar a esta resolución surge a raíz de que Unelco-Endesa obligase a los trabajadores a turno de los centros, un total de 291 empleados, a hacer horas extraordinarias después de hacer su turno ordinario (8 horas) y les impusiera realizar el turno siguiente sin mediar las 12 horas de descanso necesarias.

Esto ocurría cuando algún trabajador no se presentaba a su turno de trabajo, lo que provocaba que el trabajador del turno anterior tuviera que hacer el siguiente, sin cambiar de turno ni descansar, realizando así horas extraordinarias.

Los trabajadores doblaban turnos sin recibir inmediatamente después una compensación en descanso

Unelco-Endesa, por su parte, se opuso a la demanda defendiendo que no podía cambiar los turnos para garantizar el descanso porque se pactan anualmente, de tal manera que sólo podía dar el descanso que prevé el artículo 73 del VI Convenio Colectivo Marco del Grupo Endesa para las horas extraordinarias, en los próximos meses.

Asimismo, la empleadora alegaba que dicho artículo, relativo a las extraordinarias, contemplaba lo que ya quedó probado y señalado por todas las partes, “que el trabajador de un turno cuando no se presenta el que lo tiene que revelar, sigue en el turno en consideración de horas extraordinarias”.

Dicho artículo no contempla una compensación en descanso inmediatamente posterior a la realización de horas extraordinarias, sino a disfrutar en los meses siguientes. Un sistema que había sido convenido por las partes en negociación colectiva. “No se trata, por tanto, de una práctica empresarial contraria a una interpretación del convenio, sino de una práctica empresarial convenida entre las partes que ahora sostienen el conflicto colectivo”, defendía la empresa.

No se respetaba el descanso entre jornadas

El Tribunal Superior de Justicia de Canarias, por su parte, ha rechazado la alegación de defensa expuesta por la empleadora al considerar que, **la empresa incumple las previsiones legales sobre descanso entre jornadas cuando un trabajador, por causas imprevisibles, dobla turno**, teniendo éste que realizar las 8 horas de su jornada más las 8 horas del compañero del siguiente turno, **de tal manera que sólo disfruta de 8 horas de descanso hasta su siguiente turno**.

“**No estamos ante los cambios de turno** que contempla el artículo 19 del Real Decreto 1561/1995, en tanto, este sólo es de aplicación cuando el trabajador cambia su turno dentro de los cuatro que hace, pero no cuando hace horas extraordinarias, y su turno no se altera de su cuadrante anual, sigue siendo el mismo”, afirma la Sala de lo Social. Es decir, **las personas trabajadoras estaban realizando horas extras en las que no se respetaba el descanso entre jornadas**.

“El RD 1561/1999 no contempla ninguna excepción al descanso entre jornadas para trabajadores como los afectados por este conflicto, véase que ninguna referencia tiene al sector eléctrico, por más que se configure como un sector esencial”, señala el Tribunal. “El sector de la energía eléctrica no tiene ninguna previsión legal excepcional que permita no aplicar la previsión mínima del Estatuto de los Trabajadores, y que permita, por tanto, a la empresa, minorar el descanso de un trabajador por debajo de las 12 horas de trabajo”.

En consecuencia, **la práctica empresarial que venía realizando Unelco-Endesa, consistente en exigir a un trabajador que ha doblado turno (trabajado 16 horas) acudir a su siguiente turno a las 8 horas siguiente, es contraria al artículo 34 del Estatuto de los Trabajadores**.

Por ello, se condena a la empresa a que cese en tal práctica y arbitre el mecanismo que más convenga a sus intereses organizativos y económicos para cubrir la ausencia inesperada, y de este modo respete el derecho al descanso mínimo de 12 horas de los trabajadores al término de la jornada, incluso en los supuestos imprevisibles en que un trabajador sustituye en el turno al siguiente trabajador después de terminar su jornada de trabajo o al comienzo de la misma.

José Bogas (Endesa): “Las centrales nucleares tendrán que ampliar su vida útil”

lavanguardia.com, 31 octubre de 2025

El consejero delegado de Endesa participa en una nueva edición de Foros de Vanguardia

El consejero delegado de Endesa, José Bogas, no se anduvo por las ramas durante su intervención este jueves en la última edición Foros de Vanguardia. “Las centrales nucleares tendrán que ampliar su vida útil”, afirmó sin medias tintas. El calendario fijado por el Gobierno, que marca un horizonte de diez años para clausurar las centrales, no parece que vaya a cumplirse.

La discusión sobre el futuro de la energía nuclear centró buena parte de la conversación que Bogas mantuvo en el auditorio MGS de Barcelona con Manel Pérez, adjunto al director de *La Vanguardia*, Joan Maria Morros, jefe de informativos en RAC1, y el periodista Ramon Rovira, ante un nutrido grupo de socios del Club Vanguardia y miembros del mundo empresarial y político. Entre los asistentes, se encontraban Javier Godó, conde de Godó, editor de *La Vanguardia*, Carlos Godó, presidente ejecutivo del Grupo Godó, y Jordi Juan, director de *La Vanguardia*.



El consejero delegado de Endesa, José Bogas, durante el encuentro

Las centrales nucleares, señaló Bogas, aportan estabilidad al sistema y cubren una parte crítica de la demanda, especialmente en comunidades como Catalunya, donde suponen cerca del 60% del consumo eléctrico. Ahora, afrontan la última década de su vida útil, con el debate centrado en la posible continuidad de Almaraz. Sin embargo, continuó el directivo de Endesa, la combinación de crecimiento renovable, tensiones en la red, la llegada masiva de peticiones de conexión y episodios recientes como el apagón eléctrico han reavivado las dudas sobre la sustitución de este tipo de energía.

El apagón fue por una mala decisión de REE; tiene que asumir las consecuencias”

El plan inicial del Gobierno marcaba una hoja de ruta para dismantelar progresivamente las centrales. Pero la coyuntura ha cambiado, insistió Bogas. La geopolítica, el auge de los centros de datos, la electrificación acelerada y la necesidad de fuentes no emisoras de CO₂ y estables han llevado a que las energéticas pidan una revisión del calendario. El consejero delegado defendió extender la vida útil de instalaciones como Almaraz, clave para la estabilidad en la zona sur, dijo, y avanzar hacia una renegociación fiscal para mantener competitiva la energía nuclear, condicionada —según los actores del sector— a cumplir requisitos de seguridad, aval del operador de red y sin impacto para el consumidor.

Catalunya, continuó Bogas, representa uno de los retos más visibles. La comunidad importa entre el 7% y el 8% de las energías por falta de capacidad de generación local. Si se cerraran sus nucleares sin alternativas viables, Catalunya “se quedaría sin energía”, alertó el directivo de Endesa, propietaria mayoritaria de Vandellós y Ascó I y II. Además, sus condicionantes territoriales —alta densidad de población, muchos municipios y áreas naturales protegidas— dificultan el despliegue masivo de renovables, obligando a reforzar redes desde otras comunidades como Aragón. “Nadie quiere tener renovables cerca —fijo al respecto de la oposición a que se instalen molinos porque estropean el paisaje—; tampoco queremos tener nucleares, pero agua caliente y que haya luz sí”, subrayó.

“Es difícil en Catalunya encontrar emplazamientos para las renovables, y si quitas las nucleares tendrías que poner cuatro veces más de megavatios para el 2030. Desde mi punto de vista es inapelable que las nucleares tendrán que alargar la vida útil”, insistió. Bogas recordó que, en Italia, donde está la matriz de Endesa, no hay centrales nucleares, pero producen energía con centrales de ciclo combinado y carbón, que emiten CO₂. “Y la energía es el doble de cara”, apostilló.

“Sin las nucleares, Catalunya se quedaría sin energía”

Bogas también abordó el apagón eléctrico que sufrió España en abril. Sobre sus causas, apuntó que se han generado múltiples informes, aún sin una conclusión definitiva y con versiones que apuntan a errores operativos y ausencia de energía síncrona —capaz de estabilizar frecuencia y potencia— en una situación de baja demanda y alta producción renovable. El sector apunta a decisiones equivocadas de gestión de red,

tensiones elevadas por el mallado excesivo y una descompensación en el suroeste peninsular, dominado por la producción solar y sin suficiente respaldo síncrono. Aunque se descartó un ciberataque, el incidente expuso los desafíos de integrar grandes volúmenes de renovables. El operador ha reforzado capacidad y asegura que “no hay riesgo de nuevos apagones”, con más ciclos combinados disponibles como respaldo. Pero el episodio se interpreta como aviso: el sistema necesita planificación estable y consideración del papel de las centrales gestionables, incluidas las nucleares.

Pero ¿de quién fue la culpa del apagón? “Creo que de una mala decisión de Red Eléctrica. Para mí es evidente que tiene que asumir las consecuencias”, afirmó. Aun así, reafirmó que su compañía no presentará una denuncia, como sí lo ha hecho Iberdrola.

El directivo también comentó la proliferación de los centros de datos y su alta demanda de energía, así como los enganches fraudulentos a la red. Catalunya concentra el 40% de todos los que se producen en el país, y sólo el 3% o el 4% corresponden a plantaciones ilegales de marihuana. El resto, desveló Bogas, se trata de fraudes de personas con poder adquisitivo suficiente. “No son los pobres”, dijo.

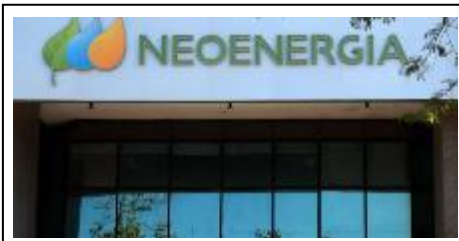
“Soy partidario del coche eléctrico; hay que solucionar temas, pero es el futuro”

En cuanto a movilidad, Bogas se mostró optimista sobre la electrificación del parque de vehículos. “Soy partidario del coche eléctrico. Hay cuestiones que se tienen que solucionar, pero realmente creo que es el futuro”, defendió.

Iberdrola alcanza el 84% de Neoenergía al completar la compra de la participación de Previ por 1.920 millones

cincodias.elpais.com, 31 octubre de 2025

El pasado 11 de septiembre, la energética que preside Ignacio Sánchez Galán informó al mercado de que había alcanzado un acuerdo con Previ para hacerse con su participación del 30,29 % en Neoenergía



Iberdrola ha completado la adquisición de la participación accionarial de Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (“Previ”) en Neoenergía, que asciende a un 30,29% del capital, por más de 1.920 millones de euros (11.950 millones de reales brasileños).

Según informó Iberdrola, tras la operación, pasa a controlar aproximadamente el 84% del capital social de su filial brasileña. La compra ha recibido satisfactoriamente las aprobaciones regulatorias pertinentes, según la normativa aplicable a este tipo de transacciones. [Esta operación ya fue anunciada el pasado 11 de septiembre.](#)

Neoenergía suministra electricidad a cerca de 40 millones de brasileños a través de 5 distribuidoras (en los estados de Bahia, Rio Grande do Norte, Pernambuco, Sao Paulo, Mato Grosso do Sul y Brasilia) y 18 líneas de transporte, lo que la convierte en el primer Grupo de distribución del país por número de clientes.

La eléctrica brasileña tiene más de 725.000 kilómetros de líneas de distribución y 8.000 kilómetros de líneas de transporte y cuenta con 3.800 megavatios (MW) de generación renovable, principalmente hidroeléctrica.

Esta operación se enmarca en un contexto de fuerte actividad de M&A a nivel mundial por parte de la compañía eléctrica. Recientemente, han excluido Avangrid de bolsa, su filial en EE UU, después de comprar el 18% que aún no poseía en la compañía. También han salido de México con la venta de todos sus activos por alrededor de 10.000 millones de euros.

Tres grandes eléctricas, tres compañías diferentes

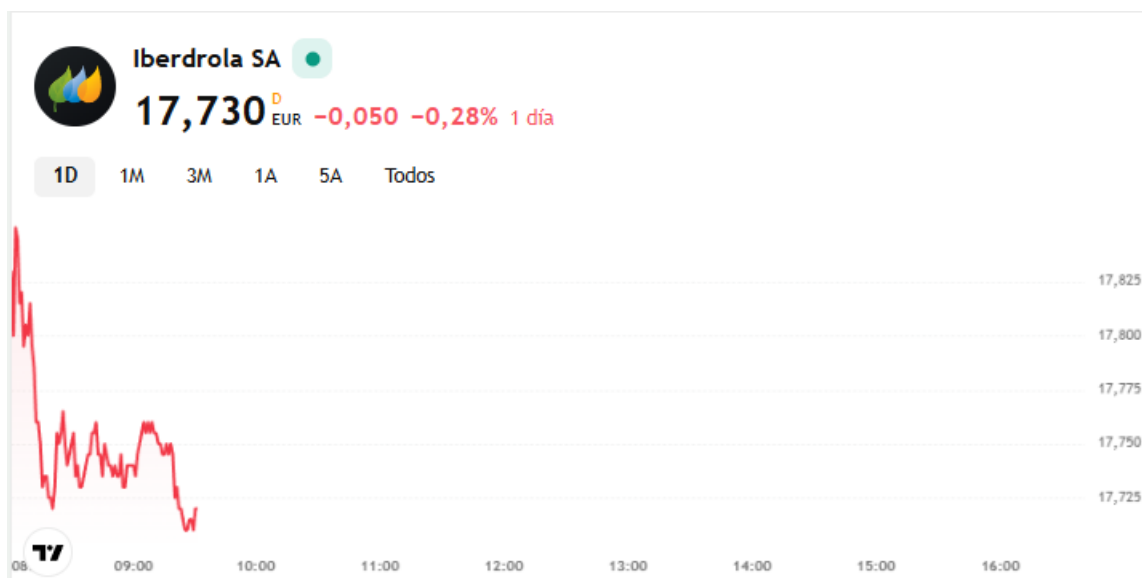
elperiodicodelaenergia.com, 30 octubre de 2025

En los últimos dos días, las tres eléctricas españolas, Iberdrola, Endesa y Naturgy han presentado resultados del tercer trimestre. Existen similitudes y, a la vez, grandes diferencias entre ellas

El martes el mercado recibió con **una revalorización del 3,4%** el nuevo objetivo de crecimiento de beneficios de **Iberdrola**. La buena marcha de los negocios, junto con cambios contables, le permitieron subir los objetivos de crecimiento de beneficio neto para el 2025 hasta el "doble dígito", **hasta alcanzar los €6.600 millones de beneficio** sin incluir ganancias de capital. Sorprendió a los inversores que la eléctrica española no hubiese aprovechado la presentación estratégica del 24 de septiembre para incrementar este objetivo.

En el caso de **Endesa** los buenos resultados del tercer trimestre le valieron al equipo directivo para anunciar que **el objetivo del beneficio del 2025 "estaría más cerca de la banda alta"** del rango anunciado en noviembre de 2024. La acción de Endesa subía a mediodía un 2% en la sesión de ayer.

El equipo directivo de **Naturgy** se conformó con asegurar que se cumpliría **el objetivo de beneficio por encima de los €2.000 millones**, después de haberlo subido en la presentación de resultados de julio. La acción se mantuvo casi plana durante la sesión del miércoles.



Varios puntos en común entre las tres eléctricas, el negocio en España

En cuanto a los puntos en común de los tres operadores se encontraría **la copropiedad de la central nuclear de Almaraz**. Las tres compañías confirmaron que la solicitud de la extensión de vida de la nuclear por otros tres años ya ha sido remitida al gobierno y que este tiene que tomar la última decisión. La posición de los tres principales accionistas respecto a la tecnología nuclear fue clara; es "segura y necesitada", añadió **Ignacio Galán**, presidente ejecutivo de Iberdrola. Además, resaltó que se está generando en estos momentos una demanda social a favor de que sigan operativas.

Otro punto en común que en esta ocasión es un beneficio para las tres eléctricas es la contabilización de los ingresos regulados derivados de la propuesta de tasa de retorno financiera del 6,46% nominal antes de impuestos. Esta decisión contable es compatible con la anterior regulación de redes, que introducía un lapso temporal de dos años entre ingresos e inversiones, de manera que toda la inversión realizada durante el 2025 tiene una tasa de retorno del 6,46% y no del 5,58% de la regulación anterior.



Del lado negativo, el impacto del apagón también ha tenido diferentes tratamientos contables, según la empresa. En el caso de Iberdrola, el creciente coste de servicios complementarios que se produjo después del apagón se ha contabilizado en €180 millones. Estos costes no tienen una traslación automática a clientes con contratos a medio plazo. La eléctrica espera recuperar el 70% del sobrecoste en el 2026 y el 90% del sobrecoste en el 2027. En el caso de Naturgy este impacto negativo ha sido más que compensado por los ingresos por servicios complementarios generados por sus ciclos combinados.

Iberdrola es diferente a Endesa y Naturgy por diversificación geográfica

Un aspecto diferenciador entre Iberdrola y sus competidores españoles es su exposición al mercado británico. El equipo gestor de Iberdrola se mostró optimista respecto a la decisión final sobre el nuevo periodo regulatorio RIIO T-3, en cuanto a posibles mejoras respecto al último borrador. Por el contrario, se mostraron críticos respecto al escueto presupuesto de £900 millones asignado a la séptima subasta de contratos de diferencia para tecnologías renovables, aunque reconocieron que el secretario del Estado británico tiene la opción de incrementar este presupuesto, una vez que se hayan valorado todos los proyectos ofertados.



Otro factor diferenciador positivo para Iberdrola es su exposición a Estados Unidos. Iberdrola confirmó que los precios de la electricidad en ese país están subiendo, como consecuencia de que los ciclos combinados

están más horas fijando el precio marginal en ese mercado por mayor demanda eléctrica. Iberdrola vio esta tendencia como una oportunidad, ya que su portafolio de renovables tiene una exposición del 30% a precios de mercado, permitiendo captar el beneficio de precios altos. Además, este escenario hace que proyectos de repotenciación que antes no eran rentables, ahora lo sean.

No fue tan afortunado Naturgy y su diversificación geográfica. La depreciación de la mayor parte de monedas latinoamericanas frente al euro le costó a Naturgy €124 millones de impacto negativo en sus cuentas.

Así transforma Naturgy el panorama renovable en España

eleconomista.es, 31 octubre de 2025

La compañía tiene un ambicioso plan para conseguir 9,5 GW de energía verde. Actualmente, cuenta con una capacidad de generación renovable de 7,7 GW a escala internacional



Parque eólico en Puerto del Rosario (Fuerteventura)

Las energías renovables y Naturgy van de la mano. A día de hoy, la compañía cuenta con 7,7 GW de capacidad de generación renovable a escala internacional, tras la entrada en operación de nuevas instalaciones en España, Australia y Estados Unidos. De ellos, 5,3 GW de producción renovable están en España. **El actual Plan de Sostenibilidad 2025-27 tiene como objetivo para fin del periodo tener un 47% de potencia instalada de origen renovable, y un 50% de capacidad libre de emisiones.**

No cabe duda de que las energías renovables son un pilar esencial en la lucha contra el cambio climático y son la llave de la transición energética. En este contexto, Naturgy, en su nuevo Plan Estratégico a 2027, ha fijado el compromiso de incrementar más de un 30% su capacidad operativa renovable a nivel internacional a final del periodo. Para ello, **hasta 2027 se invertirán más de 1.200 millones de euros.** La finalidad es alcanzar los 9,5 GW de capacidad de generación de energía verde.

La compañía ya se ha puesto en marcha y cuenta con 5,3 GW en operación a escala nacional. Asimismo, **están en construcción 17 proyectos que suponen un total de 0,9 GW de potencia fotovoltaica y eólica adicional.**

Naturgy tiene una ambiciosa cartera de proyectos repartidos por todo el territorio nacional. Entre ellos destacan la construcción de su mayor instalación fotovoltaica en el país, Campo de Arañuelo, en Extremadura, que entrará en servicio a finales de 2026. **Con 300 MW de potencia, la planta producirá alrededor de 515 GWh de energía limpia al año.**

En paralelo, la compañía ha puesto en marcha su primera planta fotovoltaica en **la Región de Murcia**. La planta de Jumilla cuenta con una potencia de 34 MW que producirá anualmente unos 73 GWh de energía verde. ¿Esta planta permitirá evitar la emisión de más de 46.400 toneladas de CO₂ al año. Asimismo, en **Castilla y León** ha puesto en funcionamiento el paquete eólico Valverde, con una potencia instalada de 49,5 MW. Sus 11 aerogeneradores producirán anualmente 126 GWh de energía renovable. Por otro lado, en **Castilla-La Mancha** ha inaugurado la planta fotovoltaica Ocaña con una potencia de 50 MW y una producción estimada de 100 GWh al año, energía suficiente para generar el equivalente al consumo de 26.000 hogares. Con esta nueva infraestructura, la compañía alcanza 1.200 MW operativos en la comunidad autónoma.

En materia de sostenibilidad, las plantas fotovoltaicas de Ciudad Real (Picón I, II y III) han recibido el Sello de Excelencia en Sostenibilidad, un reconocimiento que premia las buenas prácticas ambientales, sociales y de gobernanza en el desarrollo de proyectos renovables. Este distintivo refuerza el compromiso de Naturgy con la integración territorial, la responsabilidad ambiental y la generación de valor compartido en las comunidades donde opera.



Planta fotovoltaica Naipes II (Extremadura)

Más recientemente, este año, **Naturgy ha integrado toda su energía solar y eólica en un gran Centro de Control de Renovables (CCR) en A Coruña**, encargado de gestionar más de 3,48 GW de potencia. Además, también monitoriza la producción de energía en otros países en los que opera la compañía. Así, desde esta instalación opera la compañía. Y controla el funcionamiento de 93 parques eólicos, 24 plantas fotovoltaicas y 5 de cogeneración de España, además de dos parques eólicos en México. Más allá de España, Naturgy tiene una cartera importante de potencia renovable en operación, siendo Australia y Estados Unidos los países clave.

En lo que respecta al gas renovable, Naturgy sigue siendo líder. **Tiene tres proyectos de producción de biometano en operación con 4,1MW de potencia instalada**: la Planta Elena, en Cerdanyola del Vallès (Barcelona), pionera en inyectar gas renovable procedente de vertederos a la red de distribución de gas; la planta ubicada en EDAR Bens (depuradora de aguas residuales), en A Coruña, y la planta de Vila-sana (Lleida), instalada en la explotación ganadera de Porgaporcs.

El biometano es el futuro para conseguir la descarbonización. De hecho, con tan solo el 30% del potencial de producción de biometano disponible en España sería posible descarbonizar todo el parque de viviendas del país, sin que los propietarios tuvieran que asumir costes adicionales. Este gas renovable puede circular sin modificaciones por la actual infraestructura gasista, que es un aliado esencial en la transición hacia hogares más sostenibles y libres de emisiones.

Iberdrola adelgaza la estructura en España con salidas de directivos históricos y prejubilaciones

eleconomista.es, 3 noviembre de 2025

Salen veteranos como Enrique Alba, exCEO de México, y reordena su negocio de hidrógeno ante un avance más lento de los esperado

Redimensiona el organigrama en España para abordar su plan estratégico, con foco en Reino Unido y EEUU

Iberdrola está acometiendo una **revisión de su estructura organizativa en España** con el objetivo de adaptarla a su plan estratégico, actualizado en **el Capital Market Day del pasado 24 de septiembre**.

La compañía está llevando a cabo un redimensionamiento en el organigrama del mercado nacional que se traduce en la salida de más de **300 trabajadores en 2025 a través de prejubilaciones y jubilaciones**, fundamentalmente, despidos puntuales y rescisiones pactadas que atañen en algunos casos a altos directivos con una larga trayectoria en la eléctrica.

El adelgazamiento de la estructura directiva en España, que llega después del **nombramiento, el pasado mes de junio, de Pedro Azagra como consejero delegado del grupo** -relevó a Armando Martínez-, busca reducir los costes y mejorar la eficiencia operativa. La mayoría de los puestos serán amortizados.

De igual modo, está reorganizando algunas unidades de negocio, con la consecuente reubicación de personal directivo, como **la de hidrógeno, que ante un desarrollo más lento de lo previsto pierde entidad en la estructura del grupo** y pasa a integrarse en Iberdrola Energía Sostenible España, liderada por Julio Castro.



Sede de Iberdrola en Bilbao

El plan estratégico 2025-2028 contempla inversiones brutas por **58.000 millones de euros** y pone el foco aún más en el negocio regulado de redes, con Reino Unido y Estados Unidos como puntas de lanza, y en la inversión selectiva en generación renovable.

Este enfoque implica **una revisión tanto de los equipos como de los responsables de ejecución de actividades** con el objetivo de "lograr un crecimiento sostenible, reafirmando la política de remuneración al accionista en línea con los resultados y aumentando el dividendo social", explican desde la eléctrica.

Iberdrola ha comunicado en los últimos días la salida de varios directivos históricos. Entre las bajas más relevantes sobresale la de quien fue durante casi diez años consejero delegado de Iberdrola México, **Enrique Alba**. Abandona la empresa tras casi 26 años en la empresa. En la primavera de 2024 dejó el mando ejecutivo de la filial en México, donde la eléctrica vasca se ha replegado con la desinversión de sus diferentes negocios, y regresó a Madrid como director del grupo.

La multinacional española también ha prescindido de Margarita Fernández de Prada, desde 2022 directora de Transformación Digital Global, área que la eléctrica concedió en su momento una elevada trascendencia para la mejora de sus operaciones. Sale de la compañía tras casi 18 años. De igual modo, **Tomás Guijarro, presidente de Iberdrola Deutschland e Investment Officer**, deja la empresa tras 27 años. Ocupaba ambos cargos desde 2023. Anteriormente fue director de Planificación y Desarrollo de Negocio de Iberdrola Renovables.

Otros directivos salientes son **Roberto García Galán, director de Resources and Services de Iberdrola España** desde diciembre y con 26 años en la firma; Óscar Fortis, con tres décadas en las filas verdes y desde julio de 2024 director de Excelencia Operativa en Iberdrola Energía Sostenible España; o Miguel Ángel García Tamargo, director general de Carbon2Nature, creada en 2023 para la reducción de la huella de carbono global.

El redimensionamiento, que Iberdrola contextualiza en el curso ordinario de la compañía, incluye más de 100 jubilaciones anuales y más de 200 prejubilaciones en 2025 en España, "dentro de un plan general que garantiza la conservación del conocimiento, así como la promoción interna de talento", explica. **"Estas salidas están totalmente alineadas con el plan de negocio y con la localización de actividades"**, abunda.

Frente a las bajas, **Iberdrola ha realizado cerca de 400 incorporaciones en España en 2025** (sin incluir a las becas y graduados), manteniendo el nivel de los últimos años. Entre 2025-2028, contempla, de hecho, más de 15.000 contrataciones.

Adif cambiará a Endesa por Iberdrola para el suministro eléctrico en la red ferroviaria por 1.685 millones

eleconomista.es, 3 noviembre de 2025

La energía verde se destinará a la tracción de los trenes entre 2026 y 2030, y para estaciones y terminales logísticas, entre otras instalaciones, en 2026 y 2027

El megacontrato de la luz del administrador de la infraestructura ferroviaria Adif hasta 2030 se ha saldado con la adjudicación a una sola eléctrica, Iberdrola, por 1.685 millones de euros (IVA incluido). El proceso ha incluido diversas novedades: se contemplan procedimientos de coberturas de precios con los que las operadoras ferroviarias podrán desarrollar sus propias estrategias de riesgos, y también se contempla la venta de excedentes por el uso de instalaciones de autoconsumo de Adif y Adif Alta Velocidad. El objetivo de esta última salvaguarda es reducir el coste del suministro. Entre abril de 2023 y diciembre de este 2025, **Endesa ha sido la gran suministradora en el sistema ferroviario.**



La empresa dependiente del Ministerio de Transportes garantiza que el 100% de la energía será renovable y con garantía de origen. La electricidad contratada se destinará a las operaciones de las distintas compañías de transporte ferroviario para el periodo 2026-2030, tanto en la red convencional como en la de alta velocidad. La adjudicación a Iberdrola también contempla el suministro a las estaciones de viajeros, terminales logísticas y demás instalaciones ferroviarias del grupo Adif durante 2026 y 2027.

La compañía pública ha elegido eléctrica tras un proceso negociado con distintos competidores en el que debían ofrecer mejoras en sus presupuestos. Adif, uno de los mayores compradores de electricidad del país, recuerda que el consumo energético para usos de tracción en la red ferroviaria fue de 2,76 TWh en 2024. Ese volumen crecerá hasta 2,79 TWh al cierre de 2025. En cuanto al consumo anual total estimado en estaciones y otras instalaciones rondará los 275 GWh, en línea con el registrado en 2024.

Tracción para Renfe y sus rivales

La parte destinada a las operadoras ferroviarias, correspondiente a la energía de tracción, alcanza una inversión de 1.614,3 millones y se divide en 16 lotes. Cada uno de ellos ha tenido una adjudicación independiente en función de criterios de proximidad de los puntos de suministro eléctrico. Con ello se ha tratado de reducir al mínimo los desvíos de consumo y homogeneizar los costes de mercado.

Adif ha aclarado que los costes de acceso a las redes de transporte y distribución no están incluidos en el importe de adjudicación, siendo su gestión realizada por Adif Alta Velocidad con las distribuidoras.

El coste definitivo del contrato de energía de tracción, señala Adif, va a depender de los consumos reales, las ofertas recibidas, el precio resultante en el mercado mayorista OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía), los servicios de ajuste y las posibles coberturas de precio en el mercado OMIP (Operador del Mercado Ibérico-Polo Portugués).

Por su parte, la obtención de energía eléctrica para las estaciones y demás inmuebles se ha repartido en dos contratos. El primero abarca los puntos de suministro telemedidos (Adif AV monitoriza directamente el

consumo) y ha sido adjudicado por 57,8 millones de euros. En el segundo, por un importe de 13,6 millones, se agrupan los puntos no teledados.

Para sacar adelante esta operación, Adif mantuvo cinco reuniones con las operadoras ferroviarias en la primera mitad de 2024, con la CNMC como árbitro. De esos encuentros salieron las necesidades de las compañías en lo que se refiere a la energía de tracción, uno de sus principales costes y sobre el que venían demandando capacidad de gestión.

Fue a petición de las operadoras por lo que se licitó una estructura del precio *pass through*, en la que se trasladan los costes reales del mercado. También se decidió ampliar el periodo de contratación a cinco años, que es el máximo permitido para las licitaciones públicas de suministro.

Ahora, las compañías ferroviarias que ruedan por la red de Adif podrán solicitar coberturas de precio de la totalidad o parte de la energía que prevén consumir en un periodo determinado, y será Adif AV la que gestione las órdenes de cierre con el comercializador ganador del concurso.

En cuanto al nuevo procedimiento de coberturas del precio, se diferencia entre periodos con liquidez en el mercado OMIP y periodos con escasa liquidez en el mismo mercado. “Este modelo de gestión responde a un intenso trabajo de Adif AV con las operadoras ferroviarias con el fin de dotarles de mayor capacidad de decisión y gestión en uno de sus principales costes y, así, reforzar la sostenibilidad del sector y el proceso de liberalización”, explica Adif a través de un comunicado.

Endesa avanza en un proyecto híbrido renovable de 600 millones en Portugal

Elperiodicodelaenergia.com 4 noviembre de 2025

El proyecto Pego, de más de 600 MW, combinará energía solar y eólica con almacenamiento y un electrolizador

La compañía trata de obtener el visto bueno para desarrollar un complejo híbrido en el país Pego, la antigua central térmica que muestra el camino hacia la transición energética justa

Endesa avanza con la tramitación de un complejo proyecto renovable en Portugal asentado sobre varios municipios de la región de Abrantes, donde se ubicaba la antigua central de carbón de Pego, que supondría una inversión de más de **600 millones de euros**. Pese a su complejidad —conllevaría integrar en un mismo clúster energía fotovoltaica y eólica, un sistema de almacenamiento a través de baterías y un electrolizador para la generación de hidrógeno verde—, la tramitación sigue un cauce habitual en este tipo de proyectos, gestado desde hace varios años. La compañía dirigida por José Bogas lo dio a conocer en 2022, cuando logró adjudicarse un derecho de conexión para llevarlo a cabo.

El último avance ha tenido lugar este mes de octubre, con la búsqueda de la declaración de impacto ambiental para una de las patas del proyecto (la de las plantas fotovoltaicas), en un plazo que culmina precisamente este martes.

En el año 2021 expiró la licencia de explotación de la central térmica de Pego, en Portugal, obligando a cerrar unas instalaciones operativas desde 1993. Entonces, el Gobierno luso abrió un concurso público con iniciativas de descarbonización que fomentasen el empleo e impulsasen la economía de la zona. Ese concurso lo ganó Endesa en 2022, obteniendo un **acceso de conexión de 224 megavoltio-amperios (MVA)**.

"Endesa sigue apostando por la Península Ibérica. Y lo hacemos con un proyecto al que hemos dedicado mucho esfuerzo y cariño, trabajando para desarrollar un modelo de desarrollo renovable innovador en el

que las comunidades locales tengan un protagonismo real", indicó entonces el director general de Generación de Endesa, **Rafael González**, que calificó el proyecto como "el modelo renovable del futuro, estamos seguros que esta propuesta marcará un antes y un después en el sector".

Respecto al diseño inicial, el proyecto portugués ha sufrido en estos tres años algunas modificaciones sustanciales. En su etapa inicial, **el proyecto de Pego** constaba de 365 megavatios pico (MWp) de **energía solar**, 264 megavatios (MW) de **energía eólica**, un **almacenamiento** integrado de 168,6 MW y un **electrolizador** de 500 kilovatios (kW) para la producción de hidrógeno a partir de los excedentes energéticos que no puedan ser almacenados. No obstante, los últimos documentos aportados al portal Participa de la Agencia Portuguesa de Medio Ambiente muestran que los 356 MWp de energía solar se reducen a 330 MW, mientras que los 264 MW eólicos se aumentan hasta los 360 MW. Los sistemas de baterías aportarán, si la energética obtiene el visto favorable, 337 megavatios-hora (MWh) de electricidad almacenada de forma renovable. Además, las modificaciones implican una reducción del espacio ocupado de 50 hectáreas.

"De esta manera, se trata de un proyecto que ofrece varias ventajas: por un lado, aprovecha los excedentes generados para inyectarlos en la red eléctrica y, por el otro, los utiliza para alimentar un electrolizador y generar hidrógeno verde, ayudando a la descarbonización de sectores con dificultades para su electrificación", indicó **Pedro Almeida Fernandes**, Head of Power Generation Portugal en Endesa.

Junto con estas cifras, la compañía estima la creación de **75 puestos de trabajo directos**, la dotación de más de 12.000 horas de formación que permitirán el reciclaje profesional de trabajadores de la zona, y el apoyo a pymes y autónomos para que integren sus proyectos en la zona.

Red Eléctrica señala que el modo de operación reforzada supone 422 millones, un 2,34% de los costes del sistema

Elperiodicodelaenergia.com, 5 noviembre de 2025

El operador del sistema advierte de que el sistema eléctrico "está en evolución y cada día se enfrenta a nuevas situaciones de operación no equivalentes a las del año anterior"



La presidenta no ejecutiva de Redeia, Beatriz Corredor; el CEO de Redeia, Roberto García Merino, y la directora general de Operación de Red Eléctrica, Concha Sánchez, ofrecen una rueda de prensa en la sede de Red Eléctrica en Tres Cantos

La programación reforzada que opera Red Eléctrica desde el apagón peninsular del 28 de abril ha supuesto 422 millones de euros de mayo a octubre, el equivalente al 2,34% de los costes totales del sistema eléctrico español, que durante el mismo periodo han superado los 18.000 millones.

Según ha informado Red Eléctrica, sólo en octubre, **la programación reforzada ha representado un 2,9% sobre el precio final de la energía**, lo que implica que, para un usuario con **tarifa regulada o PVPC** con un consumo medio mensual de 300 kilovatios hora (KWh), este modo de operación ha costado 3 céntimos al día.

En su nota, el operador del sistema advierte de que es incorrecto realizar comparativas directas con 2024, ya que el sistema eléctrico "está en evolución y cada día se enfrenta a nuevas situaciones de operación no equivalentes a las del año anterior".

En los primeros nueve meses del año, la programación reforzada representa el 0,8% del volumen de energía renovable no gestionable que no se integró en el sistema por motivos de seguridad.

Son los llamados 'vertidos técnicos' o por restricciones técnicas de red, cuyo aumento este año se debe fundamentalmente al incremento de la potencia instalada renovable.

En cualquier caso, no dispone de estimaciones de los 'vertidos económicos', que es la energía que no se integra en el sistema porque no casa en los mercados por motivos ajenos a Red Eléctrica.

La operación reforzada

El operador del sistema aplica este criterio de programación desde el pasado 30 de abril, siendo su intención "mantenerlo, con las necesarias adaptaciones a un sistema en constante transición, hasta que se aprueben e implementen todas las medidas normativas, varias de ellas propuestas en su informe de análisis del incidente".

También hasta tener claro el fenómeno que causó la oscilación "anómala y forzada, y hasta que el comportamiento de los sujetos del sistema sea acorde a los requisitos normativos de control de tensión".

El objetivo es "mitigar" tanto las variaciones rápidas de tensión como sus consecuencias, especialmente respecto a la eventual desconexión de instalaciones de generación conectadas a redes de distribución a las que no alcanza la observabilidad del operador del sistema y que "se puso de manifiesto en el incidente".

Acciona supera el 90% directo en su filial de energía antes de decidir si la excluye de bolsa

eleconomista.es, 4 noviembre de 2025

Aprueba ejecutar los derivados que contrató en 2024 por el 4,56% del capital de Acciona Energía Logra 57 millones de plusvalías implícitas con las operaciones, que comunicará a la CNMV en días Baraja sacar la filial de bolsa, fusionarla con la matriz o con un tercero, un 'spin off' o no hacer nada

Acciona refuerza aún más el control sobre su filial de energía. La compañía ha decidido ejecutar los derivados que firmó durante 2024 por el **4,56% del capital de Acciona Energía**, de manera que ahora tanto los derechos políticos como económicos de esta participación pasan a ser de su propiedad, según explican fuentes financieras.

El grupo que preside **José Manuel Entrecañales** alcanza una participación directa en la subsidiaria del 90,03%, consolidando su escalada en el capital, con la que ha contribuido a que la cotización se haya alejado del suelo que tocó el pasado mes de abril.

Lo hace a la espera de desvelar el resultado de la revisión estratégica de la filial energética. En febrero puso sobre la mesa de análisis cinco opciones, **incluida la exclusión de bolsa**, y por ahora no ha realizado ningún movimiento. Fuentes oficiales de Acciona han declinado realizar comentarios.

La multinacional española comunicará en los próximos días a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) su nueva posición en el accionariado de Acciona Energía. **Con el 90,03% en manos de la matriz, se consolidará como la firma del Ibex 35 con un menor free float (capital flotante).**

Acciona firmó el 30 de julio, el 3 octubre y el 6 de noviembre de 2024 tres contratos de permuta financiera de retorno absoluto ("total return equity swaps") distintos con una entidad financiera sobre acciones de Acciona Energía por un importe nominal, en conjunto, de 300 millones de euros (100 millones de euros cada uno) o un máximo de 14.816.277 títulos (4.938.759 cada uno), representativos del 4,56% del capital (1,52% cada uno), con vencimientos en el plazo de 12 meses y liquidables físicamente mediante la entrega de acciones.



José Manuel Entrecañales, presidente de Acciona

Acciona ya ha ejecutado dos de los tres derivados que firmó el año pasado y esta semana planea hacer lo propio con el tercero, cuyo vencimiento está fijado para el jueves 6 de noviembre. Las operaciones implican el pago de los referidos 300 millones de euros, aunque no implica salida de caja alguna este año porque los derivados fueron financiados en el momento de su suscripción, según precisan fuentes conocedoras. La alternativa que tenía era devolver dichas acciones al mercado.

La decisión de ejecutar los derivados permite a Acciona anotarse unas jugosas plusvalías implícitas gracias a la positiva evolución de la cotización de su filial de energía. El precio medio de los tres contratos quedó fijado en 20,26 euros por acción de Acciona Energía. La cotización cerró este lunes a 24,12 euros tras subir el 1,09%, de manera que la ganancia implícita alcanza los 3,86 euros por título. En consecuencia, el importe total asciende a 57,19 millones de euros.

Remontada en bolsa

Corporación Acciona Energías Renovables (Acciona Energía) **debutó en bolsa en julio de 2021 a un precio de 26,73 euros por título**, con una valoración superior a los 8.800 millones de euros. Los Entrecanales colocaron el 17,25% del capital de la subsidiaria y **ya en el primer día experimentó una fuerte subida, del 7,3% (hasta 28,69 euros)**.

Acciona Energía tocó máximos en agosto de 2022, en 43,50 euros. A partir de ese momento emprendió una curva bajista propiciada por la crisis en el sector eléctrico que le llevó a tocar sus mínimos el pasado mes de abril cuando cotizó a 14,76 euros. **En los últimos seis meses ha remontado hasta los 24,12 euros de ayer**, en un contexto en el que el grupo ha acometido un ambicioso plan de reducción de deuda con un objetivo de desinversiones de entre 1.500 y 1.700 millones de euros para este año y en el que los mercados bursátiles han experimentado fuertes crecimientos.

En paralelo, la compañía controlada por la familia Entrecanales impulsó medidas con las que ha reforzado el control de la filial energética. **En junio de 2024 Acciona Energía llevó a cabo una reducción de capital de 90 millones de euros mediante la amortización de 4,5 millones de acciones propias** que ejecutó para incrementar el beneficio por acción y así contribuir a la retribución al accionista. **La operación propició que Acciona subiera su participación en un 1,14%, hasta el 83,774%.**

Con posterioridad, el grupo de infraestructuras firmó los derivados mencionados y **también ha crecido con compras de acciones en el mercado por el equivalente al 1,69%**. En julio pasado reportó una participación directa del 85,47% de Acciona Energía y del 4,56% de manera indirecta. Este paquete ahora se transforma en directo para alcanzar el 90,03% señalado. **El último movimiento es relevante porque llega en un escenario de incertidumbre respecto al futuro de Acciona Energía.**

Entrecanales y su equipo analizan desde comienzos de año **hasta cinco opciones para la subsidiaria sin que hasta la fecha hayan movido ficha en ningún sentido**. Las alternativas discurren por la exclusión de bolsa de la compañía energética; la fusión con la matriz Acciona o con un tercero; ejecutar un spin off, separando los negocios de Acciona de infraestructuras por un lado y de energía por otro; o mantener la situación actual. **Tanto en la junta de accionistas de junio como en la presentación de resultados de julio los directivos eludieron dar indicaciones concretas ni plazos.**

El Senado aprueba alargar la vida de las nucleares Almaraz, Ascó y Cofrentes y recuperar las indemnizaciones de Renfe

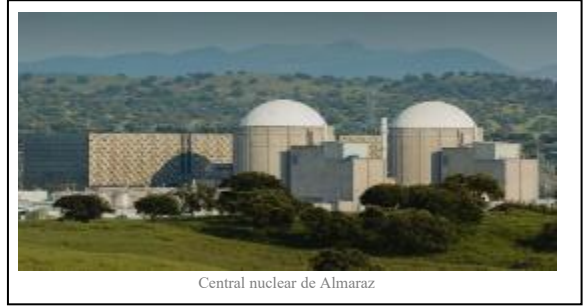
eldebate.com, 5 noviembre de 2025

La Cámara Alta incorpora tres enmiendas a la Ley de Movilidad Sostenible del PP

El PP pone a Junts a tiro asestar un varapalo a Sánchez frenando el cierre de las centrales nucleares
el Senado ha dado luz verde este jueves a la Ley de Movilidad Sostenible, que deberá ahora volver al Congreso para su posterior convalidación.

Allí, el Ejecutivo deberá volver a amarrar el apoyo de la habitual mayoría que le respalda, incluyendo a Junts, partido que ha decidido poner tierra de por medio con el Gobierno de **Pedro Sánchez** y que se ha pronunciado a favor de mantener abiertas las nucleares.

El texto ha salido adelante con la incorporación de varias enmiendas del PP buscan blindar el actual mapa concesional de autobuses interurbanos. Además, pretenden extender la vida de las centrales nucleares de **Almaraz** (Extremadura), **Ascó** (Cataluña) y **Cofrentes** (Valencia), así como recuperar las indemnizaciones por retrasos y cancelaciones en los trenes AVE, que Renfe eliminó en julio de 2024.



Central nuclear de Almaraz

El informe de la ponencia que incluía las enmiendas del PP ha sido aprobado por la mayoría del Senado, tan sólo con los votos en contra de Vox, ERC y Bildu, y la abstención de PNV y Junts.

Vox, por su parte, ha optado por rechazar el proyecto de Ley, y ha afeado a los populares que la dejen seguir su camino legislativo, considerando que «aumenta la presión fiscal y la dependencia de los ciudadanos del estado», informa **Natalia Cristóbal**.

La nuclear, buena contra el cambio climático

Sobre las nucleares, la enmienda de los populares modifica la orden ministerial de 2020 que deja a Almaraz sin posibilidad de continuar operando a partir de 2027 y 2028 para añadir la posibilidad de que sus titulares puedan solicitar «con al menos 18 meses de antelación al 1 de noviembre de 2027, una nueva autorización al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico».

Una coletilla que, en términos similares, también se traslada a Ascó y Cofrentes, cuyo cese de operaciones está previsto para 2029 y 2033. Medida que los populares justifican por el papel de las centrales nucleares para mitigar el cambio climático y su sostenibilidad medioambiental, citando el preámbulo de la Ley.

Retrasos de Renfe

Además, otra enmienda de los populares insta al Gobierno a recuperar «con efectos desde el 1 de enero de 2026, los compromisos de puntualidad y devoluciones de Renfe anteriores a las modificaciones producidas en julio de 2024, garantizando nuevamente las indemnizaciones por 15 y 30 minutos de retraso, del 50 % y el 100 % del importe, respectivamente, en los servicios de alta velocidad y larga distancia».

Cabe recordar que la empresa pública decidió modificar sus compensaciones desde el 1 de julio de 2024, después de que el aumento de incidencias en los últimos años y el incremento en el número de viajeros hubieran disparado la factura hasta los **42 millones de euros** (y hasta los 70 si todos los afectados hubieran optado por reclamar). Un roto inasumible para las cuentas de la compañía que, no obstante, argumenta que su actual sistema de compensaciones es igualmente generoso siempre que se opte por gestionarlas a través del sistema de puntos Más Renfe.

Sobre el **mapa del autobús**, las comunidades del PP acusan a Puente de querer suprimir rutas, paradas y frecuencias, «castigando a la desconexión nada menos que a 3,25 millones de personas», según la portavoz popular Alicia García. Las enmiendas introducidas hoy sobre este punto plantean que las comunidades autónomas tengan que emitir un informe cuando se suprima una ruta en su territorio, e instar al ministerio a cubrir con créditos la financiación de estos servicios, entre otras medidas.