

Resumen de **Prensa**

Sector **Energético**



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Endesa no podrá desmantelar una parte de la central de Los Guinchos

Eldia.es, 21 noviembre de 2025

Gobierno de Canarias y Red Eléctrica tampoco autorizan la retirada de otros generadores que operan en las islas de Fuerteventura y Lanzarote



Gobierno de Canarias y Red Eléctrica deniegan a Endesa el desmantelamiento de 13 grupos de generadores que operan en las centrales de La Palma, Fuerteventura y Lanzarote. Peticiones como las que se han hecho que afectan a las instalaciones palmeras de Los Guinchos fueron rechazadas por las dudas existentes en torno a su sustitución por unos equipamientos más eficientes y modernos. En el caso de la Isla Bonita la empresa eléctrica planteó el relevo de los grupos diésel 6, 7, 8, 9 y 10; el mismo número de los que tenía previsto cambiar en la Central de Las Salinetas (Fuerteventura). Los tres restantes prestan servicios en la Central de Punta Grande (Lanzarote).

El permiso solicitado para Los Guinchos pretendía desmantelar las instalaciones y equipos interiores de los grupos diésel 6 (4,32 MW), 7 (4,32 MW) y 8 (4,32 MW). También se contemplaba la demolición de las bancadas de equipos auxiliares, sobre nivel de rasante que supongan un riesgo de caídas o tropiezos para las personas, así como las tuberías de fuel-oil, calorifugados de conductos, tuberías del sistema de agua sobrecalentada, tanto interiores como exteriores, el transformador principal y conductores exteriores de la nave. El desmantelamiento y demolición sería completo hasta nivel de soleras dentro de la nave de motores; y de pavimento de calzadas y aceras, en el exterior.

En cuanto al desmantelamiento de los grupos 9 (5,04 MW) y 10 (7,52 MW), se preveía el desmontaje completo de los grupos generadores, mantenimiento las rejillas de admisión que proviene del cerramiento de la nave, y las conducciones de gases de escape que lo conduce a la caldera del grupo. Asimismo, se desmantelarían el transformador principal, el sistema de suministro de combustible y otros elementos auxiliares de la instalación. El presupuesto total de las operaciones en las tres islas superaba los 3,8 millones de euros.

Iberdrola vende su cartera de renovables en Francia a Technique Solaire

Elconfidencial.com, 21 noviembre de 2025

La cartera de la que se desprende el grupo comprende 118 megavatios de capacidad eólica en operación, así como una cartera de 639 MW de proyectos eólicos terrestres y fotovoltaicos

Iberdrola Francia ha alcanzado un acuerdo para vender **su cartera de renovables terrestre** en el país galo al grupo francés de energías renovables **Technique Solaire**, informó **la compañía**.

En concreto, la cartera de la que se desprende **el grupo** presidido por **Ignacio Sánchez Galán** comprende 118 megavatios (MW) de capacidad eólica en operación, así como una cartera de **639 MW de proyectos eólicos terrestres y fotovoltaicos**.

La operación está sujeta a la finalización previa de los procesos de información y consulta con los órganos de representación de la plantilla correspondientes, indicó la energética, que **no precisó el importe de la transacción**.

Iberdrola Francia mantiene su compromiso con el país, especialmente a través de sus actividades en energía eólica marina, incluida la planta de **Saint Brieuc** de 496 MW y el primer proyecto a gran escala de eólica marina en Bretaña y el segundo de Francia que fue inaugurado en 2024 tras una inversión de **unos 2.400 millones de euros**.

El pasado mes de septiembre, **Iberdrola** lanzó su nuevo plan estratégico 2025-2028, periodo en el que prevé unas inversiones de 58.000 millones para impulsar, principalmente, el desarrollo de redes eléctricas.

El foco estará puesto de manera principal en los mercados de **Reino Unido y Estados Unidos**, en los que se invertirán 20.000 millones y 16.000 millones, respectivamente. A estas áreas le siguen la **Península Ibérica**, con 9.000 millones de euros, **Brasil**, con 7.000 millones de euros y otros países de la UE y Australia, con 5.000 millones.

En su 'hoja de ruta' el grupo energético tiene previsto un plan de rotación de activos y alianzas de **13.000 millones**, que está completo en un 75%.



Disa, Satocan, Sampol y Endesa, elegidas para renovar el sistema eléctrico canario

Laprovincia.es, 22 noviembre de 2025

Madrid envía a las empresas participantes y al Gobierno de Canarias el fallo provisional del concurso multimillonario para evitar apagones en las Islas



Ya hay fallo en el concurso para la **renovación del parque obsoleto de generación térmica** de electricidad en **Canarias**. Duda resuelta sobre la presencia de Endesa. El hasta ahora operador único en este segmento de la producción eléctrica se mantendrá, pero su monopolio llega a su fin. Las canarias Disa y Canary Carreteras (Satocan), y la balear Sampol conformarán, a priori, el **póquer de empresas a las que se encomendará enviar al pasado los apagones**. Así se recoge en la resolución a la que ha tenido acceso este periódico. Entre todas esas compañías, suman un total de 62 grupos de generación.

La resolución llega después de años de espera y tras el deterioro del parque existente, lo que ha forzado la puesta en marcha de un concurso exprés para contener el riesgo de nuevos apagones. Un procedimiento de urgencia, ya fallado, que permitirá la entrada en servicio de sus primeros grupos durante el primer semestre del próximo año.

Tal y como avanzó, el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (Miteco) ha dado por **finalizada la primera fase del concurso ordinario** antes de finalizar este año. Así se lo comunicará a las empresas que decidieron concurrir a la convocatoria y al **Gobierno de Canarias**. Se abre ahora un periodo de recogida y valoración de alegaciones para conformar la resolución final.

La referencia del concurso exprés, que movilizará 350 millones de euros para desplegar unos 242,7 megavatios (MW) en tres islas, sirve para dimensionar lo que está por venir. Aunque el importe del procedimiento ordinario aún se desconoce, la envergadura de la potencia a renovar apunta a que su coste final será con toda probabilidad multimillonario.

Trece años

Pasan ya **trece años desde que el parque de generación debería haber sido sustituido**. Las máquinas tienen su vida útil prolongada y, varias de ellas, están entre algodones. No obstante, no siempre se han logrado evitar apagones por problemas en la generación térmica. Además, son menos eficientes que las que en la actualidad están en el mercado, por lo que contaminan más y, además, dificultan que el operador del sistema (Red Eléctrica) pueda dar entrada en el mix a más potencia renovable.

Sobre la participación en este proceso de Endesa sobrevolaba la duda introducida por la Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (17/2013) impulsada por José Manuel Soria en su etapa como ministro de Industria, Energía y Turismo (2011-2016). Esta norma impide el acceso a la retribución adicional –paga un plus por las especiales dificultades de generar electricidad en los territorios insulares y extrapeninsulares– a las empresas que **acaparen una cuota de mercado superior al 40%**.

Al concurso se presentaron un total de 181 solicitudes (sumados también las de Baleares, Ceuta y Melilla). Los grupos nuevos que se instalen tendrán derecho al régimen retributivo adicional por un periodo de 20 años. En el caso de los que ya existen pero necesitan de una inversión que les traiga al presente, se reduce, dependiendo de que esta sea mayor o menor, a entre cinco y diez años. Por último, aquellos que estén hoy en día en perfecto uso gozarán de cinco años más de este régimen.

El coste económico en **función del estado de las máquinas** –de plenamente operativas a por instalar de cero- ha estado presente a la hora de la valoración, según se señala en la resolución. A partir de ahí se valoraron otras observaciones técnicas como el tamaño de las instalaciones, las limitaciones horarias para estar operativas o las restricciones urbanísticas a las que se enfrentaban los proyectos. Pese a todo, no se espera que los grupos resultantes de este concurso ordinario entren en funcionamiento antes de 2030 como pronto, dada la envergadura del proceso.

"Necesidades planteadas"

Tras tener acceso al fallo, fuentes del Miteco se limitaron a señalar que en todos los subsistemas eléctricos «se ha seleccionado potencia necesaria para cubrir las necesidades planteadas y garantizar el suministro». Esas mismas fuentes, se mostraron satisfechas ante el «notable incremento en la participación de distintos agentes en el ámbito de la generación», siempre en el caso de que la resolución definitiva no difiera en exceso de la provisional. Además, avanzaron que de manera general es, como se pretendía, «la renovación del parque térmico existente» la principal consecuencia del fallo.

El jueves, Endesa hizo pública la negativa del Gobierno de Canarias a la sustitución de trece grupos de generación altamente inestables en [La Palma](#), [Fuerteventura](#) y [Lanzarote](#). El director general de Energía, Alberto Hernández, se refirió a este concurso como el momento para abordar los cambios. Con las dudas que despertaba la participación de Endesa en el proceso de renovación, la Consejería de Transición Ecológica y Energía optó por no regatear el proceso ya en marcha.

La jugada estratégica de Iberdrola en Brasil: vende una hidroeléctrica por 405 millones, pero se queda como socio minoritario

Eleconomista.es, 22 noviembre de 2025

- *La española reinvierte parte de lo obtenido para mantener una participación minoritaria del 25%*
- *El acuerdo incluye una opción para que la filial de Iberdrola puede vender su 25% en un plazo de hasta 2,5 años*

Iberdrola ha dado un nuevo paso en su estrategia global de rotación de activos con la **venta de la hidroeléctrica de Dardanelos**, en el estado brasileño de Mato Grosso, operación articulada a través de su

filial Neoenergia y valorada en 2.515 millones de reales, equivalentes a **unos 405 millones de euros** al tipo de cambio actual. La desinversión, que **mantiene una presencia accionarial minoritaria** de la energética española en la instalación, se inscribe en la política del grupo de optimización de cartera y disciplina financiera.

 IBERDROLA
^ 0,44% 0,08

18,115 □


La compañía ha firmado además un contrato de compraventa con **EDF Brasil Hidro Participações** para transferir el **100% del capital de Energética Águas da Pedra (EAPSA)**, responsable de la operación de la central hidroeléctrica de Dardanelos, con **261 MW de capacidad instalada**. Del valor empresarial total pactado, 2.229 millones de reales —unos 361 millones de euros— corresponden a la valoración realizada en diciembre de 2024, cifra que incluye 67 millones de reales en concepto de earn-out. Los 286 millones de reales adicionales —alrededor de 46 millones de euros— derivan de la actualización financiera asociada a la variación del CDI hasta la fecha de la firma. El importe final quedará sujeto a nuevas correcciones por el índice de referencia brasileño hasta el cierre efectivo y a los ajustes habituales en este tipo de operaciones.



La estructura de la transacción incorpora un segundo acuerdo que permite a Iberdrola conservar una **participación minoritaria** indirecta en la central. Neoenergia ha suscrito un acuerdo de inversión con EDF Brasil Holding para aportar 93,5 millones de reales a la sociedad compradora, lo que le permitirá quedarse con un **25% de su capital**. EDF, que invertirá 280,5 millones de reales, **controlará el 75% restante**. Una vez ejecutada la venta, la participación de Neoenergia en Hidro Participações será su único vínculo con EAPSA, mientras que el resto de los recursos necesarios para financiar la adquisición procederá de entidades bancarias.

El contrato establece, además, **derechos de salida recíprocos**: durante un periodo de hasta dos años y medio desde la conclusión de la operación, EDF Brasil Holding podrá **adquirir la totalidad de la participación** de Neoenergia, mientras que la filial de Iberdrola también tendrá la posibilidad de **vender su 25%** en las mismas condiciones.

La transacción deberá ser **aprobada por el Consejo Administrativo de Defensa Económica (Cade)**, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel) y las entidades financieradoras de EAPSA. Neoenergia explicó que la operación refuerza su estrategia de **rotación selectiva de activos** para maximizar valor, reforzar la disciplina de capital y **concentrar los esfuerzos inversores en áreas consideradas prioritarias**.

La compañía además ha logrado esta misma semana una nueva **renovación de las licencias de operación de sus distribuidoras en el país tras conseguir el visto bueno de Aneel para una prórroga por 30 años más de los permisos de Elektro**.

Cuenta atrás para Endesa: por qué la eléctrica se la juega en las próximas semanas

Elpais.com, 24 noviembre de 2025

La compañía sabrá antes de que finalice el año cuál es la decisión de la CNMC sobre la retribución de las redes de distribución eléctrica, una medida de la que depende buena parte de su beneficio

Si pensaba que el sector eléctrico era aburrido, **cambie de parecer**. Tiene contenido para una serie de varias temporadas y en cada capítulo, como en los culebrones, se podría destapar un evento inminente. Después del gran apagón y terminado (a medias) el pulso por evitar el cierre de la central nuclear de Almaraz 1 en

2027, las grandes compañías del país, [con toda su influencia](#), se juegan ahora buena parte de su beneficio —en el caso de Endesa, alrededor del 37% de su resultado de explotación— a una carta: la decisión que antes de fin de año adoptará la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre la retribución de las redes de distribución eléctrica en el periodo 2026-2031.

La cuenta atrás ha comenzado. Endesa tiene unos activos de 11.200 millones (el llamado RAB, que representa la inversión total que la compañía puede recuperar a través de las tarifas reguladas) que se remuneran al 5,58% gracias a la tasa de retribución financiera que fija la CNMC. A partir de enero, si entran en vigor las nuevas reglas, ingresará más por esas inversiones —pasará del actual 5,58% a, como mínimo, el 6,58%, según la propuesta que hay encima de la mesa—, pero por ahora los ánimos no son los mejores.



Endesa no utiliza la palabra “negociación” —el porcentaje lo decide de forma soberana el organismo que preside Cani Fernández en coordinación con la política energética que marca el Gobierno—, pero no duda en trasladar su disgusto por la propuesta que debería aprobarse antes del 31 de diciembre. “La tasa del 6,58% sigue siendo insuficiente. Debería estar en un rango entre el 7% y el 7,5%”, señalan fuentes de la compañía presidida por José Bogas. La espesura técnica alrededor de estos pagos (la metodología) tampoco es del agrado de la compañía. [Porque la CNMC](#) se inclina por reducir la prima de riesgo que atribuye a las inversiones que deben hacer las empresas, lo que rebajará la rentabilidad de las distribuidoras como Endesa. “El hecho de que la metodología no garantice el reconocimiento del 100% de las inversiones genera un riesgo a la propia actividad”, dicen en la eléctrica, en un momento en que, recuerdan, son necesarias montañas de dinero para conseguir que la electrificación sea el eje vertebrador de la estrategia industrial y climática del país. Un problema de concepción y, como siempre, de financiación.

[El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima](#) calcula que es necesario invertir 53.000 millones hasta el 2030. Y España ya llega tarde para ponerse al día —necesita triplicar el esfuerzo realizado entre 2021-2025—. En cambio, el 83,4% de los nudos de la red de distribución están saturados, lo que ha impedido conectar nueva demanda eléctrica. Entre 2020 y 2024, se rechazaron más de 100 GW de solicitudes de conexión por falta de capacidad. En 2024, solo se concedió el 10% de la capacidad de acceso solicitada por sectores clave como la industria, los centros de datos, el almacenamiento energético y los puntos de recarga de vehículos eléctricos.

Más allá de este debate, los resultados de la compañía brillan. Los análisis de Renta 4, JP Morgan o Barclays, en línea con lo que ha dicho la empresa, apuntan a que terminará el año en la parte alta de la horquilla de beneficios (con un resultado de explotación de entre 5.400 y 5.600 millones de euros y un beneficio neto de entre 1.900 y 2.000 millones). Su política comercial está cambiando. Por una parte, este año ha perdido unos 350.000 clientes por la competencia de otras compañías, pero ha comprado otros tantos tras hacerse con la comercializadora energética digital de MasOrange. La empresa ha bajado los brazos para no pelearse por los “infieles”, las personas que al menos una vez al año cambian de suministradora buscando mejores precios (un 25% de los contratos del mercado libre). Se debe en parte a que Repsol, que hace siete años se lanzó a comercializar luz y gas, ha logrado captar ya unos tres millones de clientes que antes eran de Naturgy, Iberdrola y Endesa.

La compañía también ha bajado marchas en las inversiones de generación solar fotovoltaica porque los precios no son tan atractivos. Está, en cambio, más interesada por la energía eólica —que sufre retrasos por las protestas sociales y la dificultad de conseguir nuevos permisos—, y, sobre todo, la hidráulica (a principios de año le compró a Acciona 34 centrales con una vida media de 30 años por 1.000 millones). No hay, dicen, miedo a que los escenarios climáticos les hagan sufrir (es decir, que los embalses pierdan capacidad por las sequías), o al menos sus modelos no lo predicen de forma inequívoca. En cambio, añaden, el almacenamiento a través de baterías va a ir siendo más y más rentable por la evolución de la tecnología y la bajada de precios.

El precio de la luz

En medio, o quizá al final de la película, **está el consumidor**, que tiene que pagar todos los sobrecostes que se disputan en los despachos. Si las previsiones son ciertas, en España disfrutarán de unos precios moderados en los próximos años —mayores que los vecinos franceses pero menores que alemanes o italianos—. Aunque dependerá mucho de lo que pase con la cotización del gas —la tecnología marginal que en el complicado sistema de fijación de tarifas marca de alguna forma los precios al resto— y del mayor o menor empuje para descarbonizar el continente. Parece que fue hace una eternidad, pero hace solo cuatro años los diarios económicos titulaban a toda página que Endesa dejaría de suministrar gas a sus clientes en 2040. La compañía, preguntada por esto, no parece ser tan rotunda ahora. Mantiene la vigencia del calendario, “que se irá acompañando” con el fin de sus grandes contratos de suministro.

Con una mayor penetración de renovables, los modelos hablan de que el megavatio estará en un futuro próximo entre los 61 y los 58 euros. Aunque estando el mundo como está, las previsiones de los analistas podrían saltar por los aires igual que ha pasado con el calendario de cierre de centrales nucleares —consensuado en 2019 y cuestionado en 2025—. **Endesa tiene el 100% de la propiedad de Ascó 1, el 85% de Ascó 2 y el 72% de Valdellós.** El peligro de apagones sigue pesando en la operación eléctrica, pero el cierre nuclear era hasta ahora prioritario para el Gobierno. Quedan muchos pulsos por librar, muchas temporadas de la serie eléctrica.

Iberdrola lanza una opa de 1.030 millones por el 16,2% que no controla de Neoenergia

Expansion.com, 24 noviembre de 2025

- Iberdrola recompra su filial brasileña por 1.880 millones y anticipa su nuevo plan estratégico

Iberdrola reafirma su apuesta por Brasil y por las redes eléctricas. La compañía que preside Ignacio Galán acaba de lanzar una opa por el 16,2% que aún no controlaba de su filial brasileña Neoenergia para excluirla de Bolsa. Ofrece 1.030 millones de euros por este porcentaje accionario.

La energética que preside **Ignacio Galán** ofrece en esta opa de repesca el mismo precio que **pagó a su socio Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ)** el pasado 31 de octubre. Es decir, **32,5 reales brasileños por cada acción** a los que hay que sumar el interés oficial desde esa fecha.

De manera que la contraprestación total de la opa (antes de su actualización según la evolución de la tasa Selic -los tipos de interés brasileños- y asumiendo que Neoenergia no abona ningún dividendo intermedio) asciende a **6.395 millones de reales brasileños (1.030 millones de euros)**.

Esta opa para hacerse con el 100% de Neoenergia valora el total de la compañía en 36.540 millones de reales brasileños (**6.358 millones de euros**), lo que representa una **prima del 14%** respecto a su cotización.

"La opa persigue **simplificar la estructura corporativa y organizativa** de Neoenergia, permitiendo una mayor flexibilidad de la gestión financiera y operativa de sus actividades, y atender a los intereses de sus accionistas y demás partes interesadas ahorrando los gastos derivados del mantenimiento de la negociación de las acciones de Neoenergia en el segmento Novo Mercado de B3", asegura Iberdrola a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Iberdrola reafirma así su apuesta por **Brasil** y por un modelo de crecimiento basado en las **redes eléctricas**, que suponen el 90% del negocio de Neoenergia y que es **el gran negocio tanto de esta compañía como de su filial estadounidense, Avangrid**.

Asimismo, con esta adquisición, la eléctrica española **invierte las plusvalías** acumuladas en el último año con la venta de activos como los de México (donde ha vendido todos sus negocios), o el área de contadores eléctricos de Reino Unido.



La mayor distribuidora de energía de Brasil

Neoenergia 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 de 18 líneas de transporte, lo que la convierte en el **primer grupo de distribución** del país por número de clientes.

La compañía está presente en **18 estados** y el Distrito Federal, tiene más de 725.000 kilómetros de líneas de distribución eléctrica y 8.000 kilómetros de líneas de transporte y cuenta con 3.800 MW de generación renovable, principalmente hidroeléctrica.

A nivel global, Iberdrola cuenta ya con 1.400.000 kilómetros de líneas de transporte y distribución eléctrica en **Estados Unidos, el Reino Unido, Brasil y España**.

Iberdrola concentra poder en la matriz tras recomprar filiales por 5.300 millones

Expansion.com, 25 noviembre de 2025

- **Iberdrola lanza una ope de 1.030 millones por el 16,2% que no controla de Neoenergia**
- **Iberdrola logra 100 millones por su eólica en Francia**

Iberdrola recompra filiales vía opas y acuerdos para agilizar la toma de decisiones desde Madrid y ejecutar firmemente su estrategia hacia redes de luz.



Iberdrola recompra filiales vía opas y acuerdos para agilizar la toma de decisiones desde Madrid y ejecutar firmemente su estrategia hacia redes de luz.

Iberdrola, el mayor grupo energético español en Bolsa, anunció ayer una **oferta de adquisición (opa)** para comprar el **16,2% del capital que no posee de su filial en Brasil, Neoenergia**. El objetivo de esta operación, **valorada en 1.030 millones de euros**, es idéntico al de la ope que realizó Iberdrola el pasado año, cuando anunció una oferta de **compra sobre el 18,4% de su filial Avangrid**, en EEUU, para hacerse con el 100% por **2.350 millones de euros y excluirla de Wall Street**.

La **recompra de filiales** -un hecho sin precedentes a nivel empresarial por la rapidez con la que se está haciendo- va mucho más allá de lo puramente financiero. Supone una reordenación en la forma de gestionar el grupo.

Tanto la recompra de Avangrid como la de Neoenergia permitirán a Iberdrola **simplificar la estructura de las empresas filiales y, consecuentemente, de todo el grupo energético**.

Al excluirlas de Bolsa y no tener que rendir cuentas a minoritarios, ni cubrir otros largos trámites de gobierno corporativo para cotizadas, la toma de decisiones se agiliza y se puede concentrar en la matriz. Esto permitirá acelerar de forma mucho más expeditiva la gestión.

El cambio llega en un momento en el que Iberdrola trata de imprimir la máxima velocidad a su carrera hacia el negocio de las redes eléctricas, columna vertebral de su nuevo plan estratégico.

Círculo virtuoso

Aunque a priori la toma de control total de la filial brasileña no estaba contemplada en el plan **estratégico** presentado en septiembre, crea una especie de círculo virtuoso con él. El plan apuesta por ir aumentando el volumen, o base, de activos de la compañía en negocios regulados (RAB), como el de redes, la gran actividad de Neoenergia.

De esta forma, una mayor participación en la filial implica, financieramente tras la ope, un **aumento automático en el volumen de activos regulados**.

El control total de las filiales "dota a sus operaciones y financiación de una **mayor flexibilidad, reduciendo gastos derivados del mantenimiento de la negociación de las acciones en el mercado**", añaden los directivos de Iberdrola.

Opa esperada

El mercado esperaba de alguna forma la ope de exclusión de Neoenergia cuando, a la vuelta del verano, Iberdrola anuncio la compra de la participación accionarial que su socio Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ) tenía en esa filial.

La operación, valorada en 1.880 millones de euros, contemplaba la compra del 30,29% de Previ, de modo que Iberdrola pasaría a controlar aproximadamente el 84% del capital social de la compañía. Tras alcanzar ese 84%, lanza ahora la ope al mismo precio.

Si a la ope sobre Avangrid y la ope a Neoenergia se suma la compra directa a Previ, **Iberdrola desembolsará un total de 5.260 millones de euros en su proceso de recompra de filiales**.

Para evitar contratiempos, **Iberdrola ofrece en la ope por Neoenergia el mismo precio pagado a su socio Previ**. Es decir, 32,5 reales brasileños (unos 5,25 euros) por acción, aunque actualizado por la tasa oficial de tipos de Brasil, denominado Selic.

El precio ofrecido de 32,5 reales brasileños representa **una prima de casi el 8% con respecto al cierre del pasado viernes de los títulos de Neoenergia**, que cotizaban a 30,1 reales brasileños por acción.

11% de ENW de Kansai

El mercado ahora contempla que el círculo de recompra de filiales se cierre con la **adquisición al grupo japonés Kansai del 11% que tiene de ENW, filial británica de Iberdrola**.

Todas las operaciones se están financiando con los multimillonarios recursos obtenidos por Iberdrola con la rotación de activos no estratégicos, como el **negocio de México**, y la incorporación de socios no mayoritarios a proyectos estrella.

Solo en dos años, Iberdrola ha sumado recursos por 20.000 millones en sucesivas operaciones coordinadas desde la dirección de desarrollo global del grupo, que ahora puede usar estos fondos para dar su gran salto histórico.

Con la ope a Neoenergia, que se espera completar en 2026, Iberdrola cerrará un periplo de casi siete años en la Bolsa brasileña. Iberdrola lanzó a cotizar en la Bolsa de Sao Paulo a su filial brasileña en julio de 2019. Entonces, controlaba más del 50% del capital, teniendo por socio a Previ, con el 32,9%.

Con la ope sobre Neoenergia, Iberdrola reafirma su apuesta por Brasil como uno de sus cuatro mercados más estratégicos, junto a EEUU, Reino Unido y España.

Neoenergia suministra electricidad a 40 millones de brasileños en los estados de Bahía, Río Grande do Norte, Pernambuco, Sao Paulo, Mato Grosso do Sul y Brasilia. La compañía suma más de 725.000 kilómetros de líneas de distribución eléctrica y 8.000 kilómetros de líneas de transporte y cuenta con 3.800 megavatios (MW) de generación renovable, principalmente hidroeléctrica.

CEOE y los trabajadores suben la presión al Gobierno por Almaraz

Trabajadores de la central nuclear de Almaraz (CNA), representantes del comité de empresa y miembros de la plataforma ciudadana Sí a Almaraz, Sí al futuro, entre otros colectivos, se concentraron ayer ante el Ministerio de Trabajo y Economía Social para pedir la continuidad de la planta, de la que dependen unos 4.000 empleos de la zona.

Según ha informado la plataforma, a la concentración también se sumaron los colectivos Mujeres por Almaraz, Jóvenes Nucleares y Women in Nuclear y, tras la concentración, se entregaron en el Ministerio tres cartas dirigidas a la vicepresidenta segunda del Gobierno, Yolanda Díaz.

Las misivas alertan de las graves consecuencias económicas, sociales y demográficas que tendría el cierre para Extremadura y para el conjunto del país.

Golpe irreversible

Sí a Almaraz, Sí al futuro advierte en la carta de que "el cierre de Almaraz supondría un golpe irreversible para una comarca, que "ya sufre los efectos del desempleo estructural, la despoblación y la pérdida progresiva de tejido productivo".

En paralelo, el presidente de ATA (Asociaciones de Empresarios y Trabajadores Autónomos), y vicepresidente de CEOE, Lorenzo Amor, ha asegurado que va a trabajar desde sus responsabilidades para que Almaraz "no se cierre a pesar de la última votación política", en alusión a la producida en el Congreso de los Diputados en la que se rechazó la supresión de la fecha de cese definitivo.

El Estado da solo tres años para renovar el sistema eléctrico de Canarias tras tardar más de doce en sacar el concurso

Canarias7.es, 25 noviembre de 2025

Endesa es la gran ganadora aunque algunos de sus proyectos quedan fuera. Todas las empresas preparan alegaciones contra el plazo, la resolución o la retribución. La inversión supera los 1.500 millones

El Ministerio de Transición Ecológica pisa el acelerador y tras haber sacado la resolución provisional de los proyectos admitidos para instalar nuevos equipos de generación eléctrica y renovar los actuales, algunos de más de 50 años, al fin de dotar a Canarias de un sistema eléctrico del siglo XXI capaz de cubrir sus necesidades sin riesgo de apagones, pretende que las empresas adjudicatarias pongan en marcha sus equipos de forma rápida y con fecha tope: el 31 de diciembre de 2028.

Apenas quedan tres años para cumplir el objetivo marcado por el Miteco cuando, según señalan fuentes próximas, implementar y lograr que entren en funcionamiento estos equipos de generación lleva una media de tiempo de entre cinco y ocho años. Hay que tener en cuenta que muchos de ellos han de empezar por construirse y para seguir, han de cumplir los trámites ambientales, con lo que los tres años que se recogen en la resolución del Miteco es «un imposible». Expertos del sector, como el decano del Colegio de Ingenieros Industriales de Canarias oriental, Carlos Medina, ha asegurado en numerosas ocasiones que se tardará diez años en instalar los casi 1.000 MW de potencia de este concurso.

Quizás por esta dificultad la resolución recoja que, una vez concluya el plazo de 15 días que tienen las empresas adjudicatarias: Endesa, Disa, Sampol y Satocan, para presentar alegaciones, cuentan con otros diez días para poder retirarse del concurso sin ser penalizadas.

La fecha puesta por el Ministerio de tres años ha sorprendido a las empresas, sobre todo teniendo en cuenta que el Miteco lleva más de doce años de retraso para convocar el concurso de concurrencia competitiva

dirigido a renovar los equipos de generación eléctrica de Canarias. Esta demora ha sido la razón principal del déficit de potencia que tiene hoy el archipiélago y que la ha sumido en riesgo alto de apagón, en el cada día que pasa es posible un cero energético. La empresa que hoy tiene la generación eléctrica, Endesa, lleva desde el año 2013 sin poder renovar equipos a la espera del concurso, al igual que el resto de competidores que querían entrar en el negocio de generación de las islas, como Disa o Sampol.

Aluvión de alegaciones de las empresas incluidas y excluidas

Las cuatro empresas que han resultado adjudicatarias con un total de 62 proyectos (Endesa, Disa, Satocan y Sampol) y la que ha quedado fuera (Ayagaures) estudiaban ayer al milímetro una resolución remitida con carácter individual y con los datos exclusivos de cada una de ellas. Todas están ya preparando alegaciones. Algunas porque consideran que el plazo para empezar a operar los equipos es insuficiente, otras porque estiman que se debería haber admitido algún proyecto más suyo que ha quedado excluido y en la práctica totalidad de los casos por una retribución que apuntan que «está en el aire». En la resolución no hay detalle de cuánto se pagará por la generación de la electricidad a **pesar del esfuerzo inversor que tienen que hacer las empresas y que, en su totalidad, supera los 1.500 millones de euros**, según fuentes del sector. Fuentes próximas indican que solo Endesa tendrá que invertir en los proyectos admitidos cerca de 1.000 millones.



Endesa, la gran ganadora en Canarias; Ayagaures, fuera

El hecho de que la resolución hay sido remitida con carácter individual a los interesados y la global aparezca con la información por proyectos «encriptada» imposibilita conocer con exactitud el reparto por empresa, potencia e isla. Sin embargo, según apuntan distintas fuentes consultadas por este periódico **Endesa es la empresa ganadora del concurso**. Ella se encargará de la instalación de nueva potencia y renovación de los equipos obsoletos en las islas de Gran Canaria y Tenerife, ya que el Miteco ha optado por los actuales emplazamientos de las centrales como opción más económica: con Juan Grande, Jinámar y Granadilla, a la cabeza. Además, es la única adjudicataria con proyectos en La Palma, La Gomera y El Hierro, donde no optó ninguna otra empresa. Endesa queda fuera de Fuerteventura donde entra Disa, que también coge algún proyecto en Tenerife. Sampol también desarrollará proyectos en Tenerife mientras que Satocan implementará dos proyectos en Fuerteventura.

Zapata defiende el barco de generación turco mientras tanto

A la espera de que se ejecuten los proyectos y se pongan en funcionamiento esos casi 1.000 megavatios, las empresas del 'concurso exprés' siguen trabajando para poner en marcha sus medidas antiapagones. El consejero Mariano Hernández Zapata quiso recordar ayer que estas medidas, entre las que figura un barco turco de generación de 100 MW, son transitorias y estarán operativas solo de forma temporal. **Zapata trata así de sortear el rechazo que el barco genera en el Puerto, ya que además de las dudas medioambientales su ubicación supone perder 200 metros de atraque en un puerto ya colmatado**. Ni la presidenta del Puerto ni los empresarios lo comparten.

Llega el invierno...y con él los riesgos de seguridad de suministro: se vienen paradas en la industria

Elperiodicodelaenergía.com, 25 noviembre de 2025

ENTSO-e publica su informe de perspectivas del invierno 2025-2026 y augura que España activará probablemente el SRAD si se vuelve a dar una nueva tormenta perfecta

A lo largo del año hay dos momentos clave para el suministro eléctrico. El verano y el invierno. Los cambios de temperaturas (calor y frío) hacen incrementar la demanda y estresan la red eléctrica. Son esos momentos donde más se pone en riesgo la seguridad del suministro eléctrico.

Es por ello que los operadores de la red y de los sistemas eléctricos europeos, a través de ENTSO-e realizan su informe sobre cómo va a ser esa temporada. En este caso, la red de operadores ha publicado su informe para el invierno 2025-2026 y a modo resumen Europa está preparada para aguantar el invierno aunque hay algunas excepciones.

El informe muestra que en España "existe un riesgo moderado de experimentar episodios de escasez durante el próximo invierno. Sin embargo, existe un alto nivel de incertidumbre asociado a dicho riesgo".



Estamos ante nuevos episodios en los que si se da la tormenta perfecta, a las que somos asiduos, España podría tener algún problema.

Según el informe dedicado a España, se prevé que aumente la demanda en el invierno, tal y como ha hecho durante todo este año respecto a 2024. Pero la clave estará en la disponibilidad de los ciclos combinados, que se han convertido en una tecnología fundamental desde el apagón y la puesta en marcha del modo de operación reforzada.

Ciclos combinados parados durante el invierno

ENTSO-e asegura que "las paradas programadas de las centrales térmicas, que se producirán de noviembre a febrero, junto con varias paradas forzadas de larga duración en vigor, afectan a las centrales de ciclo combinado (CCGT)".

Además, "existe una creciente preocupación por los largos períodos con baja entrada de energía renovable y bajas temperaturas (es decir, el fenómeno de Dunkelflaute), que pueden afectar a grandes zonas de Europa, como ocurrió el invierno pasado".

A ello, hay que sumar la situación de la hidroeléctrica. Las reservas hidroeléctricas (53 % a mediados de octubre) se encuentran en un nivel superior al valor medio de referencia de los últimos diez años. Sin embargo, se han observado condiciones climáticas secas durante los últimos meses, y las reservas hidroeléctricas podrían disminuir si esta situación persiste.

Por otro lado, no se prevén preocupaciones sobre el suministro de gas para el próximo invierno.

Con todo ello, ENTSO-e dice que "si se cumplen los estrechos márgenes de adecuación, Red Eléctrica podría activar el Servicio de Respuesta Activa a la Demanda (SRAD), un producto de balance específico para la demanda, diseñado para abordar la escasez de reservas de balance".

Justo desde hace un año, diciembre de 2024 que no se activa el SRAD, este servicio de interrumpibilidad de la industria, en España, y podría darse la circunstancia también de volver a activarse durante este invierno. Veremos.

Europa, bien salvo algunas excepciones

El informe de ENTSO-e pronostica una situación de adecuación general favorable en todo el continente, y los Operadores de Sistemas de Transmisión (TSO) europeos continuarán monitoreando la situación durante todo el período invernal.

El informe concluye que podrían presentarse algunos riesgos para el suministro eléctrico en Chipre, Irlanda y Malta, las tres islas. En Finlandia, Estonia y Lituania, se pronostican riesgos menores en caso de condiciones operativas excepcionalmente adversas, combinadas con bajas temperaturas y un elevado número de cortes de suministro imprevistos. Se prevé la asignación de recursos no comerciales específicos para mitigar los riesgos en Irlanda y Malta.

Las tendencias del sistema eléctrico europeo desde el invierno de 2024-2025 muestran una disminución de la energía convencional general y un aumento de las fuentes de energía renovables. Los cortes de suministro planificados y los patrones de demanda son comparables a los del invierno pasado, mientras que los niveles de los embalses hidroeléctricos son superiores a los de años anteriores. Estos factores combinados anticipan condiciones de adecuación favorables.

En definitiva, Europa pasará un invierno tranquilo. Ojalá sea así.

La energía nuclear gana protagonismo como alternativa estable y baja en emisiones en plena transición energética

Elperiodicodelaenergía.com, 25 noviembre de 2025

El debate se ha centrado en cuestiones clave como la capacidad de la energía nuclear para reforzar la estabilidad de la red eléctrica española y la conveniencia de ampliar o mantener operativas las centrales actuales

La **energía nuclear** está recuperando peso en el debate energético internacional debido a su capacidad para generar electricidad de forma estable, con emisiones cero de CO₂ y en un contexto de transición acelerada hacia sistemas eléctricos más seguros y eficientes. Estas son algunas de las conclusiones expuestas durante la jornada *¿Es la energía nuclear una alternativa de futuro?*, organizada por la delegación del Instituto Español de Analistas en Aragón, Navarra y La Rioja y celebrada en el espacio Ibercaja Xplora de Zaragoza.

El encuentro ha reunido a profesionales del análisis y especialistas del sector energético para profundizar en el resurgir de la energía nuclear, los avances tecnológicos recientes, el marco regulatorio internacional y las oportunidades de inversión que está generando la cadena de valor del sector.



La sesión ha sido inaugurada por **Juan Uguet de Resayre**, miembro de la Junta de la delegación del Instituto Español de Analistas en Aragón, Navarra y La Rioja y director de Inversiones de Augustus Capital, quien ha dado la bienvenida a los asistentes y ha subrayado que “la energía nuclear proporciona estabilidad en la generación tras el boom de las renovables. Para hacer frente a la fuerte demanda de electricidad por el elevado consumo de energía por los ‘Centros de Datos’ se necesita una fuente de generación eléctrica constante, estable y económica”.

Avances tecnológicos

A continuación, **Francisco Tajada**, gestor de fondos en Augustus Capital, ha ofrecido la ponencia principal en la que ha analizado el resurgir internacional de la energía nuclear como fuente de generación eléctrica. Durante su intervención ha abordado los cambios regulatorios, los avances tecnológicos —incluyendo los reactores avanzados y nuevas soluciones de seguridad— y el creciente interés inversor en compañías cotizadas vinculadas a la cadena de valor nuclear. Tajada ha destacado las ventajas de esta tecnología, como su estabilidad operativa o sus emisiones cero de CO₂, así como los retos asociados a la gestión de residuos y al impacto reputacional derivado de accidentes pasados. En este contexto, ha señalado que “el renacimiento de la energía nuclear es una oportunidad estratégica para Europa”.

Tras la ponencia, se ha celebrado una mesa redonda moderada por **María Cadarso**, vicepresidenta de la delegación del Instituto Español de Analistas en Aragón, Navarra y La Rioja y responsable comercial de Ibercaja Rioja-Burgos-Guadalajara, en la que han participado Alberto de Min, CEO de Preon Consulting Group; María Samperiz, gestora de fondos en Ibercaja Gestión; y el propio, Francisco Tajada.

El debate se ha centrado en cuestiones clave como la capacidad de la energía nuclear para reforzar la estabilidad de la red eléctrica española, la conveniencia de ampliar o mantener operativas las centrales

actuales, la seguridad de las nuevas instalaciones, la dependencia del uranio y las implicaciones del desarrollo de la fusión nuclear.

Hacia la fusión nuclear

Por su parte, **Maria Samperiz** ha analizado las estrategias que otros países están adoptando en materia nuclear y ha reflexionado sobre cómo debería diseñarse un sistema eléctrico eficiente si pudiera construirse desde cero, combinando renovables, nuclear, almacenamiento e hidrógeno para asegurar precios estables y bajas emisiones. Samperiz ha señalado que "lo óptimo sería tener un sistema eléctrico barato, estable y con precios lo más planos posible; es decir, sin grandes picos ni valles; y con unas emisiones muy bajas".

En su intervención, **Alberto de Min** ha profundizado en las tecnologías más avanzadas del sector, ha explicado por qué las nuevas plantas incorporan mejoras significativas en seguridad y ha evaluado el potencial de la fusión nuclear a largo plazo, así como su impacto en las inversiones actuales.

El acto ha sido clausurado por **Óscar del Diego Ereza**, presidente de la Delegación de Aragón, Navarra y La Rioja del Instituto Español de Analistas y director de Análisis en Ibercaja Gestión, quien ha destacado la importancia de que Europa adopte un enfoque pragmático en materia de política energética para reducir de forma estructural su dependencia de combustibles fósiles del exterior.

Expertos advierten que propuesta de la CNMC para las redes prioriza el control de gastos frente a su expansión

Forbes.es, 25 noviembre de 2025



Expertos han advertido de que el modelo propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) para las redes eléctricas «prioriza el control de costes sobre la expansión de la red», lo que frena la electrificación industrial y la instalación de puntos de recarga, «penalizando el desarrollo económico, industrial y social de España».

En un encuentro organizado por el Círculo de Empresarios, Antonio Hernández, socio del área de Sectores regulados y Análisis Económico de EY, consideró que el marco que está a punto de aprobarse, con una última propuesta de tasa de retribución financiera

para la actividad del 6,58% -frente al 5,58% actual, pero lejana de las expectativas del sector-, «debería contar con una tasa de retribución lo suficientemente atractiva para competir con los países del entorno».

Igualmente, apuntó la necesidad de modelo retributivo que «no se centre exclusivamente en reducir costes, sino que asegure la conexión de la demanda y no comprometa la operación y mantenimiento de las redes con recortes excesivos que puedan minar la calidad y capacidad de reacción de nuestra red ante situaciones extremas, como las que hemos sufrido recientemente».

A este respecto, subrayó como la retribución en Francia o Alemania es más de dos veces superior a la de España, que se encuentra muy por debajo de la media europea, según los datos del informe 'Comparativa de la retribución del sector de la distribución eléctrica en Europa' de la consultora, informó el Círculo de Empresarios en un comunicado.

«Teniendo en cuenta este hecho, la retribución debería permitir incentivar las inversiones necesarias para atender a la demanda industrial, la descarbonización del transporte y residencial, así como las inversiones anticipatorias, en línea con el proyecto de Real Decreto de planes de inversión que está en trámite de aprobación», destacó el socio de EY.

Asimismo, Hernández estimó que, teniendo en cuenta el crecimiento esperado de la demanda de electricidad, «hay margen para aumentar la retribución e incrementar la inversión sin aumentar los peajes al consumidor».

«Estamos frente a una gran oportunidad económica e industrial, ya que en Europa existe un gran potencial para la electrificación del calor industrial por debajo de los 500 grados, pudiéndose electrificar el 50% del mismo, pero para poder llevarlo a cabo son necesarias redes eléctricas», dijo.

PREOCUPACIÓN DEL EMPRESARIADO POR LA SITUACIÓN CRÍTICA.

Por su parte, Javier Santacruz, economista y vocal en la Asociación para la Transición Energética (ATE), subrayó la profunda preocupación que existe ante la situación «crítica» de las redes eléctricas de distribución, donde la mayoría de las solicitudes de conexión son actualmente rechazadas.

En este sentido, indicó que más de 70 asociaciones empresariales de todo el país han puesto de manifiesto en un comunicado esta preocupación, solicitando a la CNMC que modifique su propuesta para estar a la altura del momento, garantizando una mejor operación de las redes, con seguridad y calidad del servicio, evitando recortes «que comprometan la fiabilidad, seguridad y continuidad del suministro eléctrico».

«La industria asegura estar preparada para liderar el cambio, pero necesita que las redes eléctricas estén a la altura del reto», añadió al respecto.

Acciona Energía se adjudica un contrato de 281 MW en Filipinas para impulsar su expansión asiática

Eleconomista.es, 25 noviembre de 2025

- *La energía procederá de un parque eólico en Laguna y una planta solar en Cebú*
- *La compañía cuenta con cartera en el país de más de 2 GW renovables*
- *Acciona escala en el capital de su filial de energía con más compras y calienta una operación corporativa*

Acciona Energía se ha adjudicado un contrato de suministro eléctrico a 20 años para la **energía generada por dos proyectos renovables** en Filipinas, con una potencia conjunta de 281 megavatios (MW). La asignación se ha realizado en el marco de la cuarta ronda del Programa de Subastas de Energía Verde (GEAP) del Departamento de Energía del país, que busca impulsar nueva capacidad renovable y reforzar la seguridad energética nacional.

El contrato cubre la totalidad de la producción del **parque eólico Kalayaan 2**, de 101 MW, situado en la provincia de Laguna y actualmente en fase de construcción, así como de la **planta solar Daanbantayan**, de 180 MWp, ubicada en Cebú y cuya construcción está previsto que se inicie antes de que finalice 2025. La adjudicación garantiza un marco estable de ingresos a largo plazo y asegura que la energía procedente de ambos proyectos se integre en el sistema eléctrico filipino con carácter prioritario.

Además de estos desarrollos, Acciona Energía **mantiene una cartera en Filipinas superior a los 2 gigavatios (GW)** en distintas fases de tramitación. La compañía ha reorganizado recientemente sus alianzas en el Sudeste Asiático para fortalecer su posición en mercados clave como Filipinas y Tailandia, donde prevé ampliar su presencia en los próximos años.

El pasado mes de agosto, la compañía reorganizó su asociación con **The Blue Circle**, desarrolladora de proyectos eólicos en el sudeste asiático con sede en Singapur con la que se alió en 2022. Concretamente, ambas entidades repartieron su cartera en la región para centrarse de forma independiente en diferentes mercados. Según este acuerdo, la española controlaría la totalidad de la cartera de proyectos renovables en Filipinas, Tailandia y Vietnam, mientras que la singapurense operaría de forma independiente para centrarse en proyectos en Sri Lanka, Malasia y Camboya.



En lo que respecta a **Filipinas**, Acciona opera allí desde 2016 a través de sus **divisiones de agua e infraestructuras**, con proyectos relevantes como la autopista Cebú-Córdoba (CCLEX) y las plantas de tratamiento de agua Putatan II y Laguna Lake. Esta trayectoria industrial se complementa con el trabajo de su fundación, acciona.org, que desde 2021 desarrolla iniciativas de electrificación rural mediante sistemas aislados. En colaboración con entidades locales como la Fundación Ayala y con la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID), **ha llevado servicio eléctrico a cerca de 3.500 hogares**, pequeños negocios y centros comunitarios sin acceso previo a la red.

Con este nuevo contrato, Acciona Energía refuerza su presencia en un mercado en crecimiento y avanza en su estrategia internacional. La compañía **opera actualmente 15,1GW de potencia renovable en 24 países** y se mantiene como una de las principales empresas globales dedicadas exclusivamente a la generación libre de combustibles fósiles.

Acciona negocia vender a la Xunta su eólica en Galicia por 700 millones

Eleconomista.es, 26 noviembre de 2025

- **Acciona encarga a PwC revisar sus protocolos de prevención de delitos**
- **Acciona, ACS e Iberdrola se disputan una red eléctrica de 2.000 millones**

Recursos de Galicia, sociedad público-privada en la que participan las principales empresas gallegas, como Abanca, Megasa, Finsa, Copasa, Gadisa o Ence, realiza una oferta indicativa.

Acciona, a través de su filial de energías renovables, está **negociando la venta de sus activos eólicos en Galicia a la empresa Recursos de Galicia**, sociedad público-privada liderada por la Xunta y en la que también participan varias de las principales empresas de la región, como **Abanca, Megasa, Finsa, Copasa, Gadisa o Ence**, según coinciden varias fuentes del mercado consultadas por EXPANSIÓN.

La cartera de activos, que está compuesta por **26 parques eólicos que suman unos 550 megavatios (MW) de potencia instalada**, está **valorada en alrededor de 700 millones de euros**, según explican las fuentes consultadas.



Las negociaciones entre las partes se han abierto después de que **Recursos de Galicia haya manifestado a Acciona Energía su interés en adquirir los activos a través de una propuesta no vinculante**. La operación, por lo tanto, se encuentra todavía en una etapa inicial y aún no hay garantías de que las conversaciones vayan a resultar en un acuerdo.

Acciona aborda la transacción en solitario, **sin asesores financieros**, al menos por el momento, mientras que **Recursos de Galicia va a trabajar en la transacción junto a Greenhill**, según explican las fuentes consultadas.

Antigüedad

Los activos que vende en Galicia el grupo controlado por la **familia Entrecanales** pertenecen a las sociedades **Corporación Acciona Eólica y Acciona Eólica de Galicia**. A la primera de estas sociedades corresponden alrededor de 300 MW, mientras que a la segunda otros 255 MW, aproximadamente.

Los principales activos de la cartera se encuentran en Lugo. Se trata de los **parques eólicos de Fonsagrada (45 MW), Punago (30 MW) y de Álabe-Terral (27 MW)**.

La cartera, no obstante, tiene cierta antigüedad. **Son activos que se consideran viejos, pues entraron en operación entre los años 1998 y 2005**. Se puede, por lo tanto, repotenciarlos, sustituyendo turbinas

anticuadas y poco eficientes por otras más modernas, lo que permite reducir el número de aerogeneradores manteniendo la misma potencia instalada

Esta es una de las grandes demandas de la Xunta de Galicia a la industria eólica en la región para **limitar su impacto ambiental**.

Naturgy e Iberdrola, que también tienen una importante presencia en Galicia, están **repotenciando sus activos para reducir el número de molinillos manteniendo la misma capacidad**, mientras que **Acciona**, inicialmente, mostró mayores reticencias para el reacondicionamiento de sus aerogeneradores, según las fuentes consultadas.

La operación de Acciona Energía con Recursos de Galicia podría resultar beneficiosa para ambas partes, pues **la Xunta podría repotenciar los activos e impulsar el arraigo local de la industria eólica en la región** al tiempo que **permite a la energética avanzar en su plan de venta de activos**, cuya ejecución está avanzando más despacio de lo previsto.

Arraigo local

La Xunta y las principales empresas de la región **constituyeron Recursos de Galicia en 2023** para potenciar las energías renovables, los recursos mineros y los proyectos de agua de la comunidad.

Emilio Bruquetas, ex director general de Reganosa, es el CEO de la sociedad, mientras que el presidente de Recursos de Galicia es **Manuel Galdo**, ex director general de la Cámara de Comercio de A Coruña, que desempeñó con anterioridad importantes de cargos de responsabilidad en la Xunta de Galicia como secretario general de presidencia y director general de Política Financiera y Tesoro.

A cierre de 2024, el ejecutivo autonómico era el mayor accionista de Recursos de Galicia, con un 30%, junto a 32 empresas gallegas entre las que destacan Abanca, con un 10%, y otras como Megasa, Finsa, Copasa, Gadisa o Ence, que se reparten el 60% restante del capital. Inditex, la mayor empresa de España por capitalización, no participa en el consorcio gallego.

El pasado verano, Recursos de Galicia completó sus primeras dos operaciones, con la adquisición de un parque eólico de Banco Sabadell en Lugo y el 10% de una mina de litio en Ourense.

Plan de ventas

La eventual venta de sus activos en Galicia supondría un paso más de Acciona Energía en su plan de rotación de activos, mediante el cual ha vendido alrededor de 800 MW hidráulicos a Endesa y Elawan por alrededor de 1.300 millones de euros, y una cartera de 440 MW eólicos a Opdenergy, plataforma controlada por Antin Infrastructure Partners, por alrededor de 530 millones de euros.

La constructora, que rechazó hacer comentarios, también ha traspasado eólicas en Perú, Costa Rica y Hungría y trabaja en varias operaciones adicionales que representan un valor agregado en el entorno de los 1.000 millones.

Estas transacciones se encuentran en una fase avanzada y podrían acordarse próximamente, lo que permitiría a Acciona alcanzar su objetivo de operaciones de entre 1.500 millones y 1.700 millones, aunque la compañía reconoció en sus cuentas un retraso respecto al calendario previsto.

GANA UNA SUBASTA DE ENERGÍA LIMPIA EN FILIPINAS DE 281 MW

Filipinas, junto a Oceanía, se ha convertido en uno de los grandes pilares de crecimiento de Acciona en el sudeste asiático. En el área de las energías renovables, la multinacional española acaba de ganar en subasta un contrato de suministro eléctrico de 20 años para la producción total de dos proyectos de renovables que suman 281 megavatios (MW). El grupo ha conseguido esa garantía de venta a través de la cuarta ronda

del Programa de Subastas de Energía Verde (GEAP) del Departamento de Energía del país.

Según Acciona, la adjudicación de la subasta corresponde al parque eólico Kalayaan 2 (101MW) en Laguna, actualmente en construcción, y a la planta solar Daanbantayan (180MW) en Cebú, cuya construcción comenzará antes del final de 2025.

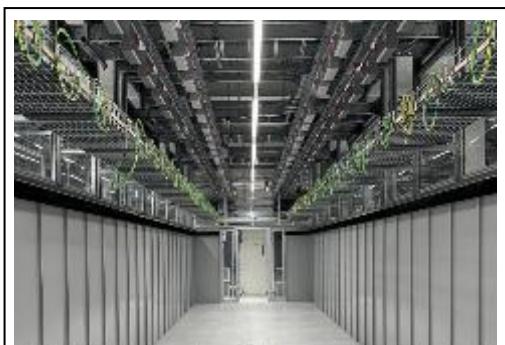
La filial de renovables de Acciona tiene una cartera de más de 2.000 MW en desarrollo en Filipinas. El grupo ha reorganizado recientemente sus alianzas en el sudeste asiático para reforzar su posición en mercados claves, como Filipinas y Tailandia. Acciona puso fin este año a su acuerdo estratégico con The Blue Circle, la plataforma de inversión en renovables en Asia en la que entró como accionista mayoritario en 2022. La reorganización supone que las dos compañías abordarán de manera independiente el mercado asiático y se repartirán los proyectos.

Acciona controlará la cartera de renovables en Filipinas, Tailandia y Vietnam, mientras que The Blue Circle operará en Sri Lanka, Malasia y Camboya.

Nace Echelon Iberdrola Digital Infra para invertir más de 2.000 millones en centros de datos en España

Elperiodicodelaenergía.com, 26 noviembre de 2025

La nueva sociedad cuenta con más de 700 MW asegurados y una cartera potencial de 5.000 MW



Iberdrola y **Echelon Data Centers** han cerrado su alianza estratégica para construir y operar centros de datos a gran escala en España. Nace así Echelon Iberdrola Digital Infra, con unas **inversiones** previstas de más de 2.000 millones de euros, lo que la convierte en la mayor joint venture Europa entre una compañía energética y un desarrollador de data centers.

Con la culminación de esta operación anunciada en julio de 2025, y tras obtener las **aprobaciones regulatorias necesarias**, Echelon Iberdrola Digital Infra iniciará su actividad comercial con el foco puesto en compañías tecnológicas hiperescalares y proveedores de infraestructura y servicios para inteligencia artificial, un sector con gran potencial de crecimiento.

El primer proyecto de esta alianza será **Madrid Sur**, un complejo de 160.000 m² que dispondrá de 144 MW para procesamiento de datos y ya tiene asegurada una conexión eléctrica de 230 MW. Este proyecto generará unos 1.500 empleos directos e indirectos y su demanda estimada es de 1 TWh. Además, contará con una planta solar fotovoltaica y energía renovable adicional de Iberdrola para garantizar la totalidad de su consumo eléctrico.

Claves del acuerdo entre Iberdrola y Echelon Data Centers

Iberdrola aportará su experiencia en generación renovable y en el desarrollo y gestión de grandes infraestructuras eléctricas. Se encargará de identificar y asegurar terrenos con buena conectividad a la red eléctrica y garantizar un suministro de energía limpia 24/7. Por su parte, Echelon asumirá los procesos de permisos, diseño, comercialización y operación.

La participación en la joint venture será de hasta el 80% para Echelon, resto Iberdrola. Iberdrola ya ha asegurado más de 700 MW en conexiones eléctricas en zonas estratégicas cerca de Madrid y prevé nuevos proyectos que podrían sumar 6.000 millones de euros de inversión.

Con esta alianza, Iberdrola refuerza su posición como socio energético clave para centros de datos. Actualmente comercializa más de 11 TWh a empresas tecnológicas y operadores de data centers en todo el mundo.

España, hub digital europeo

En la actualidad, más del 70% del **tráfico de datos** hacia Europa pasa por España, lo que consolida a nuestro país como un hub digital estratégico en Europa gracias a su red de fibra óptica y conexiones submarinas. A esto se suman la alta disponibilidad de energía renovable a costes competitivos y una infraestructura eléctrica avanzada.

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_Nucleonor + SIE_Acciona Energía