Resumen de Prensa Sector Energético

Sindicato Independiente de la Energía

Nos importan las PERSONAS | Creemos en la NEGOCIACIÓN | Trabajamos para construir un FUTURO mejor

1.- El presidente de Iberdrola advierte de un aumento de los precios de la electricidad si se cierran centrales nucleares.

Expansión.com, 20 de marzo de 2025

Ignacio Galán insta al Gobierno de Madrid a evitar repetir el "gran error" de Alemania, que cerró sus instalaciones nucleares.

El presidente de Iberdrola advirtió que los precios de la energía **podrían dispararse más de un 25% si España repite el "gran error" de Alemania** al cerrar sus centrales nucleares.

En declaraciones a Financial Times, Ignacio Galán advirtió de que los españoles pagarían precios mucho más altos y tendrían un sistema menos fiable **si Madrid seguía adelante con sus planes de desmantelar gradualmente los siete reactores nucleares en funcionamiento en el país para 2035.**

Afirmó que era necesario que las autoridades mostraran "pragmatismo", señalando que el debate global defendía la prolongación de la vida útil de las centrales nucleares **o la reapertura de las centrales desmanteladas en Estados Unidos, Bélgica y Alemania." ¿Podemos, como europeos, renunciar a esos recursos energéticos naturales solo por ideología?** ¿O tenemos que ser pragmáticos, como los estadounidenses?", se preguntó Galán en la entrevista.

"Los españoles pagarán [el cierre de las centrales nucleares]... Si las centrales nucleares cierran, algunos análisis indican que los precios al aumentarán entre un 25% y un 30%", sentenció.

Según PwC, el desmantelamiento de las instalaciones nucleares en España provocaría un aumento del precio mayorista de la electricidad de unos 37 €/MWh, **lo que dispararía las facturas de la luz un 23% para el sector doméstico y las pymes, y un 35%** para la industria.

Los gobiernos de varios países, como EEUU, Japón y Bélgica, han comenzado a trabajar para ampliar la vida útil de sus reactores nucleares de cara a satisfacer la creciente demanda de electricidad y las preocupaciones sobre la seguridad energética relacionadas con la dependencia del petróleo y el gas importados. En octubre, **la Agencia Internacional de la Energía revisó al alza sus previsiones de demanda de electricidad**, indicando en su informe Perspectivas Energéticas Mundiales que el consumo en 2035 sería un 6 % superior al previsto el año pasado.

En Alemania, Friedrich Merz y su partido Demócrata Cristiano (CDU), que ganó las elecciones federales del mes pasado, han prometido explorar la posibilidad de reactivar las tres centrales nucleares que se cerraron en 2023.

Los antiguos operadores de esas instalaciones han reaccionado con poco entusiasmo a la idea, advirtiendo que es poco probable que sea económicamente viable, incluso si teóricamente fuera posible.

"Técnicamente, todo es posible... pero al final, la pregunta es: **¿merece la pena el esfuerzo?", se preguntó Markus Krebber, consejero delegado de RWE**, en una entrevista.

España es uno de los pocos países que mantiene sus planes de cerrar sus centrales nucleares. Sin embargo, **la decisión está generando cada vez más polémica a medida que se acerca la fecha del cierre de la primera central**, la de Almaraz, en 2027.

Los propietarios de las centrales, con Iberdrola, Naturgy y Endesa a la cabeza, decidieron implementar un plan de cierre gradual en 2019, presionados por un gobierno socialista, consciente de la preocupación pública sobre la seguridad y la gestión de residuos.

Sin embargo, en los últimos dos años, los directivos de **Iberdrola y Endesa han pedido públicamente una revisión del plan** afirmando que las centrales podrían funcionar durante más tiempo.

Galán afirmó que cerrar las centrales nucleares de España tendría un efecto perjudicial en la fiabilidad de la red eléctrica. De hecho, el **análisis de Iberdrola muestra que el número de cortes de suministro eléctrico o posibles apagones podría aumentar**.

El Ejecutivo español se ha resistido a las presiones de la industria para revertir los planes de cierre. Ha recordado que la lógica económica dicta que la energía nuclear debe dar paso a las renovables **porque la energía eólica y la solar generan mucha más energía al mismo coste**. Sara Aagesen, ministra de Energía de España, declaró la semana pasada que el gobierno estaba dialogando con los propietarios de las centrales, pero añadió que "por el momento, no hay noticias ni **una solicitud formal de las empresas para abordar la posibilidad de modificar el calendario nuclear**".

El Foro Nuclear, un grupo de presión con sede en Madrid que representa a los propietarios de las centrales, afirmó que el Gobierno debía dar el primer paso y cancelar las órdenes ministeriales de cierre que había emitido para dos reactores en Almaraz.

España ya es una potencia mundial en energía eólica y solar y su objetivo es que el 81 % de su electricidad provenga de energías renovables para 2030.

2.- Iberdrola negocia una gran alianza con Abu Dabi en Reino Unido.

Expansión.com, 20 de marzo de 2025

Iberdrola y Masdar sellan una alianza histórica para invertir juntos 15.000 millones en renovables.
Abu Dabi compra más fotovoltaicas y disputa a Iberdrola el podio español.

Masdar quiere dar un nuevo salto estratégico con energéticas españolas y negocia entrar en la mayor eólica 'offshore' de Iberdrola, que lleva aparejada una inversión de 12.000 millones.

El emirato árabe de **Abu Dabi** sigue hambriento de crecer en renovables y de hacerlo a través de grupos españoles. **Masdar**, su compañía estrella en energías limpias, **negocia una alianza con Iberdrola para comprar activos en Reino Unido**, indican diversas fuentes del sector.

En Iberdrola no hacen comentarios, pero la negociación que mantienen abierta ambos grupos se centra en estos momentos **en la entrada como socio de Masdar en East Anglia.**

Conocido internamente en Iberdrola como **East Anglia Hub**, se trata del **mayor proyecto de eólica marina (eólica offshore) de Iberdrola en todo el mundo.**

Modelo 'partnership'

Sumará una capacidad instalada de 2.900 megavatios e implica una inversión aproximada de 10.000 millones de libras (casi 12.000 millones de euros). Además, **Iberdrola ha añadido un nuevo paquete inversor de 6.000 millones de euros más que permitirá duplicar la capacidad.**

Iberdrola ha dividido East Anglia, en la zona sur del Mar del Norte, en tres fases o tres paquetes: **East Anglia I, East Anglia II e East Anglia III**. Los parques eólicos marinos se están desarrollando simultáneamente, pero trocear el activo está **facilitando la búsqueda de socios dentro del modelo de partnership**, que Iberdrola lleva ya dos años impulsando.

Más músculo

Bajo esta modalidad, **Iberdrola incorpora, a cambio de una rentabilidad garantizada, socios a sus proyectos estrella, mientras el grupo español conserva la mayoría y la gestión del activo.** Esto le dota de **mayor músculo para seguir desarrollando instalaciones de renovables o de redes**, cada vez más intensivas en capital.

Macquarie: bloque uno

En **East Anglia I**, Iberdrola ya incorporó como socio a **Green Investment Group (GIG)**, compañía especializada en renovables impulsada por el gigante australiano **Macquarie**. Iberdrola conserva el 60% de East Anglia 1 mientras que Macquarie tiene el 40%. **El acuerdo, sellado en 2019, valoró East Anglia en 4.100 millones de libras**. Si las negociaciones para Reino Unido entre Iberdrola y Masdar finalmente salen adelante, sería el mayor acuerdo firmado hasta ahora entre las dos empresas.

Declaración de intenciones

A finales de 2023, Iberdrola y Masdar sellaron una declaración de intenciones para buscar conjuntamente oportunidades de inversión en renovables fuera de España. ¿Por qué fuera de España? Porque Iberdrola ya tenía entonces acuerdos con otros grupos como el fondo noruego **Norges** para renovables en España y **Masdar ya tenía en mente alianzas con rivales de Iberdrola**.

Endesa, solo en España

En concreto, con **Endesa**, con la que ha sellado una macrooperación de inversión conjunta en fotovoltaica.

La declaración de intenciones entre Iberdrola y Masdar contemplaba sobre todo **inversiones en eólica marina**, aunque también otras oportunidades, como el **hidrógeno. Se barajó la cifra de 15.000 millones de euros en inversiones conjuntas.**

East Anglia siempre fue uno de los proyectos potenciales a desarrollar conjuntamente tras la declaración sellada a finales de 2023. Pero a medida que pasaba el tiempo, la idea parecía que iba decayendo.

Baltic, el inicio

Hasta la fecha, la relación cordial entre Iberdrola y Masdar solo ha tenido como fruto **una inversión conjunta en la eólica marina de Alemania (Baltic Eagle)** y fue anterior incluso a la firma de la declaración conjunta.

Baltic Eagle está a 30 kilómetros al nordeste de la isla de Rügen, frente a la costa de Pomerania, en **Alemania**. Tiene 476 megavatios de potencia. En julio de 2023, **Iberdrola selló un acuerdo con Masdar para coinvertir en Baltic (51%-49%). El acuerdo valoró el parque en 1.600 millones de euros**.

Iberdrola alcanzó ayer un máximo bursátil, al sobrepasar los 14 euros por acción. El grupo **supera los 90.000 millones de euros de capitalización bursátil.**

3.- Arantza Ezpeleta sustituirá a Rafael Mateo como CEO de Acciona Energía.

Elperiodicodelaenergia.com, 20 de marzo de 2025

El consejero delegado abandona la compañía tras 15 años como máximo responsable de su filial energética.

Arantza Ezpeleta asumirá el cargo de consejera delegada de Acciona Energía a partir de la próxima Junta General de Accionistas de la compañía, en sustitución de Rafael Mateo, según anunció este jueves José Manuel Entrecanales, presidente & CEO de Acciona y presidente de Acciona Energía, en una comunicación interna a empleados en nombre de los Consejos de Administración de ambas compañías.

Ezpeleta es ingeniera de Telecomunicaciones por la Universidad Pública de Navarra y cuenta con un Executive MBA de la Universidad de Deusto y con un programa de desarrollo directivo del IE Business School. Ocupa en la actualidad la posición de directora de operaciones (COO) de Acciona Energía y lleva 27 años en el grupo Acciona, donde ha desarrollado su carrera profesional en diversas posiciones previas como directora de Desarrollo de Negocio Internacional de Energía, directora Internacional, directora de Tecnología e Innovación y directora Financiera y de Sostenibilidad de Acciona Energía.

"Con su extensa experiencia en el sector y en Acciona Energía, su reconocimiento interno y externo y su compromiso con la compañía, estamos seguros de que Arantza liderará la organización con el mismo éxito y dedicación que hasta ahora ha demostrado Rafael", afirmó José Manuel Entrecanales.

Mateo, de 66 años y cuyo mandato finaliza coincidiendo con la próxima Junta General de Accionistas, se incorporó a Acciona en 2010 como director general de la división de Energía.

El presidente de Acciona afirmó que "Rafael no solo ha sido un pilar fundamental en nuestra organización, sino también uno de sus creadores, desempeñando un papel decisivo en su desarrollo y consolidación. Su reconocido prestigio en el sector y su visión estratégica han sido clave para alcanzar la posición de liderazgo que hoy ocupamos. Confío, no obstante, en que Rafael seguirá vinculado a Acciona".

Otros cambios en la organización

Además, en su comunicación a los empleados de ambas compañías, José Manuel Entrecanales también anunció el nombramiento de José Ángel Tejero como director de Operaciones (COO), un cargo de nueva creación en el organigrama de Acciona, y de José Entrecanales como director Financiero y de Sostenibilidad (CFSO) del grupo.

Los cambios en Acciona obedecen, según su presidente, a la necesidad de afrontar el fuerte crecimiento e internacionalización experimentado en los últimos años y al propósito de fortalecer su propio alcance en la gestión.

José Angel Tejero es licenciado en Derecho por la Universidad de Málaga y Master en Business Administration (MBA) por la Queens University of Charlotte de Carolina del Norte. Ha desarrollado su carrera profesional en la función económico-financiera del grupo Acciona durante 26 años, hasta su actual posición como CFSO de Acciona.

El heredero

José Entrecanales ocupaba, hasta hoy, el puesto de CFSO de Acciona Energía, en el que le sustituirá Raimundo Fernández-Cuesta.

José Entrecanales se graduó en Administración y Dirección de Empresas y Derecho en la Universidad Pontificia de Comillas (ICADE E-3) y cuenta con un Master en Business Administración (MBA) de la Harvard Business School de Massachusetts. Se incorporó a Acciona Energía en 2021 como director de Estrategia y Desarrollo Corporativo para ocupar posteriormente su actual posición como CFSO de la compañía. Previamente trabajó en Goldman Sachs como analista de inversiones y en el Canada Pensión Plan Investment Board como senior associate en el sector de energías renovables.

Por su parte, Raimundo Fernández-Cuesta es licenciado en Económicas por la Universidad Carlos III de Madrid y Bachelor of Science (BS) en Financial Economics por el Birkbeck College de la Universidad de Londres.

Lleva en Acciona 14 años donde ha ocupado diversas posiciones de dirección en las áreas de fusiones y adquisiciones y relación con inversores, hasta su nombramiento en 2021 como director de Finanzas y Relación con Inversores de Acciona Energía.

"Confío en que estos nuevos apoyos en la dirección ejecutiva del grupo contribuyan al enriquecimiento de nuestra visión estratégica, a una mayor presencia y proximidad internacional, a una gestión más eficaz del

día a día y, en definitiva, a la mejora, el fortalecimiento y el crecimiento de Acciona", concluyó José Manuel Entrecanales.

4.- Naturgy e Iberdrola proyectan tres nuevas macrocentrales de bombeo en Galicia, que dispara su producción hidráulica.

Economiadigital.es, 21 de marzo de 2025

Iberdrola ha iniciado las tramitaciones para la central reversible de Conso II, aunque advierte de que será necesaria una "concesión a largo plazo" para poder realizar el proyecto mientras Naturgy aborda también otras dos propuestas, en Pontevedra y Lugo, de 700 millones de presupuesto.

Pese a la parálisis que denuncia el sector eólico en la comunidad, **la producción de renovables en Galicia aumentó un 8% durante 2024**, hasta los 19.518 Gwh, un valor que supone casi el 85% del total energético del territorio, según el último informe de **Red Eléctrica**. En el ascenso ha sido clave la contribución de la hidráulica, que ha aportado un 20,1% más de energía que en 2023- En concreto 10.131 GWh, **la mayor cifra desde 2014.**

En este escenario, la grandes energéticas siguen adelante con sus proyectos para la construcción de grandes centrales hidráulicas reversibles o de bombeo. Megabaterías de almacenamiento cuya tramitación es extensa. En estos momentos, **Naturgy e Iberdrola** cuentan con tres proyectos en cartera en la comunidad, aunque, de momento, su estadio es muy inicial.

Ley de Aguas de España

La principal característica de las megabaterías de bombeo con respecto a las hidráulicas convencionales es que unen **dos masas de agua a distinta altura**. En las horas valle, en las que existe menor consumo eléctrico, la energía se usa para elevar el agua del depósito inferior al superior para que, una vez que se alcance el pico de demanda, el caudal se mueva, de nuevo, generando energía eléctrica.

Aunque los presupuestos de estas construcciones son ingentes, el momento es propicio para ellas. Estas megabaterías se ven favorecidas por el nuevo marco legislativo establecido en Real Decreto-ley 8/2023, que modifica la **Ley de Aguas en España**. La última reforma prioriza las hidráulicas reversibles al incluirlas como un nuevo uso del agua denominado "almacenamiento hidráulico de energía". Además, también permite que en los casos que se realice una **repotenciación de centrales reversibles ya existentes, se pueda obtener un nuevo plazo de concesión**, por tiempo suficiente para amortizar la inversión realizada, no pudiendo superar, eso sí, los 40 años.

Naturgy, proyectos de 700 millones

En los últimos meses, **Naturgy** ha dado a conocer su intención de sacar adelante en la comunidad gallega dos proyectos que suman más de 700 millones de euros. Uno de ellos se localizaría en **Pontevedra y otro en Lugo.**

Según explica la energética, el proyecto de central de bombeo de **Filgueira** se encuentra en fase de trámite concesional ante la Confederación Hidrográfica Miño-Sil. Naturgy propone aprovechar el actual embalse de Frieira como balsa inferior y construir una balsa superior que se ubicaría en el concello de Crecente. La compañía apunta que "el trámite concesional y la tramitación administrativa perfilan a Filgueira como un proyecto a largo plazo, con horizonte de desarrollo y construcción estimado **entre los 9 y los 10 años"**.

Con una capacidad instalada de 485 megavatios (MW) los de **Francisco Reynés** estiman que el proyecto precisaría de una inversión inicial de **500 millones de euros**, "consolidando a Filgueira como un proyecto estratégico para el sistema energético español".

Por otro lado, la compañía también ha recuperado el proyecto **Belesar III**, en Lugo, que comenzó a analizar ya en el año 2012. La infraestructura, "completamente subterránea", apuntan, tendría una capacidad de 215 MW y uniría los embalses de Belesar y Peares, en Chantada. "Actualmente, en fase de trámite concesional, su desarrollo y construcción se estima en otros 9-10 años, con una inversión de **200 millones de euros**", apuntan desde la compañía a **Economía Digital Galicia.**

Más periodo concesional

Iberdrola, la compañía líder en la comunidad gallega en cuanto a la generación de energía hidráulica, también tiene en cartera un megaproyecto, el denominado **Conso II**, en Ourense, en la cuenca del Sil, que uniría dos embalses que ya explota en la actualidad: el de Bao, a menor altura, con el de Cenza, que además es uno de los de mayor caída de Europa.

Aunque en ocasiones se ha hablado de un presupuesto que podría llegar a los 1.500 millones de euros, la compañía de Ignacio Sánchez Galán no aporta datos sobre su presupuesto. A preguntas de **Economía Digital Galicia,** el grupo indica que, en este momento, el proyecto está en fase "originación, iniciando trámites". Aún así, explica que "para tomar la decisión de inversión en el futuro" necesita una serie de garantías.

Estas pasan para la energética por **"disponer de una concesión hidráulica de largo plazo"**, se entiende, para compensar la inversión millonaria de los proyectos de megabaterías, y porque se pongan en marcha un **mecanismo de pagos por capacidad**. La firma recuerda que, en la actualidad, existe una iniciativa regulatoria del Gobierno en curso.

Efectivamente, el Ministerio para la Transición Ecológica de **Sara Aagesen** ha retomado una medida para crear un mercado de capacidad que garantice la seguridad de suministro en momentos críticos.

El bombeo de Iberdrola

El proyecto de bombeo Conso II, de llevarse a cabo, se convertiría en uno de los almacenamientos más grandes de España, al alcanzar una potencia de 1.800 MW. En todo caso, la multinacional tiene 100% operativa en este momento la central de acumulación por bombeo de **Santiago Sil-Xares**, en Vilamartín de Valdeorras, en Ourense, que optimizó el pasado año. Para ello, se instaló "un arrancador estático que unido a una batería de 5MWh permitirá acoplar a la red, de forma más rápida y flexible, el actual bombeo hidroeléctrico entre ambos ríos, los cuales cuentan con un desnivel de 230 metros, 50 MW de potencia y una capacidad de almacenamiento de casi 3 Gwh".

Además, la compañía también tiene bombeo en operación en las centrales de **Ponte Bibei, Conso y Soutelo,** las tres en Ourense.

5.- Endesa cierra 2024 con el 70% de su flota corporativa electrificada, tras renovar casi el 40% en el ejercicio.

Elperiodicodelaenergia.com, 21 de marzo de 2025

Endesa cierra 2024 con el 70% de su flota corporativa electrificada, tras renovar casi el 40% en el ejercicio.

Endesa ha cerrado 2024 con el 70% de su flota corporativa electrificada, después de renovar casi el 40% de ella en el ejercicio, lo que ha permitido más que duplicar los vehículos eléctricos y aumentar en un 24% los híbridos enchufables, informó la compañía.

De esta manera, desde 2009, las emisiones de CO_2 asociadas a la flota de la eléctrica se han reducido más de la mitad, pasando de 9.263 toneladas de CO_2 equivalentes (tCO_2e) a 4.208 tCO_2e en la actualidad.

El responsable de gestión de movilidad corporativa de Endesa, Pablo Samaura, señaló que en 2008 la energética ya fue "pionera" en este tipo de actuaciones, "dando el primer gran salto hacia la electrificación con la incorporación de la mayor flota comercial de vehículos híbridos de nuestro país (450 unidades)". "Y desde entonces, la estrategia no ha cambiado: optimizar y reducir la huella de carbono", dijo.

En la actualidad, Endesa cuenta con más de 2.000 vehículos corporativos y de ellos, el 22% ya son eléctricos puros (465 unidades) cuando hace diez años apenas había 26.

Según las cifras de la eléctrica, si se suma la capacidad total de todos los vehículos 100% eléctricos (sólo BEV), representaría una capacidad de almacenamiento de 24,20 megavatios hora (MWh), la cantidad de energía que puede dar electricidad a una media de casi 7.400 viviendas en una hora.

Híbridos enchufables

Otro de los mayores incrementos de electrificación se ha realizado a través de híbridos enchufables (PHEV), que han pasado del 1% en 2016, cuando se incorporó la tecnología por primera vez, al 43% actual.

Mientras, la flota híbrida apenas representa el 4% y el peso de los coches de combustión interna se ha reducido drásticamente, pasando de representar el 79% en 2016 al 31% en 2024.

"Aún nos queda un tercio de los vehículos con combustión. Se trata de aquellos vehículos que son difíciles de electrificar, aquellos para los que no encontramos aún un vehículo eléctrico asimilable o un producto que pueda suplir ese segmento. Pero si aparecen en el mercado, podremos sustituir más. Será la propia tecnología y los análisis del coste total de propiedad los que marquen el proceso", comentó Samaura.

6.- Iberdrola reunirá este lunes en Bilbao a los accionistas minoristas para acercar la empresa a los inversores.

Elperiodicodelaenergia.com, 21 de marzo de 2025

Estas iniciativas se enmarcan dentro de la política de involucración de los accionistas, aprobada por el Consejo de Administración hace 10 años.

Iberdrola reunirá este próximo lunes, día 24 de marzo, en Bilbao a sus accionistas minoritarios con el objetivo de acercar la empresa a los inversores, según ha manifestado en un comunicado.

La eléctrica que preside Ignacio Galán continúa así con sus encuentros con accionistas con el objetivo de "acercar la empresa a los inversores". La misión de esta iniciativa es "impulsar un diálogo permanente, fluido y cercano con los accionistas, que están en el centro de la estrategia de Iberdrola.

En esta ocasión, Ignacio Cuenca, director de Relación con Inversores de Iberdrola, será quien se reúna con los accionistas en la Torre Iberdrola de Bilbao para exponerles el balance de la compañía el pasado ejercicio. Más adelante, Iberdrola realizará más encuentros con el foco en diferentes áreas de negocio que contarán con la presencia de otros directivos de primer nivel.

El primer encuentro se celebró el pasado 28 de enero en Valencia, donde Eva Mancera, consejera delegada de i-DE, la compañía distribuidora del grupo Iberdrola, y Guillermo Raga, director de i-DE en la Región Este, explicaron a más de medio centenar de accionistas valencianos el plan il.lumina, en el que Iberdrola va a

invertir 100 millones de euros para el rediseño de la red eléctrica de distribución dañada tras la dana del pasado 29 de octubre.

Estas iniciativas se enmarcan dentro de la política de involucración de los accionistas, aprobada por el Consejo de Administración hace 10 años y reflejada en los Estatutos Sociales, "con especial foco en los pequeños inversores".

Iberdrola ha destacado que fue pionera en introducir esta estrategia en la gestión de la compañía, que "busca involucrar a todos sus grupos de interés en su proyecto empresarial, basados en la transparencia, en la escucha activa y la divulgación eficaz de sus actividades".

La empresa ha recordado que fue una de las primeras compañías cotizadas en ofrecer a sus inversores un Club del Accionista con el objetivo de favorecer "ese cauce de relación permanente y premiar, con ventajas exclusivas, a todas las personas que han demostrado su apoyo y confianza en la trayectoria de la compañía.

Buena práctica

Según ha subrayado, con el paso de los años, esta iniciativa se ha consolidado como una "buena práctica" por parte del resto de grandes cotizadas en la Bolsa española.

Asimismo, ha destacado que Iberdrola tiene "un compromiso total" con sus accionistas y el dividendo se considera "un elemento clave". Precisamente, la compañía ha propuesto abonar un dividendo bruto de 0,635 euros por acción con cargo al ejercicio 2024, alcanzando el objetivo fijado para 2026 y un 15% superior a los 0,553 euros por título repartidos con cargo al ejercicio 2023.

A esta cuantía se le añadirá el dividendo de involucración, una vez aprobado en la Junta General de Accionistas y si se alcanza el quorum de involucración previsto.

Iberdrola ha destacado que una de las características que más valoran los analistas de la compañía es su rentabilidad. De hecho, desde 2001, la acción de Iberdrola ha incrementado su valor desde los 3,5 euros hasta situarse por encima de los 14 euros y ha repartido más de 7,7 euros en dividendos.

7.- Engie se adjudica tres proyectos de electricidad en Perú por 116 millones de euros.

Elperiodicodelaenergia.com, 22 de marzo de 2025

Engie Energía Perú se adjudicó el 18 de diciembre pasado los tres proyectos eléctricos, que corresponden al Plan de Transmisión 2023-2032.

El Gobierno peruano firmó con la empresa francesa Engie el contrato de **concesión de tres proyectos de electricidad** por 127 millones de dólares (unos 116 millones de euros), que se desarrollarán en las regiones de Áncash, Junín y Ucayali por un periodo de 30 años.

Los proyectos adjudicados son el **Enlace 220 kV** entre las localidades selváticas de Aguaytía-Pucallpa (Ucayali), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas por un monto de inversión de 68 millones de dólares.

Asimismo, **el Incremento de la Confiabilidad 138-60 kV del Sistema Eléctrico de las andinas Tarma-Chanchamayo (Junín) con una inversión de 25 millones de dólares.**

Igualmente, **el Incremento de capacidad y confiabilidad de Suministro del Sistema Eléctrico en la andina ciudad de Huaraz (Áncash) con un monto de inversión de 34 millones de dólares**.

Engie Energía Perú se adjudicó el 18 de diciembre pasado los tres proyectos eléctricos, que corresponden al Plan de Transmisión 2023-2032, y la firma de los contratos se hizo este viernes con la participación del ministro de Economía y Finanzas, José Salardi; el director ejecutivo de la agencia Proinversión, Luis Del

Carpio; el ministro de Comercio Exterior de Francia, Laurent Saint-Martin, y la embajadora de Francia en el Perú, Nathalie Kennedy.

El proyecto para Engie

Salardi dijo que el Ejecutivo tiene el compromiso de "seguir trabajando de la mano con Francia" y que están en vías de firmar un convenio para evitar la doble tributación.

La adjudicación de los proyectos se realizó mediante la modalidad de Asociación Público-Privada (APP), siendo el mecanismo de selección el de Concurso de Proyectos Integrales.

De esta forma, el concesionario se encargará del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del proyecto.

El plazo de la concesión, medido desde la firma del contrato, cubre el periodo hasta la culminación de la construcción y luego la etapa de operación y mantenimiento por 30 años.

Entre el 2023 y 2024, se han adjudicado 21 proyectos de transmisión y subestaciones eléctricas por 2. 266 millones de dólares para beneficio de 14 millones de habitantes, que ahora tienen más de 30.000 kilómetros de líneas de alta tensión en el país, precisó el ministerio de Economía.

El año pasado se adjudicaron 11 proyectos de transmisión eléctrica y subestaciones asociadas por 897 millones de dólares en Áncash, Arequipa, Ayacucho, Ica, Junín, Lima y Ucayali.

8.- Naturgy sacude el mercado: lanza su nueva comercializadora digital y elimina el 90% de sus tarifas.

Eleconomista.com, 22 de marzo de 2025

La compañía ha migrado a Naturgy Clientes un total de 6,5 millones de contratos de clientes domésticos.
La plataforma permitirá agilizar trámites y bajar los precios para mejorar la atención al cliente AWS, Kyndryl, SAP, IBM Consulting, Deloitte, Cloud District, Apser, Practicalia, Emergya y Ezzing han participado en el proyecto.

Naturgy prepara sus armas para disputar la gran batalla comercial que se está produciendo en la lucha por los clientes de electricidad y gas. Sólo el año pasado, se produjeron cerca de 10 millones de cambios de compañía entre electricidad (8 millones) y gas (1,7 millones). Para lograrlo, la energética acaba de crear desde cero una **nueva comercializadora** -Naturgy Clientes- con la vista puesta en optimizar tanto los precios como el servicio al cliente, donde aspiran a convertirse en la mejor compañía de Europa.

Según explica el director comercial y de marketing, Carlos Vecino, la intención de este proyecto es presentar una propuesta de valor mucho más ágil, rápida y cercana que mejore la experiencia en la gestión de los suministros energéticos.

Para lograrlo, Naturgy ha creado desde cero una nueva plataforma tecnológica a la que ha trasladado ya a sus clientes residenciales durante los últimos seis meses.

La empresa ha llevado a cabo la integración de soluciones digitales basadas en la nube de Amazon Webs Services (AWS) que implementa tecnologías como el cloud computing, el aprendizaje automático o la inteligencia artificial generativa.

Naturgy ha desplegado la plataforma Salesforce, líder en soluciones CRM, con la ayuda de Deloitte y ha encargado a IBM Consulting y SAP un nuevo sistema de facturación. La plataforma se ha diseñado con una arquitectura

nativa digital con la colaboración de Kyndryl y ha contado con la colaboración de pequeñas empresas como Cloud District, Apser, Practicalia, Emergya y Ezzing para distintos aspectos de esta nueva comercializadora.

La compañía ha optado por las soluciones más estandarizadas posibles para lograr un importante ahorro tanto en su implantación como en su mantenimiento, lo que facilita que estos ahorros puedan acabar trasladándose al cliente en forma de ofertas más competitivas y permita reducir los tiempos de portabilidad desde otras compañías.

La compañía ha migrado ya 6,5 millones de contratos a esta plataforma correspondientes a los clientes residenciales y ahora hará lo mismo con las pymes y los industriales.

La compañía ha simplificado notablemente su oferta comercial y ha reducido su cartera de productos en un 90% para hacer mucho más fácil la facturación y acelerar la capacidad de respuesta al cliente.

La intención es que la usabilidad de esta tecnología se convierta no solo en una ventaja competitiva, sino que también atraiga a los agentes comerciales, además de facilitar un incremento de los recursos destinados a la venta por la digitalización conseguida.

Según explica Carlos Vecino, Naturgy irá nutriendo de nuevos servicios, como un histórico de precios o sistemas de alertas de consumo, para que el cliente pueda tener la mejor experiencia de usuario. Además, podrá llevar a cabo el seguimiento en tiempo real de sus gestiones abiertas con la comercializadora, aunque el objetivo es que se puedan resolver en una sola llamada. La comercializadora está además preparada para incorporar mejoras con inteligencia artificial.

Naturgy ha invertido 34 millones de euros en la puesta en marcha de esta plataforma en España, que podrá ser escalable tanto a otros mercados como a otros negocios en los próximos años.

9.- Una firma alemana desafía el monopolio de Red Eléctrica con un cable submarino España-Italia.

Eleconomista.com, 22 de marzo de 2025

Europa-Link Development proyecta una interconexión submarina de unos 660 km.
La normativa europea permite la iniciativa privada en el desarrollo de las interconexiones.

Una empresa alemana plantea algo insólito en España como es acabar con el monopolio en el transporte de electricidad, en manos de **Red Eléctrica. Europa-Link Development** es desconocida entre el gran público, pero la firma germana proyecta una interconexión eléctrica submarina entre España e Italia que supera tanto en kilómetros, potencia como en inversión a la que unirá al territorio nacional con Francia a través del Golfo de Vizcaya.

En concreto, pretende enlazar los sistemas eléctricos de ambos países mediante un **cable bajo el mar de 660 kilómetros** -más otros 40 en tierra firme-, que saldría de Sant Julià de Ramis, en la provincia de Girona, hasta la ciudad italiana de Spezia. Como alternativa, los promotores también barajan Vandellós, en Tarragona, como punto de origen.

Según se desprende de la documentación del proyecto, bautizado como **Apollo-Link**, la inversión total alcanza los 3.500 millones de euros, teniendo en cuenta tanto costes de capital como de operación y mantenimiento (ver infografía). El cable es una interconexión que permite enlazar dos sistemas asíncronos, mientras la capacidad de intercambio se sitúa en los 2.000 megavatios (MW) en ambas direcciones.

Hay que destacar que Apollo-Link aún está en etapa embrionaria y en fase de consideración por parte de ENTSO-E, la asociación europea de gestores de transporte de electricidad. Dentro de Europa-Link Development, Luzt Landwehr figura como consejero delegado y Wolfgang Hribernik como director general. Ahora bien, aunque la normativa europea permite la iniciativa privada en el desarrollo de las interconexiones eléctricas, para que pueda materializarse un proyecto de esta calibre debe estar contemplado en las

planificaciones de los gestores de la red eléctrica (TSO, por sus siglas en inglés) incumbidos, que en este caso son Red Eléctrica en España y Terna en Italia.

Además, debe existir un resultado positivo en el análisis de coste-beneficio de la infraestructura, aceptado por todos los actores, y también debe acordarse el reparto de costes, las rentas de congestión y la financiación. Por otro lado, hay que explicar que el régimen de exclusividad de Red Eléctrica en la actividad de transporte se extiende a priori a las interconexiones internacionales, pues se contemplan expresamente en el artículo 34.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, como parte de su red de transporte.

Los 'merchant lines'

Sin embargo, lo cierto es que existe un régimen de exenciones establecido en el artículo 63 del Reglamento (CE) 943/2019 que posibilita que terceros ajenos a los TSOs, puedan desarrollar proyectos de interconexión internacional, calificados como merchant lines. De este modo, los proyectos exentos o merchant lines quedan fuera del régimen regulado contemplado en la LSE de 2013, y se les aplica una regulación específica y diferenciada.

En cualquier caso, fuentes del sector aseguran que las condiciones que debe reunir un proyecto para caer bajo este régimen son tan particulares que lo limitan de facto, ya que cualquier proyecto cuya viabilidad técnico-económica conforme al marco regulado esté acreditada, se incluiría siempre en el instrumento de planificación correspondiente y sería ejecutada por Red Eléctrica.

Las fuentes consultadas ven con cierto recelo el plan de firma alemana. El argumento es tajante: bajaría el precio de la electricidad en Italia gracias a las renovables españolas, mientras que lo aumentaría en el territorio nacional. Apelan a la "solidaridad europea", y más si cabe en el contexto de crisis energética, pero al mismo tiempo consideran que lo más justo en el caso que plantea Europa-Link Development es que el país transalpino -en caso de desarrollarse el proyecto- sufrague un porcentaje más alto de la interconexión o se haga un reparto de las rentas de congestión a favor de España.

La interconexión de España con el resto de los países de la UE, excepto Portugal, se realiza a través de Francia y alcanza el 2,8%. Aun contando con la interconexión con el país luso, se queda en un 5%. El Ejecutivo comunitario recomendó a todos los países alcanzar ya en 2020 un mínimo del 10% y, actualmente, la meta establecida para 2030 es del 15% para promover una red unificada.

10.- Bruselas exime a España de pagar la compensación por un laudo de renovables porque son ayudas de Estado.

Elpais.com, 24 de marzo de 2025

El Ejecutivo comunitario considera ilegal indemnizar con 101 millones al fondo luxemburgués Antin.

Bruselas ha decidido que el laudo arbitral que condenaba a España a pagar una compensación de más de cien millones de euros al fondo de inversión luxemburgués Antin por la modificación de una medida de apoyo a la energía renovable es una “ayuda estatal ilegal” incompatible con las reglas europeas en la materia. Por ello, ordena a Madrid que no efectúe pago alguno, dando así un espaldarazo a la posición española ante las reclamaciones de inversores internacionales en materia de renovables. De hecho, el Ministerio de Transición Ecológica considera que esta decisión

"respalda" la posición española y confía en que será trasladable al resto de casos que se hayan dado dentro de Europa.

"La decisión en este asunto, tramitado como piloto, respalda la posición de España, que no ha abonado cantidad alguna relativa a los laudos a la espera de que concluyan los análisis", ha valorado el Ministerio español tras conocer la decisión de la Comisión Europea, que las empresas afectadas prevén no obstante llevar ante la justicia europea en breve.

La Comisión "ha concluido que el laudo arbitral que debe pagar España en favor de Antin, o de cualquier otra entidad que haya adquirido o pueda adquirir el laudo o cualquier derecho derivado del mismo, es una ayuda incompatible con arreglo a las normas sobre ayudas estatales de la UE", explica el Ejecutivo europeo. La decisión abre la puerta a que España no tenga que pagar la abultada factura por el cambio de normativa sobre las renovables del Gobierno de Mariano Rajoy.

España recibió una catarata de arbitrajes, 51 casos, tras el recorte aplicado por el Gobierno en 2013 al régimen anterior, aprobado por José Luis Rodríguez Zapatero en 2007. Bruselas avaló entonces el recorte a las renovables del PP. Las reclamaciones totales, realizadas al amparo del Tratado de la Carta de la Energía del que la UE anunció su retirada el año pasado, ascienden a 10.635 millones de euros, según la Autoridad Fiscal (Airef). Fuentes gubernamentales calculan que han reducido las reclamaciones a 4.600 millones tras la decisión de la exvicepresidenta de Transición, Teresa Ribera, hoy vicepresidenta de la Comisión, de ofrecer a los fondos una mayor rentabilidad a cambio de que retiraran sus demandas. Actualmente, según el Gobierno español, hay ocho casos aún pendientes de laudo.

En la comunicación publicada este lunes, "la Comisión Europea instruye a España a no pagar ninguna compensación basada en el laudo arbitral", agrega Bruselas, que da así por terminada una investigación en profundidad sobre este caso que abrió hace casi cuatro años. Esta decisión, subraya, requiere que España garantice que "no efectuará ningún pago, ejecución o implementación del laudo arbitral".

La vicepresidenta de la Comisión, Teresa Ribera, se recusó en diciembre de los casos en los que podía haber conflicto de intereses. Desde entonces el asunto del caso Antin lo lleva el comisario Dombrovskis.

Al mismo tiempo, Bruselas le "recuerda" a los jueces nacionales su obligación a ayudar a España a cumplir esta decisión, "incluyendo la adopción de todas las medidas necesarias para impedir el reconocimiento, ejecución o aplicación del laudo arbitral en terceros países".

España considera que esta decisión "confirma la posición que mantiene en la oposición al reconocimiento y ejecución de laudos arbitrales intraeuropeos, derivados de arbitrajes iniciados por inversores de un Estado miembro a otro Estado miembro de la UE" y adelanta que esta decisión inicial "será invocada por España en las distintas jurisdicciones extranjeras donde el país, en cumplimiento del derecho de la UE, se está oponiendo judicialmente al reconocimiento y ejecución de laudos arbitrales intraeuropeos".

Representantes de los fondos afectados advierten, no obstante, que no se ha dicho la última palabra —la intención es acudir al Tribunal de Justicia de la UE (TJUE)— y advierten del impacto negativo en el sector de renovables que tiene la decisión europea. "Esta decisión envía una señal muy fuerte a los inversores extranjeros de que las inversiones en renovables en Europa son arriesgadas", sostiene Lena Sandberg, del bufete K&L Gates, que representa los intereses de los inversores afectados.

España notificó a Bruselas el laudo arbitral de 2018. Finalmente, la Comisión Europea abrió en julio de 2021 una investigación en profundidad para determinar si la indemnización de 101 millones de euros más intereses ordenada por el tribunal internacional de arbitraje a dos fondos con sede social en Luxemburgo y Países Bajos, Antin Infrastructure Services Luxembourg y Antin Energía Termosolar B.V., respectivamente, constituía una ayuda ilegal de Estado. Casi cuatro años más tarde, la conclusión es rotunda.

"La Comisión considera que el laudo arbitral y, en cualquier caso, su implementación, pago o ejecución, constituye una ayuda de Estado en el sentido del Artículo 107(1) del Tratado de Funcionamiento de la UE (TFUE)", dictamina ahora Bruselas. Y las ayudas estatales, recuerda el Ejecutivo europeo, "están prohibidas

a menos que la Comisión las apruebe como compatibles con el funcionamiento del mercado interior". Pero cualquier medida que infrinja otras disposiciones de la legislación europea, agrega, "no puede declararse compatible con arreglo a las normas sobre ayudas estatales". Así que, insiste la Comisión, "España debe seguir oponiéndose a los intentos de ejecutar el laudo, además de no pagar voluntariamente por él".

La Comisión Europea prosigue así su batalla contra los procedimientos de arbitraje ajenos al derecho comunitario. Después de la sentencia del *caso Achmea* por el Tribunal de Justicia de la UE, Bruselas publicó una nota en la que dejaba claro que la cláusula sobre arbitrajes entre inversores y Estados miembros derivada de la Carta de la Energía no se puede aplicar entre empresas o instituciones de países socios de la UE. El grueso de los países de la UE decidió dejar sin efecto en una declaración conjunta los tribunales de arbitraje para conflictos bilaterales.

Bruselas ya había abierto una investigación preliminar en la que concluyó que el laudo "puede constituir una ayuda estatal, dado que concede a Antin una ventaja equivalente a las que otorgaba el régimen español" de 2007, que nunca fue notificado a la Comisión Europea. Competencia expresó tres grandes dudas sobre el proceso. Para empezar, el TJUE ha dictaminado que esos procedimientos son una amenaza para el derecho comunitario cuando se trata de disputas entre actores de dos países de la UE. En segundo lugar, los laudos pueden generar "discriminación entre los inversores" por su nacionalidad, puesto que los españoles no pueden recurrir al arbitraje. Y en tercer lugar, la compensación puede "falsear indebidamente" la competencia al constituir un apoyo adicional al de las ayudas aprobadas en 2013.

Pese a ello, algunas empresas decidieron seguir adelante con sus reclamaciones: muchos a través del Centro Internacional de Arreglo por Diferencias Relativas a Inversiones (Ciadi), que es el que también decretó la indemnización a Antin en 101 millones de euros, más los intereses devengados, en compensación por las pérdidas sufridas tras las modificaciones del régimen de 2007.

La investigación de Bruselas refuerza todavía más la posición de España, que se opone a las reclamaciones de inversores internacionales que invirtieron a través de sociedades de Luxemburgo o Países Bajos. El Gobierno, al igual que la Comisión, se acoge a la sentencia del *caso Achmea*, según la cual los arbitrajes bajo el paraguas de la Carta de la Energía no tienen jurisdicción en la UE. El bloque europeo anunció en junio del año pasado su intención de retirarse del Tratado de la Carta de la Energía, algo que se hará efectivo en junio de este año, confirman fuentes comunitarias. Los afectados consideran sin embargo que este paso no tendrá efecto en los litigios pendientes puesto que existe una "cláusula de extinción" de hasta 20 años que ampara los procesos ya en marcha.

11.- Las centrales hidroeléctricas de Endesa en Andalucía y Málaga disparan producción con las intensas lluvias de marzo.

Laopiniondemalaga.es, 24 de marzo de 2024

El promedio se ha multiplicado por cinco en el caso de andaluz, con 48 centrales, y un 80% en el malagueño, que tiene 11.

Las intensas lluvias registradas en las últimas semanas han tenido un impacto significativo en las centrales hidroeléctricas, según datos aportados este lunes por la compañía Endesa. En Andalucía hay un total de **48 centrales instalada**s en la Cuenca Hidrográfica del Guadalquivir y en las **Cuencas Mediterráneas Andaluzas**, de la gran mayoría son centrales de embalse/fluyentes junto a un par de centrales de tipo reversible. Pues bien, Endesa señala que en esas centrales de embalse/fluyentes andaluzas **se ha pasado de una media de producción media diaria de 200 megavatios por hora (MWh) en el periodo previo a**

las lluvias a un promedio de 1.000 MWh (es decir, cinco veces más) durante las dos semanas de fuertes precipitaciones.

En el caso de las centrales de Málaga, el **incremento de la producción promedio ha sido del 80%** (el porcentaje en cada provincia está condicionado por la tipología de sus centrales y de si se activa o no el llamado proceso de turbinación). Toda la gestión del agua se hace en base a los criterios de las confederaciones hidrográficas, que son las que tienen la competencia sobre el agua y regulan sus usos, comentan a este periódico fuentes de Endesa.

Las cifras son ilustrativas de la magnitud que ha tenido este episodio de lluvias a nivel andaluz y malagueño, sin que para Endesa tenga mayor repercusión en lo económico ya que **la energía generada durante estas semanas se ha ido volcando en la red** y su consumo real ha dependido de la demanda real que haya tenido el mercado.

Centrales en Málaga

Dentro del conjunto andaluz, **la provincia de Málaga cuenta con once centrales eléctricas** que disponen de una **potencia de 481 Mw** que permiten **una producción media de 426.870 Mwh** equivalente al consumo de **más de 106.700 hogares al año**. A nivel andaluz, las 48 centrales disponen de una potencia de 1.020 Mw para una producción media de 1,04 millones de Mwh que equivaldría a más de 260.000 hogares.

La compañía detecta además **un "fuerte incremento" de la reserva energética en forma de agua acumulada** que, en función de lo que digan las confederaciones, podría ser turbinada (el aumento es del 70% en relación a enero). En general, los embalses en Andalucía y Extremadura han incrementado sus reservas un 42% en menos de tres meses (desde el 1 de enero de 2025) y un 25% si lo comparamos con el 1 de marzo, hace apenas tres semanas. Los embalses está ahora al 58% de su capacidad, cuando en enero estaban al 40%.

Como dato ilustrativo, las fuertes precipitaciones han dejado **picos de producción altísimos en determinados días**. El 21 de marzo, por ejemplo, hubo un 715% de producción diaria que el día 1 de enero y un 2.000% más que el día 1 de marzo.

Generación de energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica se produce en las centrales por la transformación de la energía potencial del agua situada a cota superior, que al caer mueve una turbina conectada mediante un eje a un alternador y se convierte en energía eléctrica. Es decir, las centrales hidroeléctricas son grandes mecanismos que **transforman energía mecánica del movimiento de una turbina movida por el agua**, en energía eléctrica, según ha detallado Endesa.

Tipos de centrales

Hay tres tipos de centrales hidroeléctricas. Las **fluyentes** (que aprovechan el agua que discurre por el cauce y generan una energía de base muy regular). Su esquema básico es el de un azud de derivación, con canal, cámara de carga, tubería forzada, central). **Funcionan en épocas de lluvia o de deshielo principalmente**, cuando los caudales de ríos no regulados (sin embalses) son más altos. En época estival no funcionan puesto que viene poco caudal por el río y hay que respetar el caudal ecológico. Endesa señala que **en momentos de avenidas grandes de agua, presentan dificultad para funcionar en los primeros**

momentos debido a la cantidad de broza y arrastres que lleva el río. Hay que esperar unos días que el cauce se limpie para ponerlas en funcionamiento y derivar agua limpia.

En segundo lugar están las denominadas de **regulación/embalse** (aprovechan agua de embalse y permiten regular la generación de energía con facilidad) con un esquema básico de presa de embalse, compuerta de toma, tubería forzada y central hidroeléctrica. **Funcionan principalmente en época de verano** cuando el órgano de cuenca dispone desembalses de agua para el riego de los campos. También se producen en menor medida cuando hay grandes precipitaciones que obligan a desembalsar agua (se comienza desembalsando por turbina).

Por último, las hay **reversibles** (sistema con dos embalses, uno superior y otro inferior, que tienen dos ciclos de funcionamiento turbinación/bombeo y almacenan los excedentes de energía del sistema), con un esquema básico de embalse superior, tubería forzada, válvula entrada central, central, embalse inferior.

Funcionan según el mercado eléctrico español, de tal manera que **en horas del día con gran demanda de energía**, las centrales generan energía (se inyecta energía al sistema eléctrico), con precios de venta elevados. Por contra, **en las horas de poca demanda de energía se bombea** (se absorbe energía del sistema eléctrico) con precios bajos. Estas centrales tienen una función de almacenamiento de energía y regulación en el sistema.

Datos de la cuenca extremeña del Guadiana

Endesa también ha comunicado los datos de la Cuenca del Guadiana, correspondientes a la zona de Extremadura, donde hay siete centrales de embalse. Durante los episodios de lluvia han funcionado sólo dos centrales como consecuencia de los movimientos de agua entre embalses en cascada sobre los **ríos Guadiana y Zújar**. La central de Puerto Peña ha producido 7677 MWh y la central de La Serena que ha producido 1158 MWh. Estos desembalses los realiza la Confederación del Guadiana para **homogeneizar el agua embalsada en los diferentes embalses** de la cuenca y generar resguardo en los embalses de cabecera para aguantar avenidas.

12.- Endesa amplía su alianza con Masdar con la venta del 49,9% de otra cartera solar.

Expansión.com, 24 de marzo de 2025

Abu Dhabi dispone de 30.000 millones para dar un salto inversor en España. Abu Dabi negocia alianzas para dar otro salto en energía en España.

EGPE Solar 2 tiene cuatro plantas fotovoltaicas de 446 MW y la transacción se negocia por 184 millones de euros.

Endesa, a través de su filial Enel Green Power España, ha ampliado su alianza en renovables con la compañía de Abu Dabi **Masdar** con la venta de una participación minoritaria del 49,99% en EGPE Solar 2, titular de cuatro plantas fotovoltaicas en funcionamiento en España, con una capacidad total instalada de aproximadamente 446 megavatios (MW) por **184 millones de euros,** según informó la eléctrica a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

De acuerdo con ello, el 'enterprise value' del **100% del capital** social de la cartera de renovables sería de aproximadamente **368 millones de euros**, indicó la energética, que añadió que el precio final de la operación esta "sujeto a los ajustes habituales en este tipo de transacciones".

Esta nueva operación es **continuación del acuerdo que Endesa formalizó con Masdar el pasado mes de diciembre** para una cartera de dos gigavatios (GW) de otros activos solares ya en funcionamiento en

España. La firma emiratí adquirió entonces el 49,99% del capital social de EGPE Solar por un importe aproximado de 850 millones de euros, valorando así en unos 1.700 millones de euros el 100% de la cartera.

La eléctrica dirigida por **José Bogas** destacó que la transacción se enmarca en el ámbito de un acuerdo a largo plazo con Masdar que comprende, además, la firma por una **sociedad íntegramente participada por Endesa de contratos de compra de energía** (PPA, por sus siglas en inglés) por quince años para las plantas fotovoltaicas a que se refiere la transacción.

La operación permite a **Endesa mantener el control** y por tanto la consolidación íntegra de EGPE Solar 2 sin que en consecuencia esté previsto un impacto sobre los resultados económicos del grupo.

El cierre de la operación, que está previsto que se pueda producir durante el segundo trimestre de este año, está sujeto a las condiciones suspensivas habituales en este tipo de transacciones, entre las que se encuentra la relativa a las inversiones extranjeras en España.

La operación se enmarca en el **modelo de 'partnership' de Endesa**, incluido en su **plan estratégico 2025-2027,** que recoge la búsqueda de socios en activos estratégicos que le permitan maximizar su valor y el retorno del capital invertido, manteniendo el control sobre los mismos.

Masdar sigue creciendo en renovables en España

En el caso de **Masdar,** esta nueva operación permite a la firma de Abu Dabi ampliar su presencia en renovables en España. El pasado mes de septiembre ya cerró la **compra de Saeta Yield a la canadiense Brookfield** por 1.400 millones de dólares (unos 1.200 millones de euros).

Masdar está controlada por la empresa de energía y agua de Emiratos Árabes Unidos Taqa, la compañía petrolera estatal Adnoc y el fondo soberano Mubadala Investment Company.

Además, es **socia de Iberdrola,** con la que cuenta con un acuerdo estratégico para invertir conjuntamente hasta 15.000 millones en eólica marina e hidrógeno verde en Alemania, Reino Unido y Estados Unidos, así como con un acuerdo de coinversión en Baltic Eagle (Alemania).

13.- Acuciantes desafíos de la mayor electrificación.

Expansión.com, 25 de marzo de 2025

La capacidad de la red eléctrica en España para atender el crecimiento de la demanda es limitada.

La electrificación de la economía mundial se aceleró durante el año pasado, lo que aumenta las exigencias para los sistemas eléctricos de los principales países desarrollados. A lomos del fuerte crecimiento de los centros de datos para dar soporte al uso masivo de la inteligencia artificial y el avance menos acelerado pero progresivo de los vehículos impulsados por electricidad, la demanda dio un salto cualitativo en 2024, duplicando el crecimiento promedio a lo largo de la década previa. También la electrificación de un exponencial número de industrias y de los sistemas para climatización doméstica presionan sobre la producción, cuya capacidad para responder adecuadamente al ritmo de la demanda es limitada en el caso de países como España.

La insuficiente planificación por parte del Gobierno y el atasco burocrático en la tramitación de nuevas conexiones conforman un escenario estresado en la gestión de la producción eléctrica si no se toman decisiones pronto para incrementar la capacidad de las redes de transporte de electricidad. El año pasado se produjeron varios episodios de interrupciones masivas del suministro eléctrico a la gran industria por condiciones climatológicas adversas que impidieron disponer de toda la capacidad renovable instalada en los últimos años. En este contexto, resulta si cabe más inexplicable la ceguera ideológica del Ministerio de

Transición Ecológica en contra de la nuclear, pese a su probada capacidad de actuar como energía de respaldo a un precio competitivo en circunstancias extraordinarias.

La economía española es una de las pocas en toda Europa que no está apostando por dotarse de mayor capacidad de producción de fuentes atómicas como parte de los planes para reforzar su autonomía estratégica, lo que puede afectar a la competitividad de la industria nacional y generar volatilidad en los precios finales. Del mismo modo, es difícilmente justificable la sordera del Ejecutivo a las reclamaciones de varios gobiernos autonómicos, especialmente el de la Comunidad de Madrid, que ha denunciado que la saturación de la red eléctrica frena el despegue de los centros de datos en la región. Según las previsiones del propio Ministerio, España necesita duplicar las inversiones en redes eléctricas durante los próximos diez para hacer frente al hecho de que la electricidad pase a pesar un 35% sobre la demanda energética total en el año 2030, pero la planificación dista mucho de ser la adecuada para este escenario.

14.- Mucho hidrógeno y poca demanda.

Expansión.com, 25 de marzo de 2025

En el contexto de la transición energética hay un objetivo común claro: acabar con los combustibles fósiles. Sólo de esta forma podremos resolver la crisis climática. Lo que no está tan claro es cuál es o cuáles son las mejores y más rápidas alternativas para conseguirlo.

Estas alternativas van a cambiar según a quién le preguntemos, y, por supuesto, según los intereses económicos que puedan suscitar. Particularmente, si preguntamos a Enagás, el gestor técnico del sistema gasista en España, que, además, es en un 95% una empresa de capital privado, la respuesta es clara: la solución es el hidrógeno verde (como no, otro gas).

Cada vez está más en boga que esta pequeña molécula no contaminante va a ser la solución a todos nuestros problemas. Incluso el propio gobierno de España, ya anunció en el PNIEC (Plan Integrado de Energía y Clima) que se planteaba la instalación de 12 GW de capacidad de electrólisis, lo que, según sus cálculos, sería suficiente para producir 740.000 toneladas de hidrógeno al año. Esto supondría una cifra mayor de hidrógeno gris a la que ya se produce y consume en España anualmente: 615.000 toneladas (según cifras de 2022).

Por su parte, Enagás, hizo a finales de 2023 una consulta para que las empresas manifestaran su interés en desarrollar planes de hidrógeno. El objetivo de esta consulta. en la que la información sobre las empresas, sus objetivos y la casación con la demanda resulta opaca, era poder diseñar la nueva infraestructura para el transporte de hidrógeno que se debería desarrollar en los próximos años.

Los resultados de este llamamiento al sector privado, publicados en 2024, fueron tres escenarios distintos: el Escenario base, que bien podría ser interpretado como "el mínimo de producción al que debemos llegar"; el Call for Interest, o llamada de interés en castellano, que responde al output de esa consulta misteriosa que se ha hecho a más de 200 empresas y de la que no sabemos nada y el Escenario de potencial máximo, cuyo nombre resulta auto explicativo.

En ellos, además de presentar una estimación de potencia de electrolizadores, aparecen determinadas toneladas de producción hidrógeno al año y se mapean de forma agregada una serie de puntos de producción y de demanda. En el Escenario base, la potencia de electrólisis es de 13,4 GW, sólo un 10% mayor que la propuesta por el gobierno. Sin embargo, el objetivo es producir con esa potencia el doble de hidrógeno (1,6 millones de toneladas), con los consiguientes consumos de electricidad renovable y agua, además de la potencia que instalar que esto conllevaría.

En particular, en este Escenario base, se requerirían 85.000 GWh, que suponen, aproximadamente, un tercio de toda la electricidad consumida en España en el último año (2024). Además, se consumiría un valor medio de 27 hm3, es decir 27 mil millones de litros de agua, suficientes para abastecer a un municipio de 400.000 personas durante un año (según datos de la Comunidad de Regantes del Valle Inferior del Guadalquivir).

Recordamos que el anterior escenario es solamente "de mínimos". El escenario Call for Interest recogía la instalación de 23,3 GW para producir 2,5 millones de toneladas de hidrógeno, llegando a consumir 133.000 GWh al año, lo que requeriría un valor medio de 53 GW de nueva potencia renovable, el equivalente al 65% de la potencia renovable existente en España hoy.

Por último, tendríamos el caso de potencial máximo, que plantearía producir 12 veces más hidrógeno del que se consume actualmente en España, para lo que se debería instalar más del doble de renovables de las que existen actualmente en España (valor medio de 167 GW), lo que en términos territoriales supondría ocupar toda la comunidad autónoma de La Rioja. El consumo de agua equivaldría al que tiene el País Vasco en un año.

La pregunta es: ¿a dónde irá todo este hidrógeno producido? Parece que Enagás no se aventura a dar una respuesta, sin embargo, ¿satisfacer una demanda existente no es la razón de ser de cualquier tipo de producción? Todo apunta a que en este caso la nueva infraestructura de hidrógeno va encaminada a mantener la hegemonía de un sistema poderoso y en decadencia como es el de los combustibles fósiles.

Parece que existe una conciencia popular de que la infraestructura del hidrógeno ha venido para quedarse y no nos planteamos si tiene sentido o no. El modelo que se está proponiendo con el hidrógeno consiste en sustituir unos consumos fósiles por otros descarbonizados y pierde de vista el principio de "primero eficiencia energética", ya que algunos de los consumos que se pretenden sustituir son ineficientes de por sí, así como los hidroductos que se plantean para transportarlos.

Estamos a tiempo de tomar una solución coherente y planificar una estructura eficiente y acorde a la demanda. Y si no, siempre podemos ocupar toda La Rioja para hacer el nuevo hub europeo del hidrógeno verde, obviando la demanda real.

15.- Invertir en redes eléctricas, clave de la competitividad para España.

Expansión.com, 25 de marzo de 2025

Para ser más competitivos, avanzar en la descarbonización y mejorar la independencia energética necesitamos un cambio regulatorio.

Nunca como ahora España había tenido una oportunidad tan relevante en el ámbito energético. Disponemos de **sol, viento, territorio y capacidad de electrificar muchos consumos** para aprovechar lo que nos ofrecen las fuentes renovables. Podemos ser mucho más competitivos, pero solo lo conseguiremos **anticipándonos en el desarrollo de redes resilientes y capaces**, superando la rigidez regulatoria actual con flexibilidad, incentivos suficientes, e intentando mejorar la aceptación social de una infraestructura tan necesaria como las carreteras o los aeropuertos.

No hay duda de que **la electricidad está llamada a desempeñar un papel creciente** en nuestra forma de producir y consumir energía en las próximas décadas. A través de ella aprovechamos la energía eólica y solar, además de la hidroeléctrica, **reducimos las emisiones de CO2, aumentamos la independencia energética** -esencial en países como el nuestro, poco dotados de combustibles fósiles-, e incluso **abaratamos la factura si**, como en el caso de España, los **recursos renovables** son abundantes.

Por el lado de la demanda, **la electricidad va a sustituir**, en buena medida**, a los derivados del petróleo en el transporte, la calefacción, y muchos procesos industriales** de baja y media temperatura, además de atender nuevos consumos vinculados a la inteligencia artificial o la producción de hidrógeno y sus derivados, que pueden desarrollar un papel muy relevante en la descarbonización de consumos energéticos fósiles difíciles de electrificar: transporte marítimo y aéreo, calor de alta temperatura, materias primas para procesos químicos, etc.

En el caso español, además, la **ventaja competitiva en el coste** esperado de la electricidad debe **atraer nuevas actividades** y una demanda adicional de electricidad. La UE estima que la electrificación pasará del **23% al 32%-33% del total** de la energía consumida por los países miembros en esta década y el PNIEC apunta a un cambio del 24% al 35% hasta 2030. Y más allá, los escenarios a 2050 sitúan el peso de la electricidad por encima del 50%.

Nada de esto podrá ocurrir sin redes eléctricas. Son ellas las que permiten llevar la energía desde la producción hasta los consumidores, atender las demandas tradicionales y las nuevas y gestionar la complejidad de los flujos, afectados por la intermitencia de las renovables, con la flexibilidad que brinden los almacenamientos y la capacidad de respuesta de la demanda. Redes digitalizadas que deben facilitar el autoconsumo y la generación y almacenamiento distribuido, que pueden en unos momentos consumir y en otros verter a la red.

Más capacidad y resiliencia

Tareas cada vez más retadoras que exigen **redes eléctricas con más capacidad y más inteligencia**, mejor interconectadas, y al mismo tiempo más resilientes a los ciberataques y a los fenómenos climatológicos extremos.

El ritmo de inversión en redes eléctricas en Europa y España debe duplicarse esta década. La Comisión Europea acaba de anunciar un nuevo '**European Grid Package**' para acelerar la expansión, modernización y digitalización de las redes. Pero el desarrollo es lento por su tramitación, la gestión del impacto ambiental y social, y los cuellos de botella de la cadena de suministro. **La única solución es anticiparnos**, aún a riesgo de que algunas inversiones estén algún tiempo infrautilizadas. El coste de adelantar esas inversiones es pequeño y sólo temporal, porque el proceso de electrificación de la economía es imparable.

Una planificación que se anticipe a las necesidades debe ser la norma para las redes de transporte, y también para las redes de distribución, al menos para los niveles de tensión medios y altos, por razones de coherencia y eficiencia de las inversiones, y para seguridad de su reconocimiento a efectos retributivos. Pero en España **no tiene sentido que solicitudes de incremento de potencia o de nueva demanda industrial tengan que esperar años** hasta que la planificación esté lista.

Por ello no hay que excluir que las empresas de transporte y distribución puedan afrontar inversiones no incluidas en la planificación, para poder responder afirmativamente a la nueva demanda. En contrapartida, si dichas inversiones no alcanzan unos criterios de eficiencia suficientes pueden dejar de ser retribuidas por el regulador. **El riesgo empresarial es la necesaria contrapartida de la libertad de inversión**. En todo caso, la limitación de la inversión anual en redes en función del PIB, vigente en nuestro ordenamiento, debería suprimirse.

La mayoría de las inversiones en redes **abaratan la factura porque reducen el precio del mercado** al facilitar la competencia y la incorporación de generación de más bajo coste, reducen las congestiones, facilitan la incorporación de nueva demanda que diluye los costes fijos y permite aflorar nuevos negocios y aumentar la industrialización del país. Invertir sólo de forma reactiva, en el caso español, con un coste esperado de la electricidad inferior al de nuestro entorno gracias a las renovables, frena el crecimiento, la competitividad, la descarbonización y la seguridad energética. El proceso de planificación de la red eléctrica en España es robusto, pero muy lento y rígido. Como ya hemos dicho, hay que incluir inversiones anticipadas en la planificación, pero también **prever un marco para inversiones anticipadas previas a su inclusión en la planificación.**

Planificación flexible

Además, la planificación de las redes debe ser **muy flexible para adaptarse más rápidamente** a necesidades sobrevenidas derivadas de cambios en los ritmos de desarrollo del vehículo eléctrico, de las bombas de calor, de las renovables, del almacenamiento, de la electrificación de consumos industriales actuales, de las demandas de nuevas industrias electrointensivas o vinculadas a la inteligencia artificial. Es lógico exigir que los proyectos que requieran reforzar las redes más allá de lo planificado tengan suficiente firmeza, pero a cambio **la respuesta debe ser rápida**.

La retribución de las inversiones en redes debe, por un lado, reconocer tanto las inversiones en capacidad como en inteligencia y digitalización, que faciliten su óptima gestión y la prestación de los servicios avanzados que requieren los generadores, comercializadores, consumidores y agregadores de demanda. Por otro, la tasa de remuneración tiene que resultar predecible, estable y suficiente para captar los recursos financieros en competencia con la que obtienen activos con mismo perfil de riesgo en el entorno internacional.

Las necesidades están claras, pero si vamos por detrás de ellas siempre llegaremos tarde. Para alcanzar el éxito, ser más competitivos, avanzar en la descarbonización y mejorar nuestra independencia energética, **necesitamos un cambio regulatorio que haga posible una fuerte inversión en las redes**. Ojalá seamos capaces de alcanzar un gran consenso político y social para no perder una oportunidad única ante la cual, por una vez, estamos mucho mejor situados que nuestros vecinos.

16.- Naturgy logra el respaldo mayoritario de sus accionistas a su auto-OPA y a la reorganización de su consejo.

elperiódicodelaenergía, 25 de marzo de 2025

La firma busca reducir ligeramente el peso de sus grandes accionistas en el capital para poder elevar el capital flotante.

La junta general de accionistas de Naturgy ha respaldado por amplia mayoría la auto-OPA que **lanzará el grupo para mejorar su 'free-float'**, así como la reorganización de su consejo de administración para **cumplir con el principio de representación proporcional de sus grandes accionistas y mantener un número suficiente de consejeros independientes.**

De esta manera, **Criteria**, el hólding de La Caixa que es el principal accionista de **Naturgy** con el 26,7% del capital; **BlackRock** (20,9%) -que tomó la participación de **GIP** tras adquirir la firma-**, CVC/Rioja** (20,7%) e **IFM** (16,9%), han cumplido con el guión previsto y han refrendado su apoyo a una operación en la que deberán reducir su actual participación de manera proporcional en la OPA.

A pregunta de un accionista e instantes antes de la votación, el presidente ejecutivo de Naturgy, **Francisco Reynés**, ya mostró su total confianza en que los cuatro grandes accionistas del grupo cumplirían con el compromiso de respaldar la auto-OPA.

Así, recordó que hace menos de dos semanas la compañía ya comunicó a la Comisión Nacional de los Mercado de Valores (CNMV) que estos cuatro accionistas, los únicos que superan el 10% del capital, "habían dado su aprobación al apoyo a esta OPA".

Sin dudas en Naturgy

"Por lo tanto, la realidad es que no tengo ninguna duda de que van a actuar respecto a lo que han firmado. No tengo duda, pero lo vamos a ver dentro de tres minutos", dijo en referencia a la votación de los puntos del orden del día de la junta, que fueron respaldados "por amplia mayoría" por los accionistas, añadió Reynés a la conclusión de la asamblea.

Asimismo, el directivo subrayó que la operación, por la que la compañía lanzará una OPA voluntaria para adquirir el 10% de su capital, ofreciendo una contraprestación de 26,50 euros por acción -lo que eleva el importe total máximo a desembolsar a 2.332 millones de euros-, para aumentar su 'free-float' (capital flotante) en el entorno del 15%, "no es una **OPA de exclusión**, sino todo lo contrario".

"Estamos intentando comprar acciones para que después la compañía las vuelva a restablecer en el mercado. Podríamos haberlo hecho de otra forma, pero no hubiera sido posible. La forma más justa es ofrecer a todos los accionistas si quieren acudir o no. Y la forma más justa es ponerles un precio, aunque nosotros creemos que la acción debería valer más, pero que sea suficientemente atractivo para que si alguno quiera vender, pueda hacerlo", consideró.

Enmarcada en esta operación que elevará la autocartera de la compañía, Reynés anunció una mejora en la retribución a sus accionistas en el periodo, ya que los dividendos por acción previstos en el plan 2025-2027 aumentarán en proporción con la autocartera existente.

"En tanto en cuanto no hayamos colocado las acciones en autocartera, esas acciones en autocartera que devengan teóricamente un dividendo que nunca se paga, será distribuido entre los accionistas de la sociedad", aseguró el presidente de la compañía.

Y es que la auto-OPA respaldada por la junta general de accionistas se extiende a la adquisición de 88 millones de acciones de la compañía, con lo que, una vez completada, la autocartera -que actualmente es del 0,9% del capital- alcanzará un 10% y Naturgy comenzará a restaurar el capital flotante a su discreción. La compañía estima culminar el proceso de recompra de acciones el próximo mes de julio.

Además, Reynés señaló que antes del lanzamiento de su primer plan en 2018 el dividendo ascendía a un euro por acción, mientras que la retribución para sus accionistas propuesta en esta junta correspondiente a 2024 alcanzará un total de 1,6 euros, con lo que en estos siete años se habrán distribuido 9.993 millones de euros a esta partida.

Asimismo, manifestó que en la nueva 'hoja de ruta' del grupo a 2027 se mantendrá una política de retribución a los accionistas "atractiva y creciente", a un ritmo de 10 céntimos de euro por acción anualmente, para alcanzar los 1,9 euros por título al final del periodo, con un reparto de 5.834 millones de euros en dividendos en los próximos tres años.

El plan estratégico lanzado por la compañía el pasado mes de febrero marca un ritmo de dividendo que pasa por alcanzar al menos los 1,7 euros en 2025, los 1,8 euros en 2026 y los 1,9 euros en 2027.

El dividendo

A pregunta de un accionista, Reynés afirmó que el equipo de Naturgy "va a trabajar" para alcanzar estos objetivos de dividendo año a año, aunque aseguró que "en la vida solamente está garantizada la muerte".

La junta de accionistas también respaldó la propuesta de ampliación del órgano rector de la compañía de los 12 miembros actuales hasta los 16. De esta manera, se dará un segundo asiento al fondo australiano IFM, que ha venido incrementando su peso en el capital de la compañía paulatinamente, pero también ganarán peso los otros principales accionistas del grupo en el órgano rector, ya que CriteriaCaixa pasará de tres a cuatro consejeros dominicales, y GIP/BlackRock y Rioja/CVC de dos a tres. Se completará el consejo con tres consejeros independientes y su presidente ejecutivo.

Así, se aprobaron los nombramientos como nuevos consejeros de María Isabel Gabarró por parte de CriteriaCaixa, Martin Catchpole por parte de GIP/BlackRock, Marta Martínez por parte de Rioja/CVC, y Nicolás Villén, por parte de IFM; además de la renovación de aquellos consejeros que tienen su mandato vencido: Isabel Estapé, por parte de CriteriaCaixa; Raj Rao y Lucy Chadwick, por parte de GIP/BlackRock; Javier de Jaime, por parte de Rioja/CVC y Helena Herrero, como consejera independiente.

Por otra parte, en su discurso, el directivo puso en valor sus siete años al frente de la energética, en los que la compañía ha sido capaz de generar unos 35.000 millones de euros de caja, "que se han dedicado prioritariamente a las inversiones", con más de 14.000 millones de euros, otros casi 10.000 millones de euros a retribuir a sus accionistas, así como unos 7.000 millones de euros a pagar impuestos y tributos y casi 4.000 millones de euros a reducir deuda y amortización de bonos híbridos.

El gas

Por otra parte, Reynés también señaló el papel destacado de Naturgy, como primera gasista del país, en la seguridad de suministro energético del país, tanto como proveedor de gas -con el 30% del volumen suministrado a España-, así como con sus 10 GW de potencia disponible a través de sus 15 ciclos combinados.

"Dispuestos a suministrar energía eléctrica en cualquier momento que demanda el sistema, lo cual garantiza que ante un creciente 'mix' intermitente de generación se le puede abastecer con electricidad cuando el operador del sistema lo considere", añadió.

A este respecto, Reynés consideró al gas como "la pieza clave" en la transición energética, ya que permite dotar a muchos sistemas de "flexibilidad y permitirá en el futuro combinarlos con los gases renovables, biometano e hidrógeno, para acometer una descarbonización real".

17.- Iberdrola convoca su Junta General de Accionistas para el próximo 30 de mayo.

Elperiodicodelaenergia.com, 25 de marzo de 2025

La energética propondrá a su junta de accionistas la reelección de Ángel Jesús Acebes Paniagua y Juan Manuel González Serna como consejeros.

El Consejo de Administración de Iberdrola ha acordado en su reunión convocar la Junta General de Accionistas 2025 de la sociedad para el próximo 30 de mayo.

Iberdrola someterá a la aprobación de sus accionistas los resultados del ejercicio, en el que invirtió 17.000 millones de euros y registró un beneficio neto de 5.612 millones. Ello ha permitido al Consejo de Administración proponer a la Junta General un **dividendo complementario** de 0,404 euros brutos por acción que, sumados a los 0,231 abonados a cuenta en enero, llevarían a distribuir un total de 0,635 euros por acción para los cientos de miles de ahorradores que invierten en Iberdrola, con un incremento del 15% frente al ejercicio pasado.

Adicionalmente, y por cuarto año consecutivo, el Consejo de Administración ha propuesto distribuir un dividendo de involucración de 0,005 euros por acción a todos sus accionistas con derecho a participar en la Junta, si esta alcanza un quórum de constitución de al menos el 70%. Con ello, la compañía reafirma su voluntad de fomentar la participación de sus cientos de miles de accionistas y su involucración en las decisiones de la sociedad, tanto en la Junta como a lo largo de todo el año.

En total, el orden del día de la próxima Junta contempla 26 propuestas de acuerdo, entre las que se encuentran modificaciones en los Estatutos Sociales y una actualización del Reglamento de la Junta General de Accionistas con el fin de seguir fomentando la transparencia y una gobernanza corporativa cada vez más robusta, sólida y completa. Con este mismo enfoque de mejora continua, el Consejo de Administración de la compañía ha aprobado hoy la revisión de diversas normas y políticas internas.

Además, como se indicaba más arriba, se propone la aprobación de las cuentas anuales, del informe de gestión, del estado de información no financiera de 2024 y dos nuevas ediciones del sistema de dividendo opcional “Iberdrola Retribución Flexible”.

Finalmente, se propone a la Junta General de Accionistas las **reelecciones de Ángel Jesús Acebes Paniagua y Juan Manuel González Serna, como consejeros independientes, y la ratificación y reelección de Ana Colonques García-Planas como consejera independiente,** que se incorporó al Consejo de Administración el pasado mes de diciembre, así como mantener el número de miembros del Consejo de Administración en 14.

Con estas propuestas, se preserva la estructura del Consejo, con 2 miembros ejecutivos y 12 externos, de los que un 92% tiene la consideración de consejeros independientes.

Liderando el crecimiento

La compañía, que en 2024 consolidó su posición como primera eléctrica de Europa por capitalización y segunda del mundo, con más de 90.000 millones de euros de valor en bolsa, tuvo un beneficio neto de 5.612 millones de euros en 2024 -un 17% más que el año anterior- y aceleró sus inversiones hasta alcanzar la cifra récord de 17.000 millones de euros.

Programa de Recompra de Acciones de Iberdrola

El Consejo de Administración ha acordado también en su reunión de hoy llevar a cabo un nuevo programa de recompra de acciones propias que está previsto poner en marcha a partir del próximo 29 de abril. El **objetivo** de este plan es mantener estable el número de acciones en circulación en el entorno de los 6.240 millones. Para ello, previo acuerdo de la Junta General de Accionistas, Iberdrola amortizará un máximo de 200 millones de acciones propias, representativas del 3,114% del capital social actual de la compañía, entre las que se incluirán las que se adquieran bajo el programa de recompra.

18.- Aagesen y Calviño visitan este viernes las obras del proyecto de Salto de Chira (Gran Canaria).

elperiódicodelaenergía, 25 de marzo de 2025

La central de bombeo reversible de Salto de Chira es un proyecto estratégico para el sistema eléctrico canario.

La vicepresidenta tercera del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, **Sara Aagesen,** y la presidenta del Banco Europeo de Inversiones (BEI), **Nadia Calviño**, **visitarán este viernes, 28 de marzo, las obras del proyecto de Salto de Chira, en la isla de Gran Canaria.**

En este sentido, **la central de bombeo reversible de Salto de Chira es un proyecto estratégico para el sistema eléctrico canario**, desarrollado por Red Eléctrica, y que cuenta con el apoyo del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) y la financiación de Banco Europeo de Inversiones.

Además, en dicho acto participarán también la presidenta de Redeia, **Beatriz Corredor**; el presidente del Cabildo de Gran Canaria, **Antonio Morales**; el consejero de Transición Ecológica y Energía del Gobierno de Canarias, **Mariano Hernández Zapata**; y los alcaldes de Mogán, **Onalia Bueno**, y San Bartolomé de Tirajana, **Marco Aurelio Pérez**, según ha informado Red Eléctrica.

Por su parte, la jornada partirá del Centro de Interpretación de Salto de Chira y se realizará un recorrido por algunas de las partes más destacadas del proyecto, como la toma de agua de Soria, o alguno de los túneles de acceso a la caverna de la central hidroeléctrica.

19.- Las tres cosas que faltan para que las baterías se puedan desarrollar en España de forma masiva.

Elperiodicodelaenergia.com, 26 de marzo de 2025

La patronal Aepibal explica a El Periódico de la Energía cuáles fueron los puntos clave de la reunión con Gobierno y Comunidades Autónomas

El almacenamiento energético a través de baterías parece ir arrancando en España, pero le está costando más de lo debido. Faltan aún encajar algunas piezas dentro del puzle regulatorio para que su desarrollo pueda ser masivo.

Digamos que hay 25 GW de baterías en la parrilla de salida, pero hay tres coches con problemas que prohíben poner el semáforo en rojo para que dé inicio la carrera.

El pasado día 18 de marzo, la principal asociación del sector del almacenamiento energñetico, AEPIBAL, organizó la segunda Jornada Encuentro MITERD – COMUNIDADES AUTÓNOMAS que reunió a más de 60 invitados entre los que se encontraban las divisiones de energía y medioambiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, direcciones generales de Energía y/o Medioambiente de las 17 Comunidades Autónomas, el equipo de Energía de IDAE, REE, Ayuntamiento de Madrid y los directores de los *clusters* regionales de energía con los que la patronal trabaja sólidamente en cada uno de los territorios.

Todos ellos estuvieron durante varias horas escuchando al sector y viendo cuáles eran las problemáticas que existen para poder desarrollar las baterías en España.

Debate interno

Con el objetivo de debatir acerca de los problemas a los que se enfrenta hoy el despliegue del almacenamiento desde el punto de vista de tramitación ante los órganos sustantivos y medioambientales, se identificaron tres áreas de trabajo en las que es prioritario encontrar soluciones urgentes. Es decir, existen tres puntos fundamentales aún que impulsen de verdad las baterías con garantías suficientes para su desarrollo. Estas son:

1. *Que las plantas de almacenamiento con baterías (BESS)* ***puedan hacer uso de la Declaración de Utilidad Pública (DUP) de las líneas de evacuación****, tema este que está en la cartera de trabajo del Ministerio pero que necesita pasar por el Congreso de los Diputados, lo que a corto plazo no parece* tarea sencilla viendo que no se ponen de acuerdo los partidos.
2. La urgencia de que, en materia urbanística, las CCAA, con el apoyo del Ministerio, articulen los elementos necesarios para **que las plantas BESS se puedan ubicar en suelos rústicos, especialmente si están próximos a las subestaciones**, otorgando al BESS, por ejemplo, el mismo rango que a las plantas de generación renovable, que es la solución que se propone desde AEPIBAL.
3. La necesidad de que los proyectos presentados por los promotores estén mucho más elaborados, para lo cual es vital **que se considere una planta BESS como un activo que necesita de su Mapa de Riesgos con sus correspondientes Planes de Actuación y Mitigación**, tanto en la parte medioambiental como de protección civil, y en todas las fases del proyecto.

Estos van a ser los puntos dónde las distintas administraciones van a tratar de trabajar además de las nuevas líneas de ayudas de 699 millones con los fondos Feder que van a arrancar próximamente.

Evitar problemas

No es que con ello no se puedan desarrollar proyectos, que sí lo pueden hacer, pero estos tres puntos evitarían muchos problemas al desarrollo de las baterías y ayudarían en muchos casos a que los desarrolladores se lancen finalmente a realizar las inversiones.

Con estos objetivos marcados, y con muchos más temas en la cartera, todos los asistentes se emplazaron a una nueva jornada de trabajo a lo largo del presente año, seguramente en el marco del AEPIBAL DAY'25 que se celebrará en Valladolid los días 25 y 26 de noviembre.

20.- España, Alemania, Suecia y Gran Bretaña se repartirán más de la mitad de la demanda de hidrógeno renovable para 2035.

Elperiodicodelaenergia.com, 26 de marzo de 2025

La consultora Aurora Energy Research calcula que serán necesarios 100.000 millones de euros para financiar el próximo boom del hidrógeno.

Un análisis reciente de la consultora **Aurora Energy Research** predice que, a pesar de los recientes contratiempos, más del 50% de la demanda total de hidrógeno se cubrirá con hidrógeno renovable en Alemania, España, Suecia y Gran Bretaña para 2035.

Sin embargo, lograr esta transición del hidrógeno basado en combustibles fósiles a alternativas sostenibles requerirá hasta 100.000 millones de euros en financiación para la transición, advierte **Emma Woodward**, responsable del mercado de hidrógeno de Aurora Energy Research, proveedor de análisis de mercados energéticos.

Las preguntas sobre el desarrollo de la demanda a corto plazo son prioritarias para todos los involucrados en proyectos de hidrógeno: ¿quiénes son los usuarios finales de las energías renovables o del hidrógeno bajo en carbono y cuándo estarán listos para adquirirlo?

O lo que es lo mismo, ¿cuando estarán listos los offtakers? ¿Cuándo habrá demanda suficiente para su desarrollo?

Apoyo político

Dados los costos de producción de hidrógeno, más altos de lo previsto, cada vez es más evidente que el apoyo político es la palanca clave para cubrir la falta de financiación e incentivar la transición al hidrógeno renovable en la mayoría de las industrias.

"Por lo tanto, los mandatos en los sectores de materias primas, aviación y transporte marítimo están configurando la demanda específica del sector a día de hoy", afirma Woodward.

El análisis destaca además algunos puntos interesantes como que la demanda de hidrógeno en Europa se sextuplicará para 2060, y la producción electrolítica nacional alcanzará alrededor del 30%.