

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.- Iberdrola alcanza un beneficio récord de 5.612 millones y anuncia un 15% más de dividendo.

elindependiente.com, 27 de febrero de 2025.

Las compañías ganaron 73.112 millones el pasado año, un 20,8% más, y encaran 2025 con optimismo.



El presidente de Iberdrola, Ignacio Galán, interviene en la entrega de las "Becas Iberdrola" para estudios de máster en España.

La compañía Iberdrola logró el año pasado un beneficio neto de 5.612 millones de euros, lo que supone un incremento del 17% respecto al ejercicio anterior. La compañía que lidera Ignacio Sánchez Galán obtuvo un beneficio operativo bruto (EBITDA) de 16.848 millones de euros, un 17% más que el año anterior.

En la publicación de sus resultados, Iberdrola vincula estos resultados a las "inversiones récord" llevadas a cabo y que cuantifica en 17.000 millones de euros, un 50% más. De ellos, la gran mayoría, 12.000 millones corresponden a inversiones orgánicas, a las que se suman otros 5.000 millones en operaciones corporativas de Avangrid y ENW. La gran mayoría de todas las inversiones, el 70% se destinó a operaciones en Reino Unido y EEUU.

La práctica totalidad de la plusvalía por desinversión en generación fósil se destinó el año pasado a medidas para mejorar los resultados en el futuro.

Actualmente Iberdrola cuenta con 158.000 millones de euros en activos y una capitalización que ronda los 90.000 millones de euros, lo que la sitúa, destaca la compañía, como la primera utility de Europa y entre las tres más grandes del mundo.

Iberdrola anuncia además que planteará un incremento del 15% en el pago por dividendo hasta los 0,635 euros por acción.

Más beneficios en 2025

De cara a este año la previsión de crecimiento se mejora y se estima un beneficio de entre 5.300 y 5.400 millones de euros, por encima de lo previsto en el Plan Estratégico.

El gasto en compras a proveedores ha alcanzado los 18.000 millones de euros. Empresas que dan empleo a cerca de 500.000 trabajadores. Además, Iberdrola ha realizado 6.000 incorporaciones a su plantilla, con lo que la empresa cuenta ya con 42.300 empleados. La aportación fiscal realizada el año pasado se cifra en 10.300 millones de euros en todo el mundo. España es el país en el que más aporta, 4.300 millones de euros, un 14% más que en 2023.

Los resultados presentados ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) demuestran, según afirma la eléctrica, su apuesta por la electrificación como "único camino para crecer en autonomía energética y competitividad". La reducción de emisiones de CO2, apunta la empresa, se ha reducido hasta los 38 gramos de CO2/kWh en Europa, "cinco veces menos que la media del sector en Europa".

Destaca que la electricidad distribuida ha crecido por un aumento de la demanda en todo el mundo. La electricidad distribuida alcanzó los 238.164 GWh, un 1,9% más que en 2023. Ahora el negocio se focaliza en redes, donde se han invertido 11.200 millones de euros. En el área de transporte el crecimiento es del 54%.

2.- Galán (Iberdrola) ve “absolutamente necesaria” la nuclear y se abre a un diálogo para revisar el calendario de cierre.

cincodias.elpais.com, 27 de febrero de 2025.

La energética ganó el año pasado 5.612 millones, casi un 17% más, y registró inversiones récord de 17.000 millones de euros.

Las grandes eléctricas empiezan a enseñar las cartas sobre el futuro de las nucleares. El presidente de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, pidió ayer que se analice “en profundidad” el impacto que podría tener un cierre del parque nuclear español, con un calendario que arranca en 2027 con Almaraz y concluye en 2035 y que fue acordado por las compañías propietarias en 2019, pues estima que esta tecnología “es absolutamente necesaria” para “mantener la estabilidad y para mantener las luces encendidas”.

Galán hizo estas declaraciones en una conferencia de analistas para la presentación de los resultados de Iberdrola en 2024, que se saldaron con un beneficio neto de 5.612 millones de euros, un 17% más que el año anterior. El ejecutivo ve necesario “establecer una visión en común de cuál va a ser el futuro del sector de la electricidad” y aseguró que la nuclear puede “dar un servicio competitivo a la ciudadanía. Estamos buscando competitividad, queremos un servicio fiable y estamos todos plenamente comprometidos”, dijo.

Asimismo, afirmó que en los últimos años el escenario de la energía “ha cambiado en todo el mundo, tanto en España como en el resto de Europa”, debido a un incremento de la demanda y advirtió que ya se está viendo un cambio de tendencia en lo que se refiere a la nuclear en países como Alemania o Bélgica. “Creo que la Comisión Europea ya está dando apoyo, o por lo menos quiere dar su visto bueno, a la financiación estatal para reabrir o aumentar la vida útil de las centrales nucleares”.

En su opinión, el parque nuclear en España es “seguro, eficiente y fiable” y considera necesario “establecer un diálogo abierto. “En Iberdrola, como de costumbre, estamos listos y preparados para participar en este diálogo”.

Respecto a la influencia de la Administración de Donald Trump sobre el negocio de la compañía en Estados Unidos, Galán se mostró convencido de que no habrá apenas impacto ya que la demanda en el país sigue creciendo “más que nunca” y las inversiones en redes y en energía “se necesitan más que nunca”. Y añadió que los aranceles no le afectarán y que “todo funcionará bien” en un país estratégico para la energética y donde el negocio de las redes “no depende de las autoridades federales, sino de los Estados”.

Inversiones récord

Según un comunicado a la CNMV, Iberdrola registró el año pasado unas inversiones récord de 17.000 millones de euros (incluidas las operaciones corporativas de Avangrid y ENW por 5.000 millones), lo que supuso un 50% más que en 2023. Las inversiones orgánicas ascendieron a 5.000 millones de euros, de las cuales, más de 6.281 millones correspondieron a redes y 5.500 millones a proyectos renovables.

El Ebitda del grupo ascendió a 16.848 millones de euros el año pasado, un 17% superior al registrado en 2023. Con una capitalización que ronda los 90.000 millones de euros, lo que la sitúa como la primera utility de Europa y entre las tres más grandes del mundo, Iberdrola cuenta con más de 158.000 millones de euros de activos.

El último ejercicio, según Iberdrola, estuvo marcado por un incremento histórico de la energía distribuida gracias al aumento de la demanda en todos los países en los que Iberdrola opera redes eléctricas. Iberdrola batió récord de electricidad distribuida -la energía que la compañía transporta a través de sus redes- con 238.164 GWh en 2024, un 1,9% más respecto a 2023

Ante este contexto, la energética asegura que está focalizando su crecimiento en el negocio de redes, al que destinó 11.200 millones de euros de inversión en 2024. Además de las inversiones orgánicas en

distribución, destaca el crecimiento del 54% en el área de transporte, principalmente en proyectos en EE UU y Reino Unido. La base de activos de redes se ha incrementado en un 16% hasta alcanzar los 49.000 millones de euros.

En renovables una capacidad instalada 44.478 MW en todo el mundo (2.600 los puso en marcha en 2024) y cuenta con 9.200 millones de euros en proyectos en curso que se pondrán en marcha en 2025 y 2026. Iberdrola lidera el mercado de PPAs (contratos de energía renovable a largo plazo) en Europa por segundo año consecutivo, con más de 1.250 MW firmados en 2024, un 38% más que en 2023.

Iberdrola ha seguido aumentando sus compras hasta alcanzar los 18.000 millones a sus miles de proveedores, con más del 75% destinado a futuro crecimiento, “dando visibilidad y certidumbre a una cadena de suministro en la que sostiene a cerca de 500.000 empleos en todo el mundo”. Además, ha realizado 6.000 incorporaciones en 2024 en todo el mundo (2.100 de ENW, la compañía de redes británica que adquirió el año pasado), con lo que la empresa ya cuenta con 42.200 trabajadores.

En cuanto a su aportación fiscal, Iberdrola señala que por primera vez ha superado los 10.300 millones de euros de contribución a las arcas públicas de los distintos países en los que opera, lo que supone un 7,5% más que el año anterior. España es el país en el que más aporta: con 4.300 millones de euros, un 14% superior al de 2023.

A la vista de estos resultados, el consejo de administración propondrá a la junta general una remuneración complementaria de 0,404 euros brutos por acción, a los que hay que sumar el dividendo a cuenta de 0,231 euros abonado en enero. De esta forma, la empresa repartirá 0,635 euros por acción por acción con cargo a los resultados de 2024, lo que supone un incremento del 15%.

Iberdrola ha conseguido disminuir el coste de su deuda en 16 puntos básicos, hasta situarse en el 4,81%, un porcentaje que se reduce hasta el 3,7% excluyendo su filial brasileña Neoenergía. El flujo de caja crece un 51%, hasta los 16.769 millones y la ratio FFO/deuda neta se mantiene en el 22,9% y su liquidez alcanza los 20.000 millones de euros.

El grupo continuará avanzando en el crecimiento del negocio de redes en los países con interesantes marcos regulatorios, como EE UU, Reino Unido y Brasil. Además, tiene previsto un selectivo crecimiento en renovables, donde cuenta con una cadena de suministro asegurada e inversiones en proyectos de creación de valor con PPAs cerrados.

La compañía se centra en países con alto rating: el 60% de las redes están en EEUU y Reino Unido, y el 85% de los activos renovables en construcción están en países con rating A. En este contexto, Iberdrola ha mejorado sus previsiones para 2025, año en que espera alcanzar un crecimiento de un dígito medio/alto sobre el beneficio ajustado de 2024, por encima de la previsión del plan estratégico que estimaba un beneficio de entre 5.300 y 5.400 millones de euros.

3.-Naturgy someterá a la junta un plan de incentivos para Reynés y 130 directivos ligado a la cotización.

eleconomista.es, 6 de marzo de 2025.

El Consejo de administración de Naturgy decidió el pasado 18 de febrero liquidar de forma anticipada el plan de Incentivo a Largo Plazo (ILP) que perciben 130 directivos, así como la retribución a largo plazo correspondiente a su presidente, Francisco Reynés..

En un primer momento la fecha de vencimiento del ILP era el 31 de diciembre de 2025, pero tras la decisión de presentar una nueva estrategia para el periodo 2025-2027, el consejo consideró adecuado adelantar el plazo y liquidar los incentivos ligados al plan anterior.

Para ello, según explica Naturgy, se decidió el pago en metálico del valor del excedente del vehículo societario generado, en lugar de la entrega de acciones.

Con esta medida, la compañía evitar el conflicto de interés que podría surgir al presentar en la siguiente estrategia una auto-opa que ofrecía una prima del 8% sobre el nivel de cotización y que se hubiese podido sumar a los beneficios de dicho plan de incentivos.



Naturgy someterá a la junta un plan de incentivos para Reynés y 130 directivos ligado a la cotización

Naturgy, por su parte, negó la existencia de un conflicto de interés por la liquidación de este ILP.

El presidente de Naturgy, Francisco Reynés, que salió del Incentivo a Largo Plazo el 21 de abril de 2024 por la negociación de la opa de Taqa sobre la compañía para mantener su independencia respecto a los accionistas, ingresará alrededor de 14 millones, una vez minorado el importe que percibió en concepto de compensación por la extensión del ILP en marzo 2022.

En ningún caso Reynés podía recibir con el nuevo esquema importes superiores a los que se hubieran ingresado de haber continuado en el esquema ILP.

Ahora la compañía someterá a la junta de accionistas del próximo 25 de marzo la adopción de nuevo Incentivo a Largo Plazo similar al anterior y referenciado también al valor de las acciones de la compañía. Aunque la empresa todavía no ha dado a conocer los detalles, el suelo de la cotización podría situarse en los 26,5 euros de la auto-opa de la compañía.

La propuesta, que ha sido respaldada por unanimidad en el consejo, se llevará a votación por parte de la Junta y supone un cambio de opinión de Critería, que votó en contra de este esquema en la junta de 2022 cuando estaba bajo el control de Marcelino Armenter.

La junta tendrá que ratificar el acuerdo del consejo sobre la modificación del esquema de remuneración variable a largo plazo del Presidente Ejecutivo que seguirá así durante la ejecución del nuevo plan para evitar estar sometido a ningún tipo de conflicto de interés.

Ahora los principales accionistas de Naturgy (Criteria, CVC, BlackRock e IFM) tienen que comprometerse a desprenderse de una parte de sus títulos en el proceso de auto-opa para lo que se espera que se alcance un pacto parasocial entre los accionistas con más de un 10% del capital, tal y como adelantó elEconomista.es. Asimismo, se espera que se fije un periodo en el que estos accionistas no puedan llevar a cabo compras de acciones.

4.- Las 'Big 4' energéticas desafían al Gobierno con dividendos récord.

pressreader.com, 3 de marzo de 2025.

Tras la polémica por el impuestazo a energéticas, y con la sensibilidad política aún al rojo, Iberdrola, Endesa, Naturgy y Repsol disparan ganancias y dividendos.

Las cuatro mayores energéticas españolas cotizadas en Bolsa (Iberdrola, Endesa, Naturgy y Repsol) repartirán una lluvia histórica de dividendos tras alcanzar beneficios récord o muy por encima de las expectativas.

Así lo han ido anunciando en los últimos días en sus respectivas presentaciones de cuentas anuales. En total, las cuatro grandes energéticas ganaron 11.157 millones de euros en 2024. Es un 4,3% más que en 2023 y una cifra histórica, a pesar del retroceso de alguna de ellas.

Iberdrola, la mayor compañía energética española, ganó 5.612 millones en 2024, casi un 17% más que en 2023. Iberdrola gana más dinero que entre las otras tres grandes energéticas juntas.



Ignacio Galán, presidente de Iberdrola; Francisco Reynés, presidente de Naturgy; José Bogas, consejero delegado de Endesa, y Josu Jon Imaz, consejero delegado de Repsol.

La segunda con mejores resultados este año ha sido Naturgy, superando por primera vez a Repsol y por segundo año consecutivo a Endesa.

Aunque Naturgy ha ganado 1.901 millones (un 4,2% menos), esa cifra está en la parte alta del objetivo de 1.800 millones que se había fijado para un ejercicio muy complejo en el mercado por la enorme volatilidad de los precios energéticos.

Endesa –hace años la primera eléctrica en España por clientes–, ha ganado 1.888 millones, un 154% más (es decir, más del doble). Supera, como Naturgy, sus propias expectativas.

La bajada de precios energéticos que hubo en 2024, sobre todo en hidrocarburos, ha hecho que se hundan los resultados de Repsol. El pasado ejercicio se

situaron en 1.756 millones, un 45% menos. El avance en resultados de las Big 4, aunque notorio, ha sido modesto en comparación con el acelerón de sus dividendos.

Todos, más de lo previsto

El ranking de dividendos repite el mismo orden que el de los beneficios: primero Iberdrola, después Naturgy y en tercer y cuarto lugar Endesa y Repsol. En todos los casos, las empresas darán más retribución de la inicialmente prevista.

Iberdrola entregará 0,635 euros por acción con cargo a 2024, un 15% más, lo que supondrá un desembolso total de cerca de 4.100 millones de euros.

Alcanza así ya la horquilla que se había propuesto para 2026. Naturgy, que pensaba dar 1,4 euros con cargo a 2023, ha elevado finalmente el dividendo a 1,6 euros. Es solo un anticipo de los 1,9 euros a los que quiere llegar en 2027 con un nuevo plan.

Se miran de reojo

En total, con cargo a 2024, Naturgy dará 1.551 millones. Eleva el dividendo más del 14%. Todos parecen mirarse reojo entre sí. Endesa, que pensaba dar 1,2 euros de dividendo con cargo a 2024, finalmente dará 1,32 euros ante la buena marcha de sus resultados. Esa cifra es un 32% más que en 2023. En total, distribuirá casi 1.400 millones.

Repsol, por su parte, ha elevado a 0,975 euros la retribución en efectivo a los accionistas, un 8,3% más (a pesar de la caída de resultados). Supone, en total, casi 1.130 millones.

A eso habría que sumar otros 700 millones de euros que, como mínimo, el grupo se ha comprometido a destinar a recompra de acciones. Es un pago récord desde 2014, cuando el grupo dio un euro por acción a los accionistas tras los ingresos obtenidos por la expropiación de su filial YPF en Argentina.

Cuatro veces más

Aunque muy discutido, la recompra de acciones (y posterior amortización), se considera otro tipo de remuneración al accionista (ver información adjunta). En total, Repsol retribuiría con más de 1.800 millones (más que su beneficio). De media, las energéticas van a incrementar dividendo en un 17%, cuatro veces el incremento del beneficio. En conjunto, y sumando la recompra de Repsol, retribuirán con casi 9.000 millones. Sería aproximadamente un 80% de todo lo que han ganado. Este porcentaje es lo que en el términos técnicos se denomina pay out.

¿Mucho o poco? Al inversor le parecerá poco. El día que Repsol anunció su nuevo dividendo, se disparó un 7% en Bolsa, a pesar de que sus resultados se habían derrumbado. Políticamente, sin embargo, la lluvia de dividendos llega en un momento difícil. En enero, las grandes energéticas lograron finalmente que no se

prorrogara el gravamen extra que decretó el Gobierno contra sus supuestos beneficios multimillonarios, el impuestazo. Decayó tras no lograr mayoría en el Congreso.

Pero la sensibilidad del Gobierno de Pedro Sánchez y de algunos socios de legislatura sigue a flor de piel. La ostentación de beneficios y dividiendo da armas al Gobierno en su batalla contra altos beneficios.

5.- Galán ganó 14,14 millones como presidente de Iberdrola en 2024, un 2,2% más.

elperiodicodelaenergia.com, 28 de febrero de 2025.

El CEO de Iberdrola, Armando Martínez, percibió 3,759 millones de euros en 2024, un 7,3% menos.

El presidente ejecutivo de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, percibió una retribución total en 2024 por el ejercicio de sus funciones de 14,145 millones de euros, lo que representa un incremento del 2,2% con respecto a los 13,835 millones de euros de un año antes, según la información remitida por la compañía a



Ignacio Galán, presidente de Iberdrola.

De este importe, un total de 6,5 millones de euros correspondieron a la remuneración en metálico, incluyendo 2,25 millones de euros en concepto de sueldo -cifra que se mantiene inalterada desde 2008-, y 3,248 millones de euros en concepto de retribución variable a corto plazo.

Asimismo, percibió 100.000 euros por su pertenencia a consejos de administración de filiales del grupo, 132.000 euros en concepto de dietas, 600.000 euros como remuneración fija y 170.000 euros por otros conceptos.

Armando Martínez, CEO de Iberdrola

Por su parte, el consejero delegado de Iberdrola, Armando Martínez, que ocupa el cargo de 'número dos' de la compañía desde octubre de 2022, percibió 3,759 millones de euros en 2024, un 7,3% menos que los 4,05 millones de euros del año anterior. En su caso, la remuneración fija por importe de un millón de euros también se mantiene inalterable desde su nombramiento.

El consejo de administración de la energética aprobó, además, mantener esas mismas cantidades en concepto de sueldo para Galán y Martínez para este 2025.

Asimismo, se implantó en 2024 y se mantiene para 2025 el compromiso para los consejeros de tenencia permanente de acciones establecido de, al menos, un importe equivalente al 20% de la retribución fija anual por año de mandato a mantener durante un periodo de cuatro años acumulativamente.

Por su parte, la retribución total del consejo de administración de Iberdrola ascendió a los 24,309 millones de euros en 2024, ligeramente por encima de los algo menos de 24 millones de euros del ejercicio anterior.

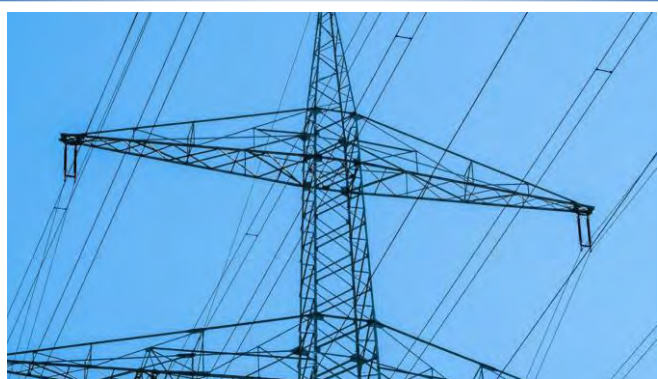
La remuneración media de los empleados de Iberdrola ascendió el ejercicio pasado a los 84.000 euros el año pasado, lo que representa un aumento del 2,4% frente a los 82.000 euros de 2023.

En 2024, Iberdrola obtuvo unas ganancias récord de 5.612 millones de euros, lo que representa un incremento del 17% con respecto al ejercicio anterior, impulsado por unas inversiones totales históricas de 17.000 millones en el año.

6.- El sistema eléctrico registra un agujero económico de 1.026 millones a cierre de 2024.

elperiodicodelaenergia.com, 4 de marzo de 2025.

El total de ingresos fue de 13.299,28 millones de euros, mientras que los costes se situaron en los 14.325,68 millones.



El sistema eléctrico registra un déficit provisional en 2024.

El sistema eléctrico registró un déficit provisional de 1.026,41 millones de euros a cierre del pasado mes de diciembre, según datos de la duodécima liquidación realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

De todas maneras, este dato no es definitivo, ya que ésta no es la última liquidación del año, dado que las liquidaciones se realizan en función de los consumos y el consumo total de un año no se conoce hasta dos meses después de haber finalizado el ejercicio, por lo que se realizan dos liquidaciones más a cuenta.

En concreto, el total de ingresos fue de 13.299,28 millones de euros, mientras que los costes se situaron en los 14.325,68 millones de euros. Dado que los ingresos no fueron suficientes para cubrir los costes reconocidos, el coeficiente de cobertura -la relación entre los costes que se pueden pagar con los ingresos disponibles y los que se deberían pagar con cargo a las liquidaciones provisionales- fue del 91,5%. Por su parte, la demanda en consumo se situó en 209.463 gigavatios hora (GWh).

El sistema eléctrico en 2024

Esta liquidación se acumula a las anteriores del ejercicio 2024, sumando un total de 4.437,05 millones de euros (antes de IVA o impuesto equivalente), desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024.

Según indicó la CNMC, del total acumulado, 4.388,58 millones de euros son pagados con cargo al sector eléctrico, mientras que 48,47 millones de euros lo son con cargo a Presupuestos Generales del Estado (PGE), que corresponden al 50% de la retribución específica de instalaciones ubicadas en territorios no peninsulares.

En el mes se produjeron desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema eléctrico, contemplados en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, por lo que la liquidación acumulada con cargo al sector eléctrico se vio afectada por un coeficiente de cobertura de 91,5% y la cantidad a pagar a cuenta a los productores asciende a 331,7 millones de euros.

Para el pago de la parte correspondiente a las instalaciones ubicadas en territorios no peninsulares, a la fecha del cierre de esta liquidación se han recibido ingresos del Tesoro Público que permiten abonar el 100% de esta partida, siendo la cantidad a pagar de 3,67 millones de euros.

Sector gasista

En lo que respecta al sector gasista, el total de ingresos liquidables declarados en la tercera liquidación ascendieron a 303,99 millones de euros, un 27,6% inferiores a los declarados en el periodo comparable del ejercicio anterior.

De estos ingresos, los correspondientes a los cargos del sistema fueron de 2,42 millones de euros, los de almacenamientos subterráneos de 16,93 millones de euros, los de redes locales a 200,97 millones de euros, los de red de transporte troncal a 63,67 millones de euros y los de plantas de GNL a 15,45 millones de euros.

Estos ingresos hacen frente a las retribuciones reconocidas y otros saldos deudores. En total, se obtuvieron desvíos por cargos del sistema (-0,3 millones de euros), almacenamientos subterráneos (+3,2 millones de euros), redes locales (-261,25 millones de euros), red de transporte troncal (+93,65 millones de euros) y planta de GNL (+324,97 millones de euros).

La demanda de gas en el año de gas facturada hasta el 31 de diciembre ascendió a 50,8 TWh, cantidad un 1,7 TWh superior a la del mismo periodo del ejercicio anterior.

Adicionalmente, las exportaciones de gas natural por gasoducto fueron de 3,0 TWh, el gas trasvasado desde las plantas de regasificación a buques de 2,6 TWh y el gas cargado en cisternas de 1,8 TWh. En total, la energía de salida del sistema gasista en el periodo de liquidación ascendió a 58,3 TWh.

7.- Iberdrola y Endesa empujarán al Gobierno a admitir el riesgo de apagón del cierre nuclear para forzar una moratoria con bajada de impuestos.

Elmundo.es, 7 de marzo de 2025.

Las eléctricas se resisten a solicitar por la vía oficial la extensión de la vida útil de centrales como Almaraz para apretar al Ejecutivo a tomar la iniciativa en la negociación.



La ministra para la Transición Ecológica, Sara Aagesen, el martes en su visita a la Feria de Zaragoza.

En la política y en los negocios, el orden de los factores sí altera el producto. La presión pronuclear se ha disparado en España desde que a finales del 2024 Red Eléctrica tuvo que desconectar a la gran industria varias horas en días sucesivos para equilibrar el sistema eléctrico, principalmente, por no contar con dos de los reactores de la central catalana de Ascó. «Marcó un antes y un después en la negociación entre el Gobierno y las eléctricas», exponen fuentes conocedoras de los contactos. Iberdrola y Endesa mantienen un frente común para arrancarle a Sara Aagesen una moratoria, pero, como se ha encargado de recordar una y otra vez la vicepresidenta tercera, ninguna de ellas ha solicitado oficialmente la extensión de su vida útil, ni siquiera en el caso de Almaraz, que en solo unos meses entrará en el punto de no retorno. No es casualidad.

Las grandes eléctricas buscan poner al Gobierno frente al espejo de su propio Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC), la hoja de ruta a 2030 que fijó unos objetivos de renovables y almacenamiento para suplir a la nuclear, y que no está avanzando con la rapidez prevista. En su día, Red Eléctrica, la empresa pública que gestiona la red de alta tensión en España, acreditó que el PNIEC asegura la cobertura de la demanda, pero también alertó de que cualquier desviación del mismo comprometería «el nivel deseado de seguridad de suministro». Precisamente, a lo que están esperando las dueñas de las centrales es a que el Gobierno admita ese decalaje entre la realidad y los hitos del PNIEC.

No sin motivo, los primeros ejecutivos de Iberdrola y Endesa han empezado a aderezar públicamente el debate nuclear con conceptos como la «seguridad nacional» o la «garantía de suministro», a los que no recurrían con tanta vehemencia hace apenas un año. Todo con el fin de llevar al Gobierno al límite de tener que admitir que el calendario de cierre (2027-2035) podría amenazar la estabilidad del sistema, o lo que es lo mismo, aumentar el riesgo de apagón.

Las eléctricas han obtenido en las últimas semanas otro argumento de peso en su pulso con el Gobierno. Se trata del primer reconocimiento por parte de la empresa que dirige Beatriz Corredor de que el cierre nuclear podría «aumentar el riesgo de incidentes operacionales que puedan afectar el suministro», como adelantó El Confidencial y ha podido comprobar EL MUNDO en el último informe anual del grupo. «Ha sido el párrafo más viral en el sector en muchos años», asegura una fuente empresarial. «Si las titulares de las centrales solicitan la prórroga, eso se remite al Consejo de Seguridad Nuclear, que lo estudiaría en las actuales condiciones». Pero si, finalmente, fuera Aagesen la que tomase la iniciativa y llamase a las eléctricas, daría la sensación de que el ministerio está dispuesto a darles algo a cambio», apuntan fuentes técnicas. Así, Iberdrola y Endesa tendrían más fuerza para negociar una bajada de impuestos, la verdadera razón por la que aún no han pedido la prórroga por la vía oficial.

«Si Aagesen se convence de que el cierre conlleva un riesgo para la seguridad, el ministerio debería tomar la iniciativa de replantear el calendario, entonces, allí estaremos», desliza un alto directivo del sector. «Si el Gobierno decide que por razones de seguridad la nuclear no puede cerrar, el debate saltaría al plano económico», enfatiza otro. Ahí arrancarían el segundo asalto.

En el sector detallan que, en ese momento, las eléctricas elaborarían «una suerte de auditoría de costes». Con los números en la mano, las dueñas de las centrales apretarían al Gobierno a elegir entre mantener las nucleares en manos privadas, y que las eléctricas asuman los costes a cambio de una determinada rentabilidad, o llevar la millonaria factura a Presupuestos Generales. «Si lo quieren asumir vía PGE, que lo asuman».

Sara Aagesen y su antecesora, Teresa Ribera, quien en 2019 condujo el acuerdo de cierre entre las eléctricas y Enresa, el ente público que gestiona los residuos nucleares, han sido contundentes: los ciudadanos no pueden pagar la factura del desmantelamiento, que actualmente asciende a 20.000 millones. Las eléctricas los van pagando con aportaciones anuales a un fondo, a través de la llamada 'tasa Enresa'.

En 2024, el Gobierno subió la tasa un 30%, por encima del tope pactado en 2019. En parte, por decisiones del ministerio que han encarecido la gestión de residuos. En suma, la carga fiscal sobre la nuclear ha crecido un 71% desde 2019, hasta los 28,99 euros/MWh, según PwC. Hasta 2005, cuando se empezó a aplicar el fondo Enresa, los consumidores costeaban el desmantelamiento con sus facturas. La derrama para el conjunto de hogares y empresas llegó a alcanzar los 3.000 millones.

8.- Iberdrola. Buenos resultados pero con una deuda cada día más peligrosa.

hispanidad.com, 27 de febrero de 2025.

Galán depende cada día más, a futuro, de EEUU y de Reino Unido: marco regulatorio estable pero un mercado más incierto que el europeo... sobre todo con Donald Trump.

Iberdrola ha cerrado el ejercicio 2024 con un beneficio neto récord de 5.612 millones de euros, lo que supone un incremento del 17% respecto a los 4.803 millones obtenidos en 2023. La compañía eléctrica ha mantenido un sólido crecimiento del resultado bruto de explotación (ebitda), que se ha situado en 16.848 millones (+17%), gracias al impulso de sus redes reguladas y en renovables.

Sin embargo, este crecimiento no ha venido sin desafíos. La deuda neta ajustada ha aumentado un 8,2%, alcanzando los 51.700 millones, lo que supone 3.900 millones más que en 2023. Este incremento se debe, principalmente, a un elevado nivel de inversiones y adquisiciones, con 12.000 millones en inversión orgánica



Ignacio S. Galán y Mario Ruiz-Tagle ahora hablan en defensa de la energía nuclear.

y 5.000 millones en la compra de activos en Reino Unido y EEUU. Este mayor endeudamiento no parece haberle gustado mucho al mercado: su cotización ha bajado un 1,18%, hasta los 13,80 euros. Recuerden que los resultados anuales de 2023 tampoco gustaron al mercado.

Sin embargo, a pesar del incremento de la deuda, la eléctrica ha logrado mantener una ratio de deuda neta sobre ebitda de 3,4 veces, ligeramente superior a las 3,3 veces de 2023. Esto indica un apalancamiento creciente en un contexto de mayor coste de financiación... en parte, por los mayores tipos de interés.

Ahora, analicemos la obsesión del presidente ejecutivo de Iberdrola, Ignacio S. Galán, por la expansión del conglomerado energético a través del desglose por países y negocios. El crecimiento de Iberdrola en 2024 no ha sido homogéneo en todas sus áreas de negocio ni en sus mercados clave:

- España sigue siendo el principal mercado en términos absolutos, con un ebitda de 4.617 millones (+8%), aunque la demanda ha sido débil y el peso del negocio nacional ha disminuido en el conjunto del grupo. Eso sí, aquí es muy verde: el 90% de su generación en Iberia ya es libre de emisiones.
- EEUU se ha convertido en un mercado estratégico clave, con un ebitda de 1.991 millones de dólares (+2,1%), gracias a mayores tarifas en Nueva York y un crecimiento en renovables.
- Reino Unido ha mostrado un fuerte crecimiento del 15,6%, alcanzando 1.239 millones de libras en ebitda, impulsado por el marco regulatorio ED2 y la creciente demanda eléctrica.
- Brasil también ha tenido un desempeño positivo, con un ebitda de 12.156 millones de reales brasileños (+23,2%), beneficiado por mayores tarifas en distribución y un ajuste regulatorio favorable en transporte.
- México e Hispanoamérica registraron un menor crecimiento, con un ebitda de 2.320 millones de dólares (-46%), afectado por la venta de activos térmicos y un ajuste en la valoración de ciertos activos hidroeléctricos.

A nivel sectorial, el negocio de redes eléctricas sigue siendo el pilar principal de Iberdrola, con un ebitda de 6.423 millones de euros (+7%). Por su parte, el segmento de producción de electricidad y clientes alcanzó los 10.486 millones (+22%), gracias al crecimiento en renovables y la venta de activos de generación térmica.

El gran talón de Aquiles de la eléctrica es su elevada deuda, que ha subido un 8,2%, hasta 51.700 millones, por las mayores inversiones orgánicas, las compras, un flujo de caja insuficiente para cubrir el capex (obligando a recurrir a financiación externa) y un mayor coste financiero por el impacto de la política monetaria.

Finalmente, toca tratar el gran talón de Aquiles de la eléctrica: su elevada deuda. Claro, la expansión internacional sale cara y se necesitan fondos. El endeudamiento ha aumentado un 8,2% en términos netos, alcanzando los 51.700 millones al cierre de 2024, frente a los 47.800 millones en 2023. Este crecimiento ha estado impulsado por los siguientes factores: (i) altas inversiones: 12.000 millones en inversión orgánica y 5.000 millones en adquisiciones de redes en Reino Unido y EEUU, (ii) un flujo de caja insuficiente para cubrir el capex, lo que ha obligado a recurrir a financiación externa; y (iii) un mayor coste financiero, que subió al 3,6% desde el 3,2% de 2023, reflejando el impacto de la política monetaria en la financiación del grupo.

El contraste entre la inversión extranjera y la nacional es llamativo. Mientras Iberdrola ha destinado más del 70% de su inversión a EEUU y Reino Unido, España ha visto reducido su peso en el plan de expansión del grupo. Esta decisión podría explicarse por la mayor estabilidad regulatoria en los mercados anglosajones frente a la incertidumbre normativa en España. En concreto, la distribución de la inversión total en 2024 muestra un claro sesgo hacia el extranjero: (i) EEUU: 1.380 millones (+37%), (ii) Reino Unido: 1.202 millones

(+4%) y España: 1.414 millones (-7%). De hecho, más del 70% de la inversión total de Iberdrola en 2024 se ha destinado a EEUU y Reino Unido.

Y encima, Galán es un camaleón: el de la corbata verde suspira ahora por la energía nuclear.

A pesar de esto, la eléctrica mantiene un colchón de liquidez superior a los 20.000 millones, lo que le permite cubrir 22 meses de necesidades financieras sin recurrir a nuevas emisiones. Este colchón financiero es fundamental para Iberdrola, ya que le permite mantener su programa de inversiones sin depender exclusivamente de la generación de caja operativa o de la emisión de nueva deuda a corto plazo.

Como conclusión, la eléctrica que dirige Galán ha cerrado 2024 con un sólido crecimiento en beneficio y ebitda, impulsado por su negocio de redes reguladas y renovables, con especial fuerza en EEUU y Reino Unido. Sin embargo, su deuda sigue aumentando, con un apalancamiento cada vez mayor que podría afectar su capacidad de crecimiento futuro.

Galán da un paso más, ahora manipula las preguntas de los analistas: es un propio de Iberdrola quien las resume y las adapta a conveniencia.

La clave para 2025 será equilibrar la rentabilidad con la inversión, manteniendo el foco en mercados estratégicos mientras controla su carga financiera en un entorno de tipos de interés aún elevados.

En la conferencia con analistas, Galán se ha mostrado una vez más como un camaleón. El de la corbata verde suspira ahora por la energía nuclear. Recuerden que en el pasado Foro de Davos, el ingeniero salmantino defendió el mantenimiento de las nucleares y semanas después, el CEO de Iberdrola España, Mario Ruiz-Tagle, pidió diálogo a Sara Aagesen sobre el cierre nuclear y el “agobio económico” de las centrales. Esto último cabreó a la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Este jueves, Galán ha defendido analizar “en profundidad” el impacto que podría tener el cierre nuclear planteado en España. Asimismo, ha estimado que esta energía es “absolutamente necesaria” para “mantener la estabilidad y para mantener las luces encendidas”. Y ojo, además de no convocar rueda de prensa con periodistas, ahora ha dado un paso más: ahora manipula las preguntas de los analistas, porque un propio de Iberdrola es quien las resume y las adapta a conveniencia.

9.- Iberdrola busca socio para su cartera Julieta, con 1 GW fotovoltaico en España.

Eleconomista.es, 11 de marzo de 2025.

Iberdrola se prepara para lanzar al mercado una nueva desinversión en proyectos de energía renovable en España. La eléctrica vasca está perfilando una operación, bautizada como 'Proyecto Julieta', para dar entrada a un socio con una participación del 49% en una cartera de activos fotovoltaicos, en explotación y en desarrollo, con una capacidad acumulada cercana a un gigavatio (GW), según indican a este diario fuentes del mercado al tanto del proceso. La compañía que preside Ignacio Sánchez Galán se dispone así a replicar la fórmula que ya utilizó hace dos años, cuando transfirió a la gestora del fondo soberano de Noruega, Norges Bank, el 49% del denominado 'Proyecto Romeo', compuesto por 1.265 megavatios (MW) eólicos y fotovoltaicos. La entidad escandinava desembolsó 600 millones de euros.

Ahora, Iberdrola quiere completar el título de la célebre obra de William Shakespeare (Romeo y Julieta) con una segunda desinversión en la cartera Julieta, cuyo alcance se está definiendo en estos momentos, si bien en el sector apuntan a que el plan inicial es que abarque proyectos fotovoltaicos tanto en operación como en desarrollo con una capacidad que en conjunto podría aproximarse a 1 GW. En paralelo, la firma ha abierto un proceso para contratar a los asesores financieros que pilotarán la búsqueda de potenciales socios, de

acuerdo con las mismas fuentes. En el Proyecto Romeo, el banco de inversión encargado fue Barclays. Desde la eléctrica han declinado realizar comentarios.

La búsqueda de un socio, con una posición minoritaria, en la cartera Julieta se lanzará en las próximas semanas con la pretensión de concretarla antes de finalizar el año. Sale al mercado en un momento complejo para el sector de las energías renovables en España por la caída de los precios. No en vano, en los últimos meses son varios los grupos energéticos y fondos que han tenido que aplazar la venta de carteras o rebajar sustancialmente sus expectativas económicas. Con todo, los movimientos en el sector son continuos y en la actualidad hay múltiples plataformas a la venta.

El plan de Iberdrola es que la desinversión propicie una subasta abierta que atraiga a varios fondos internacionales o nacionales. Por el 'Proyecto Romeo', además de Norges, también se interesaron fondos de pensiones como Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ), Omers y Ontario Teachers' Pension Plan (OTPP), fondos soberanos como GIC, fondos estadounidenses como Global Infrastructure Partners (GIP) o la aseguradora alemana Allianz, entre otros.

Iberdrola pretende incorporar un socio con un perfil financiero y con vocación de largo plazo. La fórmula escogida permite obtener ingresos extraordinarios para impulsar la cartera en cuestión y nuevos proyectos.

Cuando arranque, Iberdrola tendrá activos, al menos, hasta cuatro operaciones corporativas en marcha. Una es la venta de plantas minihidráulicas en España (10 minicentrales hidroeléctricas con una capacidad combinada de casi 31 MW), coordinada por Alantra. El segundo proceso, adelantado por este medio, pasa por la cartera de medidores inteligentes de Scottish Power. SP Dataserve, como así se conoce a esta unidad de negocio, ya ha recibido el interés de varios interesados, desde el inversor en infraestructura holandés CVC DIF, hasta KKR Infrastructure, Igneo Infrastructure Partners y CKI. Y el tercero es la búsqueda de socio con el que crear una 'joint venture' para posicionarse en el negocio de los centros de datos.

Estrategia y socios

Norges Bank emerge como un socio obvio para Iberdrola en esta nueva cartera. En el marco de la venta del 49% de Romeo, ambas entidades suscribieron una alianza estratégica de coinversión en energías renovables en España y Portugal. En enero y abril de 2024 el acuerdo se amplió para coinvertir durante tres años más de 2.000 millones de euros en proyectos con una capacidad total 2.600 MW. Por ahora la eléctrica española quiere testar el apetito del mercado, si bien no se descarta que finalmente pudiera reforzar la alianza con el fondo noruego.

La incorporación de un socio minoritario en carteras renovables es una estrategia que se ha extendido en los últimos años entre los desarrolladores en España. Más allá de Iberdrola, también han recurrido a esta fórmula varios de los mayores grupos energéticos españoles. Endesa se asoció el año pasado con el gigante emiratí Masdar en una cartera de 2 GW. Con anterioridad, también Repsol dio entrada con un 25% en su filial Repsol Renovables a Crédit Agricole Assurances y Energy Infrastructure Partners (EIP) y ahora negocia sumar a Saudi Aramco. Asimismo, la petrolera ha forjado otras alianzas en el ámbito de las energías verdes, como la

Además de Norges, Iberdrola ha sellado en los últimos ejercicios otras alianzas estratégicas en distintos segmentos con firmas como BP (hidrógeno verde y puntos de recarga), Masdar (eólica marina e hidrógeno verde), GIC (redes), Mapfre (renovables) o EIP (eólica marina) suscritas con Pontegadea, el vehículo de inversión de Amancio Ortega, dueño de Inditex.

Hidráulicas, viento y solar

El mercado ha iniciado 2025 con otras operaciones de gran tamaño en el sector renovable tras un 2024 en el que se han cerrado grandes 'deals' como la venta de Saeta Yield a Masdar y la 'megacartera' solar Mula a CTG. Fotowatio Renewables (FRW) avanza en su proceso de venta con Apollo como principal candidato después de que el grupo árabe Abdul Latif Jameel (ALJ) haya reestructurado su deuda y se haya decidido a lanzar un proceso desde que se lo planteara por primera vez en 2023. También avanza la desinversión de Cubico, la de mayor tamaño (hasta 10.000 millones de euros), que tiene a Qualitas y a Contour Global (KKR) como principales postores.

Completan el listado las ventas de RIC Energy, que ha fichado a Lazard para explorar la venta de su negocio en España, y de Cube Infrastructure Managers, gestora luxemburguesa infraestructuras, que ha hecho lo propio con venta sus renovables agrupadas bajo Green Energy Platform (GEP), de la mano de Crédit Agricole.

Se espera que Acciona mueva ficha y se desprenda de nuevos activos tras haber dado marcha atrás a la venta de su cartera de activos eólicos (Proyecto Hive). La compañía de la familia Entrecanales, en cambio, sí ha colocado con éxito sus minihidráulicas en dos operaciones casi simultáneas en la recta final del pasado año, con la japonesa Oryx por 287 millones de euros, primero, y con Endesa por 1.000 millones de euros, más tarde.

Sigue con mayor incertidumbre el desenlace de la venta de 436MW eólicos de Plenium (Proyecto Sancho), que fue encargada a Rothschild y atrajo a Exxus y Naturgy, y el proceso de salida de Northland, que inicialmente puso a la venta una posición minoritaria en el mercado y más tarde se decidió a vender toda su posición en España.

10.- Llega el mercado eléctrico cuartohorario: así funciona y será su impacto en el sector.

elperiodicodelaenergia.com, 10 de marzo de 2025.

Aunque conlleva desafíos operativos y regulatorios, también representa una oportunidad para aquellos agentes capaces de anticiparse y adaptar su estrategia de mercado.



Llega el mercado eléctrico cuartohorario: así funciona y será su impacto en el sector.

El sector eléctrico español se encuentra en plena transformación, entre otras cosas con la implementación del mercado cuartohorario (QH), un cambio impulsado por la regulación europea que busca mejorar la precisión en la asignación de desvíos y optimizar la operación del sistema eléctrico. Esta transición, aunque beneficiosa en términos de eficiencia y transparencia, presenta una serie de retos operativos y estratégicos para comercializadoras, productores y otros agentes del mercado, que deberán adaptar sus sistemas de negociación y liquidación.

Este cambio podría generar mayor volatilidad en precios y desvíos, pero también abre oportunidades para una mayor flexibilidad en la gestión de la

demanda y almacenamiento.

Situación actual

Actualmente partimos de una situación en la que tenemos un mercado mayorista gestionado por OMIE horario, mientras que el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España – REE) ya dispone de previsiones cuartohorarias para la demanda y la generación. Además, los programas de producción y demanda que publica REE ya presentan una resolución QH aunque en la práctica, para el lado de la demanda y de la generación no gestionable, los cuatro períodos de 15 minutos dentro de una misma hora son tratados de manera idéntica.

Desde hace tiempo contamos con servicios de ajuste en QH y la liquidación cuartohoraria para los Proveedores de Servicios de Balance (BSP). El siguiente paso que se produjo fue la transición al Imbalance Settlement Period (ISP), es decir, la liquidación del desvío cuartohorario. Este proceso, que se inició en diciembre de 2024, marcó el comienzo de un periodo transitorio en el que la programación de energía

continuará siendo horaria hasta la implementación definitiva del Market Time Unit (MTU15) en los mercados intradiarios (previsto para marzo 2025, concretamente el día 18) y en el mercado diario (junio 2025, previsiblemente el día 11) de OMIE.

Impacto del ISP15 con MTU60: un incremento en los desvíos

Uno de los efectos más inmediatos de esta transición mediante la cuál tenemos una liquidación de desvíos cuartohoraria con un mercado horario, sería el aumento del volumen de desvíos. En la actualidad, los programas de generación y consumo se establecen en base horaria, lo que permite que las diferencias dentro de la hora se compensen entre sí. Con la liquidación en periodos de 15 minutos, estos desvíos quedarán expuestos, generando un incremento significativo en las liquidaciones.

Para mitigar este impacto, REE propuso una solución temporal que consiste en estimar las medidas QH dividiendo entre cuatro la medida horaria en aquellas unidades de producción y demanda que no participan en el balance, ni en el Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD). Sin embargo, diversos agentes del mercado representantes de activos renovables gestionables han solicitado que esta metodología sea más dinámica, adaptándose a las asignaciones efectivas de mercado, algo que no es viable dentro del actual marco regulatorio y de procesamiento de datos.

En este contexto, la correcta gestión de previsiones y la optimización de la participación en los mercados de ajuste serán claves para minimizar el impacto económico de los desvíos. Aunque, por ejemplo en el lado de la demanda, las comercializadoras dispongan de un periodo transitorio a través del cuál su medida será igual en los cuatro cuartos de una hora, las pérdidas no lo serán y esto genera una incertidumbre extra nada desdeñable (y, para muestra, invitamos a todos los lectores más experimentados a descargarse la información pública del coeficiente de pérdidas cuartohorario que ha publicado REE en el avance de la liquidación intermedia provisional de diciembre de 2024).

Medidas de energía y adaptación de la infraestructura

El paso a una liquidación cuartohoraria también implica desafíos tecnológicos. Aunque no será necesario reemplazar los contadores horarios actuales, será obligatorio que los nuevos equipos instalados dispongan de capacidad de medición en QH. En los puntos de medida que no cuentan con esta capacidad, se aplicarán mecanismos de interpolación basados en los valores horarios disponibles.

La mayor parte de los grandes consumidores ya cuentan con equipos de medida con capacidad de lectura QH y H, pero en el caso de los pequeños consumidores: pymes y doméstico, con equipos de medida telegestionados, todavía no existe ninguna alternativa, por lo que se accederá a su consumo horario y éste será interpolado para obtener el consumo cuartohorario.

En los pocos puntos de suministro que ni siquiera tienen todavía registro horario, veremos cómo se tendrán que aplicar todavía los tradicionales perfiles de consumo y luego el resultado será interpolado, rizando todavía más el rizo.

Otra excepción en los procesos de medida lo sufriremos en las instalaciones de autoconsumo, en ellas, aunque exista capacidad de medida QH, como el Real Decreto de Autoconsumo establece que los cálculos de las energías de adquisición de la red, generación individualizada, vertidos y autoconsumo deben realizarse con carácter horario. Se realizarán estas operaciones con las energías horarias y luego serán interpoladas para obtener los valores cuartohorarios, por ridículo que pueda parecer.

Por otro lado, los sistemas de información y facturación de los agentes de mercado deberán adaptarse para gestionar un volumen de datos cuatro veces mayor que en el esquema horario actual, lo que conlleva una carga operativa significativa. Así mismo, algunas fuentes de datos que las comercializadoras utilizan para facturar a los consumidores ya han cambiado, y van a continuar haciéndolo, lo que exige de unos conocimientos y revisión exhaustiva de los procesos de liquidación y facturación.

Previsiones y estrategias de operación en el mercado

La implementación del MTU15 introduce nuevos retos en la formulación de ofertas de energía. En este contexto, OMIE ha desarrollado nuevas tipologías de órdenes que permitirán a los agentes adaptar su estrategia de mercado a la resolución cuartohoraria:

- **Scalable Complex Orders (SCOs):** Ofertas ligadas a una curva simple con volumen mínimo por QH y una condición de rentabilidad mínima.
- **Simple Block Orders:** Bloques con potencias variables por QH, un precio único de referencia y un porcentaje mínimo de aceptación.
- **Exclusive Group of Blocks Orders:** Conjunto de bloques, donde casará el que deje mayor ganancia.

La oferta pasará a ser de cantidades de energía (MWh) con un decimal y precios en €/MWh con dos decimales a funcionar en cantidades de potencia (MW) con un decimal, que equivalen a cantidades de energía (MWh) con hasta 3 decimales, manteniendo los precios en €/MWh, lo cuál implica una pequeña adaptación en los cálculos económicos. La cantidad mínima continuaría siendo de 0,1; lo que implicará que si actualmente podemos comprar o vender 0,1 MWh en una hora, en el futuro podremos pasar a comprar o vender 0,025 MWh en una hora, comprometiendo sólo 0,1 MW en un cuarto de hora.

Además, con la multiplicación de la información procesada, OMIE está valorando la imposición de nuevas restricciones en la descarga masiva de datos y ha establecido la necesidad de revalidar aplicaciones ya habilitadas para operar en el Mercado Intradiario Continuo.

1. Así, presumiblemente, desde el 18 de marzo los agentes que operen con instalaciones que participan en servicios de balance o en SRAD y cualquier comercializadora que haya sido capaz de realizar una correcta estimación de las pérdidas de red, realizarán sus programas de venta y adquisición de forma horaria en el Mercado Diario de OMIE, con ofertas simples o las nuevas ofertas complejas, y deberán ajustarse a su previsión de producción o consumo cuartohorarios en los mercados intradiarios (de subastas o continuo).

2. El resto de agentes podrán esperar, a priori, hasta el 1 de abril, que es cuando se prevé que finalizará el transitorio de aplicación de una misma medida en los cuatro cuartos de hora y veremos una efectiva medida cuartohoraria, sea con datos de los contadores o con perfiles e interpolaciones, en todas las instalaciones de producción y puntos de consumo del sistema eléctrico.

3. Finalmente, se prevé que el 11 de junio ya se podrá programar correctamente en cada cuarto de hora en el Mercado Diario, reduciendo el riesgo de precio que tienen que asumir los agentes por los ajustes que se van a ver obligados a efectuar durante, aproximadamente, dos o tres meses en los mercados intradiarios.

En los territorios no peninsulares, aunque la medida también se publicará en valores cuartohorarios, la programación de energía en los mercados seguirá siendo horaria.

La tarifa regulada o PVPC

El Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor merece una mención expresa. A priori, desde el 11 de junio se mantendrá el precio horario que presenta, que se aplicará al consumo horario de los equipos de medida de estos consumidores, para los cuáles no se puede extraer su medida cuartohoraria.

Si bien, entendemos que deberán realizarse ciertos ajustes en las fórmulas de su cálculo, para trasladar el efecto que tiene la interpolación del consumo cuartohorario que sí que se realiza en los procesos de mercado y liquidación, sobre unos precios cuartohorarios del mercado mayorista, ya que tanto en las fórmulas vinculadas con OMIE, como en el término de ajuste de futuros, se habla de energías y precios horarios, cuando ya habremos pasado plenamente a una programación y mercado cuartohorarios.

Conclusión: un cambio estratégico para el mercado eléctrico

La transición a la liquidación cuartohoraria supone un hito en la evolución del mercado eléctrico español. Aunque conlleva desafíos operativos y regulatorios, también representa una oportunidad para aquellos agentes capaces de anticiparse y adaptar su estrategia de mercado.

La clave del éxito en este nuevo escenario estará en la capacidad de las comercializadoras, productores y operadores de mercado para optimizar sus previsiones, mejorar su gestión del desvío, participar activamente en los mercados mayoristas y maximizar su participación en los servicios de balance.

11.- La patronal de Iberdrola y Endesa propone «socializar» los costes de la industria y crear un banco de electrificación.

economiadigital.es, 11 de marzo de 2025.

Los analistas confían en que la compañía alcance los objetivos previstos.

La patronal eléctrica de Iberdrola y Endesa cree que hay que avanzar hacia una «socialización» de los costes energéticos de la industria y propone crear un banco de electrificación que financie proyectos en este sentido.

Así lo ha explicado Marta Castro, directora de regulación de Aelec (patronal que agrupa a Iberdrola, Endesa y EDP), durante una comparecencia en el Congreso de los Diputados ante la Comisión de Transición Ecológica este lunes para hablar sobre el estado de las redes eléctricas en España.

Tras exponer el aumento de la demanda eléctrica que se ha dado en el último año en el país y el atasco que, según los datos de Aelec, existe en la red, Castro instó a tomar medidas para que la industria no asuma los costes energéticos de la electrificación, poniendo el foco en lo que están haciendo otros países europeos.

«Hay un factor fundamental que está limitando la conexión a las redes de distribución y no solamente es el acceso y conexión y la falta de capacidad, sino el coste que tienen que sufragar los industriales para poder conectarse», señaló.

La patronal de Iberdrola y Endesa pide socializar los costes «como Alemania»

En este sentido, la directora de regulación de Aelec apuntó que «otros países están impulsando un banco de electrificación, un banco que facilite a la industria sufragar los capex y los opex (inversiones y costes operativos) necesarios para viabilizar sus proyectos de electrificación».

La patronal de Iberdrola y Endesa considera que los consumidores son los que deben pagar estos costes y que, además, luego supondrían un beneficio a modo de rebaja en la factura energética.

«¿Por qué no avanzar hacia una socialización del coste que tiene que pagar esa industria para poder conectarse? Sería un beneficio para todos, ya que con ello, se incrementaría la facturación de los peajes y facilitaría la reducción de la factura de la luz de todos los consumidores», aseguró Castro.

En esta línea, puso de ejemplo a Alemania, país que «acaba de anunciar la socialización de los costes de la industria para que sean sufragados por todos los consumidores y que sea un potencial de crecimiento económico para el país».

Atasco en la red, mientras la demanda se multiplica: 33 GW rechazados en 2024

Por otro lado, el sector de la distribución eléctrica, con Iberdrola y Endesa a la cabeza, reclama al Gobierno una mejor retribución a las redes y que les permita mayores inversiones para dar capacidad a la demanda actual que hay atascada.

Según los datos de Aelec, 2024 cerró con un total de 67 GW de peticiones de acceso y conexión, de los cuáles tan sólo 6,2 GW fueron conectados. Un total de 27,8 GW están pendientes de tramitación y hasta 33,1 GW fueron rechazados.

«Los datos son bastante escandalosos», ha sostenido Castro y ha destacado las ventajas de España respecto a otros países de la Unión Europea, como el sol, el viento y la extensión territorial.

En este sentido, desde Aelec aseguran que, quitando las peticiones de acceso de centros de datos, almacenamiento e hidrógeno, la demanda eléctrica española subiría un 50% de conectar proyectos maduros como son los industriales, de puertos y los de infraestructura de recarga del vehículo eléctrico.

Incorporar la demanda industrial abarataría la factura un 3%, según Aelec

La tesis de las grandes eléctricas es que, si se facilita todo este acceso que hay actualmente demandando conectarse a la red, los peajes que paguen compensarán los costes e incluso abaratarán la factura de la luz hasta un 3% de cara al año 2030.

El recibo de la luz incluye, además del consumo de cada hogar, una serie de costes fijos y regulados como son los peajes, que van a parar a las distribuidoras eléctricas para el mantenimiento y la inversión en las redes eléctricas.

Por tanto, a más demanda, más peajes se pagarán y este coste fijo estará más repartido entre los consumidores, según la posición de las grandes eléctricas.

No obstante, el Gobierno es prudente en la negociación sobre la tasa de retribución que deben percibir para el próximo periodo regulatorio 2025-2030. El ministerio de Transición Energética y Reto Demográfico que lidera Sara Aagesen, prefiere que la inversión vaya ajustada al incremento real de la demanda para evitar que el precio de la factura aumente.

12.- Francisco Reynés (Naturgy) abandona el consejo de Veolia tras el anuncio de la entrada de Critería.

eleconomista.es, 11 de marzo de 2025.

El 5% adquirido por Critería le da derecho a un consejero.

Critería comprará el 5% de Veolia por cerca de 1.000 millones.



Francisco Reynés, presidente de Naturgy.

El presidente ejecutivo de Naturgy, Francisco Reynés, ha salido por iniciativa propia del consejo de administración de Veolia Environnement, una vez anunciada la adquisición por parte de Critería de un 5% en la multinacional francesa y con derecho al nombramiento de un consejero, confirmaron a Europa Press en fuentes próximas al consejo de Veolia.

Reynés, que desde el 27 de abril de 2023 ocupaba un asiento en el consejo de la firma gala en calidad de independiente, ha optado por abandonar el cargo para que el holding inversor de la Fundación La Caixa pueda elegir

con total libertad a la persona que se desempeñará como consejero dominical, sin que nadie pueda aducir que Critería ya cuenta con un consejero, tal y como adelanta el portal Hispanidad.com.

CriteríaCaixa cuenta con un 26,7% del accionariado de la gasista y multienergética española Naturgy, empresa de la que es presidente y consejero delegado Francisco Reynés.

CriteríaCaixa anunció la pasada semana que comprará un 5% de Veolia, valorado en casi 1.100 millones, con un asiento en el consejo, compuesto actualmente por 14 miembros tras la salida de Reynés.

Esta operación se ha llevado a cabo en el marco de un acuerdo de participación estable en el accionariado y en los órganos de gobierno de la empresa francesa de gestión de agua, energía y residuos.

La próxima inversión de CriteríaCaixa en Veolia refleja el compromiso del holding con la visión y la dirección estratégica de la compañía francesa, dueña de Agbar. CriteríaCaixa no superará el 5,5% de participación en la multinacional gala y se mantendrá en el capital de la compañía durante al menos dos años.

Con un representante en el consejo de administración de Veolia, que se propondrá a la próxima junta general de accionistas CriteríaCaixa, como accionista de referencia, apoyará la dirección estratégica, la gobernanza y la independencia de la compañía, tanto en el consejo como en la junta general.

13.- El mercado de gas europeo se ha convertido en una montaña rusa solo apta para especuladores.

Elperiodicodelaenergia.com, 10 de marzo de 2025.

En tres meses de invierno ha subido casi un 50% y bajado un 35% con continuos días de subidas y bajadas, sin tendencias ni nada que sea lógico en el mercado.



Gate Terminal, Rotterdam, Países Bajos.

El mercado de gas europeo se ha convertido en una montaña rusa. Igual sube un 10% que baja otro 8% en pocas horas. No existen tendencias ni nada parecido. El mercado TTF, basado en los Países Bajos, lleva años con un descontrol que sólo es apto para auténticos especuladores o traders sin corazón que no sufren los vaivenes de precios y la altísima volatilidad.

Un ejemplo es lo sucedido en las últimas semanas. Veamos la gráfica del TTF en los últimos tres meses.



El pasado mes de diciembre el precio estaba en los 40 €/MWh. Poco a poco con la llegada del frío a Europa, el precio fue en crescendo, eso sí con bastantes altibajos. Igual te subía como que bajaba.

Sólo hay que ver la gama de colores verdes (compras) y rojos (ventas) para darse cuenta que igual un día una cosa, igual otro día, la contraria. No existe tendencia alguna.

En manos de especuladores

El caso es que en febrero alcanzaron los 58 €/MWh. Todo parecía normal, porque Ucrania había dejado de ser tránsito del gas ruso hacia Europa y el Viejo Continente necesitaba comprar más gas. Algo que tampoco ha hecho, ha ido tirando más de lo que tenía almacenado hasta dejar sus existencias bajo mínimos.

Desde ahí la tendencia es a la baja. Poco a poco el tiempo ha ido mejorando, pero sin gas almacenado y teniendo que comprar más GNL se esperaba un comportamiento en los precios que no se ha dado.

Ha ido cayendo para volver a niveles de 38-40 €/MWh, también con caídas o subidas diarias cercanas al 10%.

Estos movimientos son muy crueles para quienes tienen que comprar gas a diario o lo hacen a largo plazo para sus intereses económicos. No hay quien entienda el mercado de gas europeo.

Los especuladores campan a sus anchas y en el seno de la Unión Europea no saben muy bien qué hacer. Han puesto incluso sobre la mesa actuar sobre el TTF para tratar de expulsar a los especuladores. Nadie entiende que los precios en Europa no hayan vuelto a la normalidad previa a la guerra en Ucrania.

De momento nadie hace nada ni prácticamente puede hacer nada contra esto. Ahora Europa está en manos de muy pocos que manejan el precio del gas mientras tanto la economía europea sufre.



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

Nos importan las PERSONAS,
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Pensiones

Creemos en la NEGOCIACIÓN,
Ideas, Propuestas, Alternativas, Soluciones, Garantías

Trabajamos por un FUTURO mejor.
Empleo, Trabajo, Seguridad, Formación, Desarrollo



SIE_Iberdrola + SIE_Endesa + SIE_Naturgy + SIE_REE + SIE_Viesgo + SIE_CNAT + SIE_Engie + SIE_Nuclenor + SIE_Acciona Energía