

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.- Francia y Portugal pagarán a España casi 80 millones de euros por usar interconexiones eléctricas.

energias-renovables.com, 13 de diciembre de 2023.

El sistema eléctrico español percibirá 79,3 millones de euros como resultado de las subastas anuales de "capacidad de intercambio de electricidad" de las interconexiones con Francia y Portugal para 2024. A través de estas subastas anuales, que este año se han celebrado entre los días 4 y 12 de diciembre, se asignan derechos de uso de capacidad para acceder a la interconexión e intercambiar energía entre países vecinos.



Las subastas -explican desde Red Eléctrica- son una herramienta de gestión para la asignación de derechos de uso de capacidad anual en las interconexiones con los países vecinos. La empresa privada **Red Eléctrica** (lo que antes era Red Eléctrica de España), Réseau de Transport d'Électricité (RTE) y Redes Energéticas Nacionales (REN), que son los operadores de los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal, respectivamente, han llevado a cabo cuatro subastas: una para cada sentido de la interconexión España-Francia y España-Portugal.

En la interconexión con Francia se han asignado derechos físicos de capacidad de intercambio. Los adjudicatarios tienen la opción de establecer a lo largo del año intercambios físicos de energía a través de la interconexión, o bien recibir la diferencia positiva de precios de los mercados diarios entre España y Francia en el sentido de la capacidad asignada.

Para 2024, las "rentas de congestión generadas" alcanzan un valor de 150 millones de euros, a repartir a partes iguales entre los sistemas español y francés.

En el sentido España-Francia, se han ofrecido y asignado 690 megavatios (MW) para cada hora del año. Así, se ha establecido un precio resultante de 16,61 euros por MW y hora, y han obtenido capacidad 20 de las 59 entidades participantes en la subasta.

Por su parte, en el sentido Francia-España, se han ofrecido y asignado 820 megavatios (MW) de capacidad, con un precio resultante de 6,85 euros por MW y hora, habiendo obtenido capacidad 23 de las 66 entidades participantes en la subasta.

Interconexión con Portugal

En la interconexión con Portugal se han asignado derechos financieros de capacidad de intercambio. Los adjudicatarios tienen derecho a recibir a lo largo del año la diferencia positiva de precios en el mercado diario entre las zonas de España y Portugal en el sentido de la capacidad asignada. Las rentas de congestión generadas alcanzan un valor de 8,7 millones de euros, la mitad de los cuales corresponden al sistema español.

En el sentido España-Portugal, se han ofrecido y asignado 620 MW para cada hora del año, estableciéndose un precio resultante de 1,40 euros por MW y hora, obteniendo capacidad 12 de las 42 entidades participantes en la subasta. Por su parte, en el sentido Portugal-España se han ofrecido y asignado 430 MW, con un precio resultante de 0,28 euros por MW y hora, habiendo obtenido capacidad 12 de las 37 entidades participantes en la subasta.

2.- La demanda eléctrica cae a su mínimo desde 2003 y la CNMC descarta que remonte en 2024.

eldiario.es, 13 de diciembre de 2023.

- **Va a caer un 3% en 2023, según las nuevas previsiones de Competencia, que hace un año pronosticaba un aumento del 0,9%. Autoconsumo, menos demanda industrial, más eficiencia o la climatología están detrás.**

— **La revolución del autoconsumo hunde la demanda de electricidad a su mínimo en 20 años.**



El consumo de electricidad enfila una caída del 3% en 2023, hasta su nivel más bajo en 20 años, según las nuevas previsiones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que descarta que la demanda se recupere el próximo año.

Este fuerte descenso se explica sobre todo por **la fuerte penetración del autoconsumo**, junto a otros factores como la menor demanda industrial, la mayor eficiencia o la climatología. Las previsiones de la CNMC figuran en la memoria de la propuesta de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de 2024.

La CNMC pronostica que en 2023 la demanda eléctrica nacional, medida en barras de central (descontando los consumos propios de las centrales), será de unos 242 teravatios hora (TWh), con una caída del 3%, la mayor desde 2020, el año cero del coronavirus.

El consumo de electricidad, que alcanzó su pico en España en 2008, justo antes del reventón inmobiliario de la anterior crisis, va a situarse así este 2023 en el nivel más bajo desde 2003, de acuerdo con los datos de Red Eléctrica de España (REE). Y, según Competencia, no se va a recuperar el próximo año: para 2024, el organismo prevé otro ligero descenso del 0,1%.

La CNMC basa sus previsiones en los datos que le han facilitado REE y las distribuidoras, y en la evolución prevista de la economía, así como el comportamiento de la demanda y de la potencia por grupo tarifario. La previsión del 'superregulador' para 2023 es más pesimista que la de las distribuidoras, que prevén un retroceso del 2,6%. La patronal aelec, que agrupa a empresas como Iberdrola o Endesa, no ha atendido a elDiario.es.

La previsión de la CNMC también es más pesimista que la de REE, que tampoco ha querido hacer comentarios para este asunto. El último dato oficial del operador del sistema y dueño de la red de alta tensión es hasta noviembre. En los once primeros meses de este año, la demanda nacional fue de 223.532 gigavatios hora (GWh), un 2,9% menos que en el mismo periodo de 2022. El descenso fue del 2,5% una vez corregido el efecto del calendario y las temperaturas.

Para el conjunto de 2023, la previsión en barras de central que el operador del sistema ha trasladado a la CNMC es de una caída del 2,4%, principalmente por el nuevo descenso del 2,7% en la Península, que supone el 94% del consumo total, y que no se compensará con los aumentos previstos en los dos archipiélagos. Para 2024, REE prevé un incremento del consumo del 1,2%, frente a la ligera caída que pronostica la CNMC.

Pedro Cantuel, Senior Analyst en Ignis Energía, subraya que para 2023 se estima que la demanda peninsular de electricidad en España cerrará en 230 TWh, con una caída del 2% respecto al año anterior y "de un 9% respecto a la media 2017-2021, sin descontar en ambos casos los efectos de laboralidad y temperaturas. Por tanto, se sitúa en el nivel más bajo desde 2004 (236 TWh)".

Cantuel desgrana por correo electrónico los factores que influyen en este descenso. El primero es el autoconsumo, **que en 2022 se duplicó**, en un boom **que no se va a repetir este año, sobre todo en el segmento residencial**. Según datos de UNEF de octubre de 2023, el autoconsumo fotovoltaico residencial e industrial representa ya cerca de 8 TWh/año, “por lo que es un factor importante que explica parte de esta caída, y una buena noticia para reducir emisiones de CO2 y acelerar el proceso de la transición ecológica gracias al uso de las renovables”.

Otro factor relevante, es que, según datos de REE, la demanda de los principales sectores industriales electrointensivos anticipa un descenso del 10% en 2023, “marcada por la evolución en el sector de la metalurgia y el sector químico”, dice Cantuel. Otro factor es la introducción de mejoras de eficiencia en los procesos productivos, “que está llevando a un menor consumo de energía y una mejora en la competitividad”, subraya.

El tercer factor que apunta el experto de Ignis, de menor impacto, está relacionado con la eficiencia y temperaturas. “Parece probable que los altos niveles de precio del último año han ayudado a consumir electricidad de forma más eficiente en hogares y comercios”. Y “las temperaturas más suaves también están influyendo en una menor utilización de calefacción durante el periodo invernal”.

Esta caída de la demanda contrasta con el crecimiento esperado del PIB español, que este año avanzará cerca del 2,5%, y puede interpretarse como un indicio de reducción de la intensidad energética, es decir, la cantidad de energía que consume la economía.

Pero la continua caída de la demanda eléctrica genera preocupación en el sector. Máxime ante las ambiciosas perspectivas de penetración de las renovables que recoge **el nuevo borrador del Plan Nacional de Integrado de Energía y Clima** (PNIEC). Ya hay voces que sostienen que el proceso de electrificación de la economía (necesario para descarbonizar) no termina de calar.

El pasado martes, el consejero delegado de Endesa, José Bogas, señalaba que el PNIEC es “muy ambicioso” y se siente “orgulloso de él”, pero tiene “serias discrepancias de que vaya a funcionar”. Durante su intervención en la 'II Cumbre Empresarial. Eje Comunidad de Madrid - Comunidad Valenciana', Bogas criticó que no se contempla un impulso a la electrificación y que sin estas políticas “es casi imposible llegar” a los objetivos de incremento de la demanda.

Bogas también lamentó que la red de distribución eléctrica está “absolutamente obsoleta” por una “regulación restrictiva” de 2013, que “hay que cambiar”, y afirmaba que la fiscalidad en España es “una cosa demencial” e “injusta”.

Poco después, la ministra de Hacienda confirmaba que el Gobierno va a modificar el impuesto a las energéticas **“básicamente para incentivar la inversión en electrificación de la red”**. El Ejecutivo va a hacer “algunos ajustes” al tributo para, según María Jesús Montero, “mandar un mensaje al sector energético, al sector eléctrico, para que continúe los proyectos de inversión que permitan acelerar el ritmo de transformación de nuestras fuentes energéticas”.

Las renovables viven un momento de incertidumbre por la evolución de la demanda, la caducidad de los permisos de conexión por el atasco administrativo y el aluvión de solicitudes, los bajos precios en las horas de más luz, los precios de los equipos o los altos tipos de interés.

Hace unos meses, en vísperas de la presentación del nuevo borrador del PNIEC, el director general de la Asociación de Energías Renovables APPA, José María González Moya, calificaba el desplome del consumo de “desastroso”, lamentaba el lento despegue del vehículo eléctrico y las bombas de calor en España y advertía de que el país está “fallando de forma estrepitosa” a la hora de atraer consumos de energía fósil a la electricidad.

El nuevo borrador del PNIEC estima que la demanda eléctrica final de los sectores no energéticos se sitúe en el año 2030 en unos 237 TWh, con un incremento de solo el 1,2% con respecto a los 235 TWh de 2019.

De fondo se adivina el temor del sector renovable a encontrarse con un exceso de capacidad de potencia verde, especialmente en las horas con más sol, si la demanda no termina de tirar.

Esto propiciaría precios cercanos a cero gracias a la fotovoltaica, lo que se conoce como canibalización de precios, y no favorece la inversión. Y está la cuestión de cómo incentivar el almacenamiento a gran escala para evitar el desperdicio de electricidad generada en las horas de más generación eólica y solar.

Previsiones erróneas

El descenso del 3% previsto por la CNMC para el cierre de 2023 contrasta con la previsión que hizo este mismo organismo hace un año, cuando preveía un aumento del 0,9% en 2023, hasta unos 254 TWh. Finalmente, la demanda este año va a ser 12 TWh más baja.

Un año antes, la CNMC pronosticó un crecimiento del consumo del 1,8% para 2022. Pero la demanda caería ese ejercicio un 2,4%, en un contexto excepcional, marcado por la sucesión de precios récord de la luz por la guerra en Ucrania y la disparatada subida del gas. La cotización de esta materia prima sigue en niveles superiores a los de antes de esta crisis energética, pero se ha moderado mucho en los últimos meses. Este miércoles, la referencia europea TTF cotizaba por debajo de los 35 euros por megavatio hora (MWh), su mínimo en dos años.

En su informe, la CNMC recuerda que a las dificultades que conlleva hacer este tipo de previsiones se suman “incertidumbres adicionales sobre el comportamiento de los consumidores” ante la escalada de precios de la energía, la invasión rusa, las medidas para mitigar el impacto de la crisis energética en el recibo y las de eficiencia energética.

Las previsiones que tiene sobre la mesa Competencia apuntan a una recuperación del consumo ya en 2025. Para ese año, REE estima un crecimiento de la demanda en barras de central del 5%, sin precedentes en los últimos años. La CNMC prevé que para ese año el descenso del consumo propiciado por el autoconsumo y la mayor eficiencia “será parcialmente compensado por el aumento de la demanda por la penetración de las bombas de calor y el vehículo eléctrico”.

Sus previsiones apuntan que en 2025 habrá cerca de medio millón de vehículos eléctricos, frente a los 5,5 millones que prevé el PNIEC para 2030. La CNMC también pronostica que en 2025 el 18% de los hogares tendrán sistemas de bomba de calor renovables; que el autoconsumo representará ese año el 5,6% de la demanda nacional; y que el tamaño medio de los suministros domésticos se reducirá un 6% anual por la renovación del parque de electrodomésticos.

3.- La industria nuclear se felicita de que “por primera vez” “esta energía es citada como solución al calentamiento.

europapress.es, 13 de diciembre de 2023.

La Asociación Nuclear Mundial (WNA, por sus siglas en inglés) aplaude de que la aceleración del uso de energía nuclear haya sido reconocida como un medio para lograr “reducciones profundas, rápidas y sostenidas de las emisiones de gases de efecto invernadero” en el Balance Global acordado hoy en la COP28. “Representa la primera vez que la energía nuclear se especifica formalmente como una de las soluciones al cambio climático en un acuerdo de la COP”, añade.

El director general de la organización, Sama Bilbao y León considera que esta mención marca un “giro de 180 grados” en el tratamiento de la energía nuclear en el proceso de la COP, una tecnología excluida desde los mecanismos del Protocolo de Kioto e incluida en esta COP28, entre una gama de tecnologías de bajas y cero emisiones.

Además, recalca que se han adoptado otros dos acuerdos “importantes”. Así, señala que en la Declaración Ministerial para Triplicar la Energía Nuclear, firmada el 2 de diciembre de 2023, 22 países establecieron el objetivo de triplicar la capacidad nuclear para 2050, y dos países más, Armenia y Croacia, firmaron posteriormente la declaración.

Igualmente, apunta que el Compromiso Mundial sobre Energías Renovables y Eficiencia Energética reconoció que, para aquellos países que opten por utilizarla, la energía nuclear tendrá un papel fundamental en la descarbonización del sector energético. Junto a ello, 120 empresas, con sede en 25 países y activas en más de 140 naciones de todo el mundo, firmaron el Compromiso de la Industria Net Zero Nuclear.

“Establecimos la iniciativa Net Zero Nuclear este año para darle a la industria nuclear global una presencia más visible en la COP, uniendo la acción pragmática de los gobiernos, la industria y la sociedad civil. Ahora que los gobiernos están de acuerdo en que la energía nuclear es parte de la solución, y con la coalición de gobiernos ambiciosos estableciendo un objetivo claro de triplicar la capacidad nuclear, ha llegado el momento de pasar de las promesas y los objetivos a lograr la rápida aceleración nuclear mundial necesaria para lograr cero emisiones netas”, ha añadido el director de la WNA.

4.- El TJUE da la razón a Naturgy y EDP en su disputa por las ayudas estatales a las centrales de carbón.

europapress.es, 13 de diciembre de 2023.

El Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) ha dado la razón al recurso presentado por Naturgy y EPD en su disputa con Bruselas por el régimen de ayudas en España a las centrales de carbón para reducir emisiones contaminantes y ha anulado la sentencia del Tribunal General contra la investigación iniciada en 2017 al respecto y, resolviendo él mismo sobre el recurso contra la decisión de la Comisión Europea, anula también esta.

El más alto tribunal anula la sentencia del Tribunal General pues, en su opinión, este cometió varios errores de Derecho respecto a la obligación de motivación que pesa sobre la Comisión a la hora de adoptar una decisión de incoar el procedimiento de investigación formal en relación a una medida estatal.ç

En concreto, en una decisión de incoación de un procedimiento de investigación formal, la Comisión constata, aunque solo sea con carácter preliminar, tanto la condición de ayuda de Estado de la medida examinada como la existencia de dudas sobre su compatibilidad con el mercado interior. Esta decisión tiene además jurídicos autónomos, en particular por lo que se refiere a la suspensión de la medida examinada.

Por ello, a pesar de que el análisis de la Comisión tenga carácter provisional, el tribunal considera que esta institución está obligada a mostrar de manera clara e inequívoca las razones por las que estimó que la medida de que se trate podía constituir una ayuda de Estado.

En particular, si estima que una medida es selectiva, debe precisar, al menos sucintamente, las razones por las que considera que, en el marco de un determinado régimen jurídico, dicha medida beneficia a determinadas empresas en comparación con otras que se encuentran, a la vista del objetivo perseguido por dicho régimen, en una situación fáctica y jurídica comparable.

Asimismo, el Tribunal de Justicia anula la decisión de la Comisión pues considera que dicha institución no respetó la exigencia de motivación que le incumbe, ya que no expuso las razones por las que la medida controvertida, el denominado incentivo de inversión medioambiental”, supuestamente favorecía a determinadas empresas o producciones en relación con otras empresas que se hallaban en una situación fáctica y jurídica comparable y, por consiguiente, era de carácter selectivo.

De esta forma, da la razón al recurso presentado por Naturgy, apoyada por EDP España y Viesgo Producción, que decidió agotar la vía judicial europea contra la decisión de la Comisión Europea de investigar como posible ayuda de Estado ilegal las ayudas ofrecidas por el Estado a las centrales de carbón, con la que se había concedido más de 440 millones a un total de 14 plantas desde su puesta en marcha 10 años antes – entre 2007y 2016-.

UN CASO QUE SE REMONTA A 2015.

El caso se remontaba a abril de 2015, cuando Bruselas inició una investigación sectorial en materia de ayudas estatales con el fin de comprender la necesidad, el diseño y el impacto en el mercado de los mecanismos de capacidad en once Estados miembros, entre los que se encontraba España.

Dos años después, la Comisión Europea decidió abrir una investigación por las ayudas que España venía ofreciendo desde hacía una década a las centrales de carbón a cambio de la instalación de unos nuevos filtros de óxido de azufre, el llamado “incentivo medioambiental”. Esta instalación permitía a las centrales tener derecho a ayudas.

La decisión impugnada por Naturgy fue adoptada tras una serie de reuniones entre las autoridades nacionales y los servicios de la Comisión. En dicha decisión la CE llegó a la conclusión preliminar de que la medida de que se trata constituía una ayuda estatal.

En particular, estimó que estaba financiada con fondos estatales y era imputable al Estado, que parecía otorgar una ventaja selectiva a sus beneficiarios y que podía falsear la competencia en el mercado de la electricidad y afectar al comercio entre Estados miembros. La comisión expresó asimismo sus dudas sobre la compatibilidad de esa medida con el mercado interior.

Así, la Comisión invitó a los interesados a presentar observaciones en el plazo de un mes a partir del 2 de marzo de 2018, fecha de publicación de la decisión impugnada. Naturgy y EDP España presentaron sus observaciones sobre la decisión impugnada a los servicios de la Comisión el 16 de abril de 2018.

En mayo de ese año, Naturgy, apoyada por EDP España y Generaciones Eléctricas Andalucía - anteriormente Viesgo Producción-, interpuso ante el Tribunal un recurso de anulación contra la decisión de la Comisión, en primer lugar, alegando el incumplimiento de la obligación de motivación en lo que se refiere al carácter selectivo de la medida y en segundo lugar, cuestionando el carácter selectivo de la misma.

En su sentencia de 8 de septiembre de 2021, el Tribunal General desestimó el recurso de Naturgy. No obstante, EDP España y Naturgy, apoyadas por Generaciones Eléctricas Andalucía y por Endesa, recurrieron ante el Tribunal de Justicia la sentencia del Tribunal General.

5.- El Supremo autoriza a Naturgy al cierre temporal de varias centrales de ciclo combinado en Huelva y Cádiz.

diariodesevilla.es, 14 de diciembre de 2023.

- **El alto tribunal da la razón a la energética ante el silencio administrativo pero rechaza que deba ser indemnizada.**
- **Naturgy construirá en Alcalá La Real su mayor instalación de autoconsumo en el sur de España.**



El Tribunal Supremo ha autorizado el cierre temporal de cinco nuevas plantas eléctricas de ciclo combinado de Naturgy, tres de ellas en las provincias de Cádiz y Huelva, que se suman al permiso concedido hace pocas semanas para el cierre por otras cinco, si bien rechaza su solicitud de indemnización por daños y perjuicios.

En una sentencia a la que ha tenido acceso EFE, la sala de lo Contencioso ha autorizado el cierre temporal de las plantas eléctricas de ciclo combinado de Palos de la Frontera grupo 2; San Roque grupo 1; Campo de Gibraltar grupo 1; Aceca grupo 4 y Besos grupo 4.

La autorización se suma a la concedida por el alto tribunal hace pocas semanas, respecto de las centrales de Palos de la Frontera 1 y 3 (Huelva); Cartagena grupo 2 y 3 (Murcia), y Sagunto grupo 3 (Valencia).

No obstante, reitera su rechazo a la petición de Naturgy de que se reconozca su derecho a ser indemnizada por los daños y perjuicios sufridos como consecuencia del hecho de haber mantenido a disposición del sistema eléctrico las centrales.

De este modo, el Supremo estima parcialmente el recurso de Naturgy contra la desestimación por silencio administrativo de la solicitud de cierre temporal de dichas plantas que presentó ante la Dirección General de Política Energética, primero, y al secretario de Estado de Energía, después.

Para la autorización de cierre de las cinco nuevas plantas, el Supremo se remite a su sentencia anterior, que explicaba que "una estimación de la pretensión no cabe por la vía del doble silencio porque la cuestión puede afectar al suministro de energía eléctrica, siendo éste un servicio de interés general, excluido por tanto del mecanismo del doble silencio."

Tras el proceso de liberalización y de la desaparición de la titularidad pública en la prestación del servicio, señala la sentencia, se llega a la calificación del suministro de energía eléctrica como un "servicio de interés económico general".

Este término permite a la Administración el ejercicio de sus potestades en beneficio del interés general para garantizar el correcto suministro de la energía eléctrica.

En lo que se refiere al cese de la actividad, la ley "somete la decisión del titular de la instalación a una previa autorización de la Administración", lo que "constituye objetivamente una restricción limitativa a la libertad empresarial", pues requiere una respuesta previa o anterior del poder público para llevar a cabo la clausura de las instalaciones.

Y es que "la entrada en la actividad se encuentra sujeta a la obtención de autorización previa, y de igual modo, el cierre de las instalaciones, ya sea temporal o definitivo, no es libre, al requerir la obtención de la precedente conformidad de la Administración", añaden los magistrados.

Todo ello, con la finalidad de que se pueda comprobar si la decisión de clausura puede poner en peligro la garantía de suministro eléctrico.

En el presente caso, la Administración no cumplió con su obligación de respuesta, con lo que el silencio administrativo se transformó en negativa, criterio que no comparte el Supremo.

La Sala destaca que en este caso de cierre de instalaciones de producción de energía eléctrica "no cabe obviar que el objeto es la salida de la actividad de producción de energía eléctrica", y que el propio operador de los servicios, Red Eléctrica, entiende que el cierre de las instalaciones "no compromete el correcto suministro de electricidad, ni pone en riesgo la garantía de suministro eléctrico".

Por lo que respecta a la pretensión de indemnización, el Supremo recuerda que Naturgy no solicitó ninguna clase de prueba sobre la existencia de los daños y su importe ni aportó documentos que la justificasen.

6.- Naturgy construirá un nuevo parque solar en Australia de 100 MW respaldado por un "PPA" con Telstra.

elperiodicodelaenergia.com, 14 de diciembre de 2023.

La planta suministrará hasta 153 gigavatios hora (GWh) anuales a finales de 2025.

Naturgy, a través de su filial internacional de generación **Global Power Generation (GPG)**, construirá un **nuevo parque solar en Australia de 100 megavatios (MW)**, respaldado por un acuerdo de **compra de energía a largo plazo (PPA)**, por sus siglas en inglés) con la empresa de telecomunicaciones **Telstra**.

En concreto, el proyecto se levantará cerca de **Bundaberg**, en la costa central de **Queensland**, y se prevé que su construcción se inicie en **2024**, con el objetivo de que pueda entrar en operación a **finales de 2025** y **suministre hasta 153 gigavatios hora (GWh) al año**.



En 2021, Naturgy ya suscribió un 'PPA' de este tipo con **Telstra** para otro de sus proyectos, el parque eólico Crookwell 3, ubicado cerca de Goulburn, en Nueva Gales del Sur y de 58 MW.

Telstra, por su parte, indicó que también tiene acuerdos de compra de energía sobre otros proyectos solares con distintas compañías, como el de Emerald de 70 MW y Munna Creek de 120 MW, en Queensland; así como el parque eólico MacIntyre -en Queensland- y el parque eólico Murra Warra -en Victoria-, elevando su inversión en proyectos de energía renovable hasta los 1.2 millones de dólares australianos (unos 737,7 millones de euros).

El negocio de Naturgy en el país

Este nuevo contrato de Naturgy se produce después de conocerse de que la energética está estudiando una posible venta de su negocio en Australia, englobado en GPG, por un importe de unos 4.000 millones de dólares (unos 2.430 millones de euros).

Según informó hace unos días Australian Financial Review, Naturgy y KIA, socios en GPG con una participación del 75% y el 25%, respectivamente, habrían contratado a Morgan Stanley para explorar las opciones de venta del negocio en Australia.

Estaría previsto que la filial australiana de renovables saliera así al mercado para su posible venta en el primer trimestre del año. Este negocio tendría unos activos de 1,3 gigavatios (GW) renovables en operación o en la última fase de construcción en el momento de su salida al mercado, según añadió el medio.

Australia está considerado un país prioritario dentro de los objetivos estratégicos de Naturgy los próximos años, con una meta de alcanzar una capacidad instalada de 2,2 GW en 2025, enfocada al desarrollo de plantas de tecnología eólica y solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento. La energética está presente en el país desde 2007, con el desarrollo de una cartera renovable sólida.

La cartera de GPG en Australia incluye proyectos como el de Cunderdin, el primer proyecto híbrido solar y de almacenamiento de Naturgy en el mundo con un parque solar de 125 MW junto con una batería de 55 MW/220 MWh; el parque eólico Berrybank 1, de 180 MW; el de Berrybank 2, de 109 MW; el de Crookwell 2, de 96 MW, o el de Crookwell 3, de 57 MW.

A cierre del primer semestre de este año, Naturgy alcanzaba una potencia instalada en Australia de 386 MW y la compañía prevé disponer de una potencia renovable operativa de aproximadamente 1 GW en 2024, con la conexión a la red de nuevos proyectos en Victoria (218 MW), el parque eólico Hawkesdale (97 MW), el parque eólico Crookwell 3 o el proyecto de hibridación de Cunderdin.

7.- Suma y sigue: Endesa gana a Iberdrola el tercer asalto por el contrato de Tussam.

vivasevilla.es, 17 de diciembre de 2023.

La empresa vasca tiene ahora dos meses para recurrir la adjudicación ante el Tribunal Superior de Justicia de Andalucía.

El **Tribunal de Recursos Contractuales del Ayuntamiento** de Sevilla ha fallado ahora **en contra de los intereses de Iberdrola** en la pugna que ésta mantiene con **Endesa**, inicial adjudicataria, para hacerse con el **contrato de suministro de energía e instalación de recarga de 23 autobuses eléctricos de Tussam**, valorado en casi **7 millones de euros**. Sin embargo, la filial de la multinacional italiana Enel aún **no puede cantar victoria** definitiva porque a la empresa vasca **le queda una bala en la recámara**.



Como se recordará, **Iberdrola** presentó una **reclamación**, seguida de otra de carácter especial, ante el **Tribunal de Recursos Contractuales** del Consistorio hispalense contra el acuerdo de la empresa municipal de transportes (**Tussam**) de **adjudicar a la UTE compuesta por Endesa X, Extralux y Endesa Energía** el contrato para habilitar las instalaciones necesarias en las **cocheras** de aquella para la **recarga de energía de su flota** de 23 autobuses eléctricos y el correspondiente suministro de electricidad por una cuantía de **6.809.610,79 euros**.

Iberdrola lidera la otra UTE aspirante en unión de la compañía **Sice** y logró, tras un cruce de prolijas argumentaciones técnicas sólo entendibles por **especialistas con la propia Tussam y la UTE rival**, que el Tribunal ordenara **retrotraer las actuaciones a la fase anterior a la adjudicación**, pero no que **se revocara** la misma.

En este **nuevo asalto**, la reclamación especial, del combate que libran las dos grandes compañías energéticas del país, Endesa ha sostenido que **nos hallamos ante «una cosa juzgada en vía administrativa»** y, en consecuencia, ha solicitado la **desestimación de la reclamación especial de Iberdrola**, cuya interposición ha calificado de **temeraria**.

El Tribunal ha dado validez a la argumentación de la filial de Enel al razonar que «**las alegaciones de la reclamante (Iberdrola) se concretan en cuestiones ya resueltas en la Resolución 27/2023**, en la cual se argumentó y resolvió la **improcedencia de la exclusión**; la procedencia de aclarar la incoherencia y la consideración de que en los **informes técnicos** emitidos (tanto en relación con el **ajuste de la oferta de la UTE** a los tipos fijados en los Pliegos, sin superar éstos, como en los relativos a la **valoración de los criterios** sujetos a juicios de valor) **no se excede** el ámbito de la **discrecionalidad técnica** que al órgano de contratación compete, presumiéndose la **veracidad de los informes técnicos** emitidos, sin que corresponda a este Tribunal sustituir tal juicio técnico, cuyo contenido resulta ajeno nuestro alcance, conocimiento y competencia».

Por tanto, «resueltas tales cuestiones en la Resolución 27/2023, **las discrepancias** que la reclamante pudiera tener contra la misma, definitiva en vía administrativa, deben articularse -afirma- a través del correspondiente **recurso contencioso-administrativo**, no procediendo reabrir el estudio de cuestiones ya resueltas por este Tribunal».

Todo ello conduce y determina la **inadmisión de la reclamación**, por aplicación de la doctrina de la cosa juzgada administrativa, debiendo dirigirse la **impugnación**, si así se considera, a **Jurisdicción Contencioso-administrativa**, siendo precisamente esa vía **la única manera de revisar la decisión del Tribunal de Recursos Contractuales** sobre el fondo de las cuestiones controvertidas.

En consecuencia, este órgano, presidido por Rosa María Pérez Domínguez, ha resuelto **no admitir la reclamación especial presentada por Iberdrola** y también declara que «**no se aprecia temeridad o mala fe** en la interposición del recurso, por lo que **no procede la imposición de multa** en los términos previstos en el artículo 58 de la Ley de Contratos del Sector Público (LCSP)».

Esta resolución, acordada el pasado 12 de diciembre, es **definitiva en vía administrativa** y contra la misma sólo cabrá la interposición de **recurso contencioso-administrativo ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Superior de Justicia de Andalucía**, en el plazo de dos meses a contar desde el día siguiente a la recepción de su notificación, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 10.1 letra K) y 46.1 de la Ley 29/1998, de 13 de julio, Reguladora de la Jurisdicción Contencioso- Administrativa.

Ahora, Iberdrola debe **decidir si traslada la batalla contra Endesa a un ámbito superior como es el Tribunal Superior de Justicia de Andalucía**. Tiene como fecha límite aproximada mediados de febrero de 2024.

8.- Comienza el derribo de una de las dos chimeneas de la central de Las Caletillas.

diariodeavisos.com, 17 de diciembre de 2023.

Las dos infraestructuras están fuera de servicio desde 2010 y la demolición se incluye en los planes de descarbonización de Endesa.



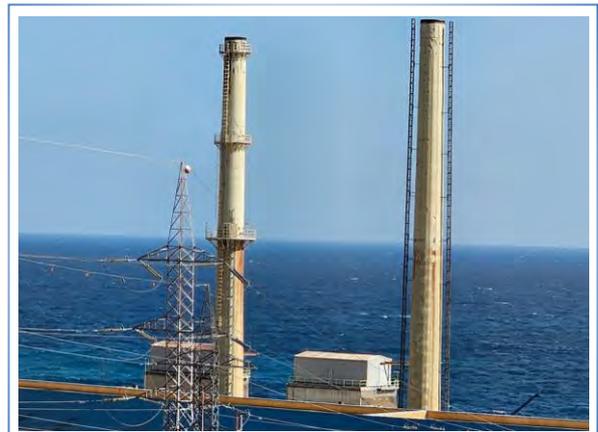
Endesa comenzó esta semana la demolición gradual de **una de las dos chimeneas de la central de Las Caletillas**, en Candelaria, en concreto la de la cara sur. Además, se incluye los planes de descarbonización de la empresa, que mantendrá todavía vigentes dos grupos como refuerzo a la central de Granadilla de Abona.

Sin embargo, este domingo por motivos de seguridad y ante la **alerta por fuertes rachas de viento** que afecta a Tenerife se han retirado temporalmente tanto la grúa como la plataforma utilizada por los operarios para los trabajos de desmantelamiento.

Las dos chimeneas de la central de Candelaria están fuera de servicio desde el 3 de octubre de 2010, finalizando su vida útil con 20.000 horas de funcionamiento, justo el tiempo establecido por el RD 430/2004, que contempla normas más estrictas de limitación de las emisiones de determinados agentes contaminantes procedentes de las grandes instalaciones de combustión.

Con el desmantelamiento de la chimenea de Candelaria también se llevará a cabo el desmontaje completo y retirada de material de los grupos de vapor 3 y 4, que ya no están disponibles. Ambos grupos suman 487.770 horas de funcionamiento. Esta retirada incluye las turbinas, los generadores, los condensadores y los equipos auxiliares como elementos más destacados.

La obra se desarrollará en distintas fases para hacer la instalación "lo más segura posible". Los técnicos anuncian que será un desmantelamiento "complicado" que requerirá de varias actuaciones y que tendrá que ser realizado por una empresa especializada en el tratamiento, segregación y valorización y posterior reciclaje de residuos.



El desmantelamiento comenzó con la retirada de los ladrillos refractarios de su interior y las uniones y ménsulas de apoyo de los mismos, mediante el uso de plataformas interiores.

Para el caso del fuste se emplea el corte por hilo y uso de grúa, con el empleo de plataformas de trabajo con robots. El presupuesto de ejecución de la obra asciende a 1.097.000 euros.

El director del área de Generación en Canarias, Saúl Barrio, explicó que los grupos que ahora se desmantelan fueron fundamentales para el desarrollo de Tenerife, y ahora es el momento de ir dando paso a otro tipo de energías descarbonizadas: "Las energías gestionables convencionales seguirán apoyando la transición garantizando la calidad de suministro e irán perdiendo protagonismo a medida que vaya aumentando la entrada de renovables".



En cuanto a las características técnicas de la chimenea a demoler destaca su altura de 76,5 metros. La chimenea tiene forma de tronco cónico con un diámetro en su base de 6,22 metros y de 3,70 metros en su coronación. El espesor del fuste también es variable comprendido entre los 0,48 metros en su base y 0,20 metros en coronación.

El exterior está estructurado en hormigón armado, mientras que el interior dispone de un revestimiento de ladrillo refractario. Los operarios encargados del control ambiental accedían a media altura mediante escalera y ascensor, mientras que a la coronación sólo se puede subir haciendo uso de escalera metálica de gato adosada al fuste de la chimenea.

Historia de la central de Candelaria

La central de Candelaria está situada en Las Caletillas desde el año 1967. Cuenta con cuatro grupos de fuelóleo, tres de turbina de gas y tres diésel. Los cuatro grupos de vapor generaban 40 MW de potencia cada uno. Los dos primeros entraron en funcionamiento en 1975 y los otros dos en 1979 y 1984 , respectivamente.

9.- Iberdrola adjudica contratos por 2.100 millones para su “megaproyecto” de cable submarino en Reino Unido.

elconfidencialdigital.com, 17 de diciembre de 2023.

Iberdrola, a través de su filial de distribución en Reino Unido ScottishPower Energy Networks, ha adjudicado los primeros contratos por un valor de 1.800 millones de libras (unos 2.100 millones de euros) para su 'megaproyecto' de cable submarino de alta capacidad que unirá Inglaterra y Escocia. Este proyecto, denominado Eastern Green Link 1 (EGL1) y construido por un consorcio formado por ScottishPower Energy Networks y National Grid Electricity Transmission, consistirá en una especie de gran autopista eléctrica que conectará uno de los centros de generación renovable más importantes de Europa -el territorio escocés del Mar del Norte- con Inglaterra y abastecerá a dos millones de hogares.



En concreto, la empresa Prysmian Group se ha adjudicado el suministro de casi 400 kilómetros de cable eléctrico por un importe de unos 750 millones de libras (unos 874 millones de euros).

Por su parte, GE Vernova y Mytilineos Energy & A Metals se ha hecho con un contrato de mil millones de libras esterlinas (unos 1.165 millones de euros) para suministrar y construir dos estaciones convertidoras HVDC, una en cada extremo del enlace, informó la compañía.

Eastern Green Link 1 (EGL1) es uno de los proyectos estelares de Iberdrola en su apuesta por el Reino Unido con una inversión total de 2.500 millones de libras (más de 2.900 millones de euros). La fase de diseño comenzará en 2024 y la construcción en 2025.

Este proyecto es una parte clave de la nueva infraestructura de red para acelerar la transición energética en Reino Unido. Según Ofgem, esta nueva infraestructura es necesaria para mejorar la capacidad de la red de interconexión entre Escocia e Inglaterra y permitir que la energía renovable producida en Escocia llegue a las regiones del país con mayor consumo energético.

Además, desempeñará un papel crítico en el apoyo a la futura seguridad de suministro de la nación, reduciendo la dependencia y la exposición de los precios a los volátiles mercados mundiales de gas al por mayor.

REINO UNIDO, UN MERCADO PRINCIPAL PARA LA ENERGÉTICA.

Reino Unido es uno de los principales mercados de Iberdrola, que prevé unas inversiones en el país de 12.000 millones de libras (unos 14.000 millones de euros) de 2024 a 2028, después de haber destinado este año más de 2.000 millones de libras (más de 2.300 millones de euros), principalmente a redes eléctricas y a proyectos renovables.

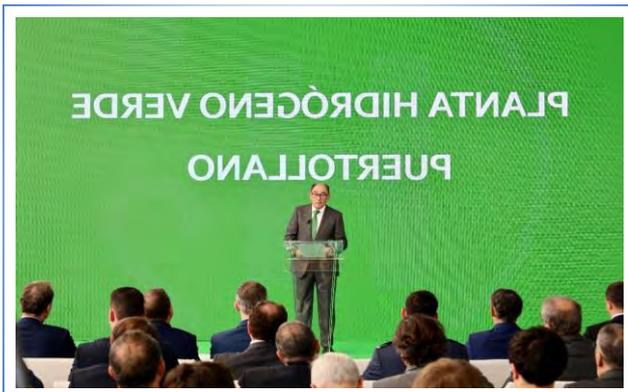
Junto a este 'megacable' submarino, la energética seguirá invirtiendo además en el país en su parque eólico marino East Anglia 3, así como en proyectos eólicos y solares terrestres, en la comercialización de energía y también en el desarrollo del hidrógeno verde.

Las inversiones anunciadas podrían incrementarse aún más con oportunidades adicionales de energía eólica marina. Por ejemplo, los proyectos East Anglia 1 North y East Anglia 2 son elegibles para participar en futuras subastas.

10.- Iberdrola busca clientes para la mayor planta de Europa de hidrógeno al sobrarle la producción.

theobjective.com, 18 de diciembre de 2023.

Busca alternativas a través de las hidrogeneras y trata de cerrar acuerdos con nuevos clientes finales.



Iberdrola está sufriendo los efectos perversos de invertir en una de las tecnologías con menos madurez en el mercado. Su rentabilidad no se conocerá hasta el año 2026, lo que traslada incertidumbre a los distintos agentes de la economía. Este envite de la energética por el hidrógeno verde tiene su fundamento en la fuerte apuesta de los gobiernos por este gas. Así, la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial de Europa -que fue presentada oficialmente por Iberdrola hace un año en Puertollano (Ciudad Real)- tiene un problema: **le sobra una gran cantidad de lo que produce y no tiene clientes que lo demanden.**

Un escenario que ha empujado a la energética española a buscar potenciales clientes que puedan comprar su hidrógeno. Uno de sus grandes aliados para la venta de su hidrógeno es la compañía especializada en fertilización, Fertiberia. Lograron una unión pretende situar a España a la vanguardia del gas verde en Europa. Sin embargo, desde Fertiberia **tenían muy clara la cantidad máxima de toneladas de hidrógeno que querían comprarles**, con el objetivo, más tarde, de transformar ese gas en amoníaco verde en su planta.

De esta forma, hicieron un estudio y vieron en qué clientes y en qué mercados se podía realmente justificar un extracoste. Fuentes jurídicas argumentan que esta decisión fue trasladada a Iberdrola. **Una situación que ha provocado que hoy le sobre entre el 50 y el 60% de la producción del hidrógeno a la planta de Puertollano.**

El principal foco de la energética se ha centrado precisamente en conseguir aunar socios, como Fertiberia, para vender su hidrógeno. Y tienen varias alternativas. Por un lado, están intentando avanzar con el Ayuntamiento de Puertollano y con el Gobierno regional de Castilla-La Mancha la **construcción de una hidrogenera**. Sin embargo, este tipo de instalaciones requieren su tiempo, con procesos lentos, y existe hoy escasez de vehículos que demanden dicha carga.

Por otro lado, y según ha podido saber este medio, ya están intentando establecer acuerdos para lograr llevar a cabo algunos proyectos que les permitirán atraer algunos usuarios finales. Una realidad que ha provocado que **la energética busque ahora modular su gran planta**. Una decisión que, no obstante, hace que esta no trabaje al 100% y, por lo tanto, no se alcance cierta eficiencia de optimización. Un objetivo, este último, que tampoco lo estaban alcanzando hasta ahora porque habían tenido problemas a la hora de desarrollar la planta, **principalmente con la integración de las piezas**.

Así, la fuerte apuesta de la energética por esta tecnología está, de forma indirecta, obligando a los grandes fabricantes de los electrificadores (la pieza clave para hacer la electrólisis y, por ende, producir hidrógeno) crear *stacks* (el 'corazón' del electrolizador) de grandes dimensiones a los que estaban poco habituados. **Y hacer esa integración y ese ajuste cuesta tiempo**. Un episodio que no es un caso aislado que sufre solo la energética española, sino que es recurrente y así lo están sufriendo el resto de empresas en Europa que también se han lanzado a innovar con este vector energético.

Un ejemplo lo podemos ver en nuestro país. Hoy no hay dudas sobre el pleno funcionamiento de las placas fotovoltaicas, que fueron una tecnología incipiente hace 15 o 20 años.

Pero para haber llegado hasta ese punto hicieron falta varios años. De forma paralela ocurre lo mismo con el hidrógeno, **por lo que no se puede esperar que este esté listo en meses**.

La planta de hidrógeno verde

La planta de Puertollano está integrada por una planta solar fotovoltaica de 100 megavatios, un sistema de baterías de ion-litio con una capacidad de almacenamiento de 20 megavatios hora y uno de los mayores sistemas de producción de hidrógeno mediante electrólisis del mundo (**20 megavatios**). Todo ello a partir de fuentes 100% renovables. **Supone una inversión de 150 millones de euros y la creación de hasta 1.000 empleos locales**.

El estreno de esta gran planta provocó la admiración del sector. Hasta el recinto se desplazó el Rey Felipe VI, que quiso conocer en detalle el proyecto. Un año después Iberdrola anunció en esa misma planta un acuerdo con ACE Terminal y Hynetwork Services para desarrollar un corredor marítimo de hidrógeno verde entre España y Países Bajos.

Mientras tanto, Iberdrola continúa avanzando en proyectos de hidrógeno verde por el mundo. En la última cumbre del clima, sin ir más lejos, anunció un gran acuerdo con el grupo de energías renovables de Emiratos Árabes Unidos, Masdar, para para invertir de forma conjunta hasta 15.000 millones en **eólica marina e hidrógeno verde** en Alemania, Reino Unido y Estados Unidos. Lo que desvela que la estrategia de la compañía se centra en su interés creciente por las nuevas tecnologías verdes y cuyos proyectos se irán conociendo con el tiempo.

11.- Iberdrola da el nombre de José Ignacio Berrotea a su centro en redes inteligentes.

elperiodicodelaenergia.com, 18 de diciembre de 2023.

Ignacio Galán ha presidido el homenaje a Berroeta y ha anunciado que “para tenerle siempre presente”.

Iberdrola reconoce la labor por el arraigo de la empresa en Bizkaia de **José Ignacio Berroeta**, el que fuera **consejero delegado de la eléctrica** que falleció el pasado mes de septiembre, y **dará su nombre al Centro Global de Excelencia en Redes Inteligentes** que tiene la eléctrica en el barrio de Larraskitu de Bilbao.

El presidente de Iberdrola, **Ignacio Galán**, ha presidido el homenaje a Berroeta y ha anunciado que “para tenerle siempre presente”, el Consejo de Administración del grupo, del que el fallecido formó parte durante 20 años, ha decidido dar a ese complejo, que acoge a más de 1.300 personas, el nombre de “Centro Corporativo José Ignacio Berroeta”.



Según Galán, “esta Iberdrola con sede en Bilbao desde 1903, que hoy es la mayor eléctrica de Europa y la segunda mayor del mundo por capitalización, sería probablemente, sin ese apoyo, la sucursal de la zona norte de una filial Ibérica de una multinacional con sede en alguna de las capitales financieras del mundo”.

Su trayectoria en Iberdrola

Ha destacado “el amor por esta tierra” de Berroeta, que “transmitía siempre grandes verdades con pocas palabras”, y le ha recordado con “admiración, por lo que logró para el País Vasco, en el sector financiero y en el tejido industrial”.

También ha valorado, “su capacidad para guiarnos hacia sectores innovadores, que hoy son puntos seguros para el crecimiento y el empleo de esta tierra”.

Para Galán, el “enorme legado” de Berroeta “ha sido absolutamente vital para hacer Iberdrola al grupo que es hoy”.

Berroeta (1939) fue además presidente de BBK y vicepresidente de la Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA) en dos ocasiones, en 1992 y en 2002.

Al acto han asistido la viuda y los hijos de Berroeta, además del lehendakari, **Iñigo Urkullu**, la diputada general de Bizkaia, **Elixabete Etzanobe**, el alcalde de Bilbao, **Juan María Aburto**, y el presidente de Kutxabank, **Antón Arriola**.

En su intervención, Urkullu ha coincidido con Galán en reivindicar “los logros de Berroeta: su visión, su compromiso y su ambición por, desde Bizkaia, mejorar Euskadi”.

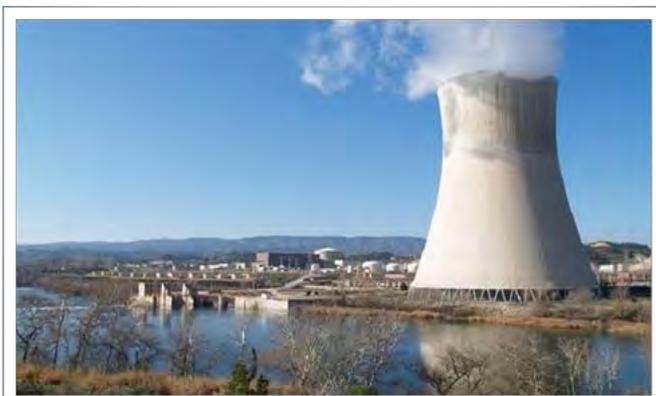
“Sentó las bases para que BBK, hoy Kutxabank, fuera la entidad financiera más solvente y solidaria del Estado” e impulsó “su compromiso y arraigo” con Euskadi.

“Arraigo, cultura, solvencia y también industria”, ha resumido Urkullu de la labor del homenajeado dentro del ecosistema empresarial vasco.

12.- Las nucleares calculan que mantener dos años más cada central evitaría la gran subida de tasas del Gobierno.

epe.es, 18 de diciembre de 2023.

Las eléctricas temen una subida de cerca del 25% de la tasa que pagan los reactores por los mayores costes que contempla el futuro plan nacional de residuos radiactivos. Los pagos subirán 120 millones al año.



El Gobierno aprobará próximamente el nuevo Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), la hoja de ruta sobre cómo ejecutar la gestión de los desechos **nucleares** y el desmantelamiento de las centrales y sobre cuánto costará todo ello durante todo este siglo. La versión final del nuevo PGRR contempla la construcción de siete almacenes diferentes en España para guardar los **residuos radiactivos**, uno en cada una de las centrales nucleares del país, y allí se quedarán durante décadas tras los **cierres de las plantas previstos entre 2027 y 2035**.

Durante los últimos años el Gobierno se planteaba dos alternativas sobre qué hacer con los residuos de alta radiactividad de las centrales: guardarlos todos en un único almacén temporal centralizado (ATC), que era la opción que se mantuvo durante años con la idea de localizarlo en **Villar de Cañas, en Cuenca**, o construir siete almacenes temporales descentralizados en el país (ATD). El Gobierno se ha decantado esta última opción, que requiere unas inversiones mucho mayores. La alternativa de construir siete cementerios implica **cerca de 2.000 millones de euros más de inversión**, hasta los 19.244 millones hasta el año 2100.

El sobrecoste previsto obligará a aplicar una subida millonaria a las tasas que pagan las centrales nucleares a la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa) para financiar la gestión de sus desechos nucleares y el desmantelamiento de las propias plantas.

Las compañías nucleares dan por hecho que, con las mayores inversiones previstas, el Gobierno acabará aplicándoles una **subida de la esta prestación patrimonial no tributaria de en torno a un 25%**, elevándola desde los 7,98 euros por megavatio hora (MWh) de electricidad producido por las centrales hasta cerca de los 10 euros por MWh, según confirman varias fuentes del sector y adelantó este diario.

En total, dependiendo el volumen final de electricidad anual, las compañías eléctricas propietarias de las centrales nucleares (**Endesa e Iberdrola**, principalmente, y con participaciones residuales también **Naturgy y EDP**) están abonando en torno a 450 millones de euros anuales de media al fondo con el que se financia el plan de residuos radiactivos, que actualmente cuenta con **unos 7.500 millones acumulados**. Con la subida de la tasa que prevén las compañías, los pagos que realizan cada año las centrales se elevarían hasta cerca de los 570 millones, 120 millones más que actualmente.

El Gobierno prepara una subida millonaria de tasas a las nucleares

Las grandes eléctricas, propietarias de las centrales nucleares españolas, han venido mostrando su rechazo a asumir mayores costes a los previstos en anteriores versiones del futuro PGRR, porque culpan de estos sobrecostes a decisiones políticas y al enorme retraso que acumuló el antiguo proyecto de construir un ATC en Villar de Cañas por falta de consenso institucional. Desde el sector nuclear se calcula que **una ampliación del plazo de funcionamiento de dos años de cada una de las centrales nucleares** serviría para evitar es subida de las tasas, **retrasando hasta 2037 el apagón nuclear total en el país**.

Más años en marcha

Las estimaciones que manejan las compañías nucleares tienen en cuenta los pagos previstos por la producción eléctrica de cada año de las centrales (cuanto más tiempo funcionen las plantas, más electricidad se producirá y más se aportará al fondo que gestiona Enresa); la cuantía con que la ya cuenta el fondo de Enresa que han ido alimentando durante años las centrales, actualmente unos 7.500 millones de euros; y el descuento del 1,5% de las necesidades de financiación por la rentabilidad obtenida por invertir ese fondo milmillonario.

Con todas estas variables, el sobrecoste contemplado en el futuro plan general de residuos se cubriría **si todas las centrales nucleares funcionaran dos años más o si algunas de las centrales prolongaran su vida por encima de ese bienio** (cuantas menos centrales ampliaran su funcionamiento, más tiempo sería necesario prorrogarlo), según los cálculos del sector a los que ha tenido acceso EL PERIÓDICO DE ESPAÑA.

El Gobierno pactó en 2019 con las grandes eléctricas el cierre escalonado de todas las centrales nucleares entre 2027 y 2035. El protocolo firmado por **Iberdrola, Endesa, Naturgy, EDP y la sociedad pública Enresa** contempla clausuras graduales de los siete reactores españoles y establece que Almaraz I cerrará en 2027, Almaraz II en 2028, Ascó I en 2030, Cofrentes en 2030, Ascó II en 2032, y Vandellós II y Trillo en 2035. Las compañías nucleares asumen que cambiar esas fechas requeriría pactar un nuevo protocolo para plantear un nuevo camino y nuevos plazos hacia el apagón nuclear.

La subida estimada de las tasas

El pacto entre Gobierno y grandes eléctricas de 2019 establecía también aplicar una subida máxima del 20% de la tasa que pagan las compañías por la electricidad producida, lo que llevó a que el Ejecutivo subiera la tasa hasta los 7,98 euros por MWh generado que se aplica actualmente. Una tasa que entonces se consideraba suficiente para cubrir los costes de gestionar los desechos nucleares y para construir un almacén temporal centralizado.

Enresa, la empresa pública encargada de gestionar los residuos radiactivos en España, elaboró en 2020 un primer borrador de nuevo plan general de residuos radiactivos en que sólo se contemplaba la opción de construir un único ATC y cuya memoria financiera mantenía la tasa en esos 7,98 euros por MWh.

En la siguiente versión del plan que elaboró Enresa y se sometió a audiencia pública se incluyeron las dos alternativas: levantar un solo ATC o construir siete almacenes por todo el país, lo que implicaría aplicar una tasa de 8,1 euros por MWh o elevarla a 9,6 euros por MWh, respectivamente.

En la última versión del PGRR conocida sólo se contemplaba ya la construcción de los siete almacenes y se anticipaba que la prestación patrimonial necesaria sería de 9,7 euros por MWh. Todos los años Enresa elabora una actualización de previsiones financieras ligadas al desarrollo de la gestión de los residuos a largo plazo y en su último informe, elaborado el pasado junio, **elevó su estimación de la tasa necesaria hasta los 10,15 euros por MWh**, según apuntan fuentes empresariales conocedoras. Las compañías nucleares auguran que el Gobierno finalmente ajustará ligeramente ese importe (por una menor inflación a la estimada cuando se elaboró esa estimación) y aprobará una subida de los pagos hasta el entorno de los 10 euros por MWh.

Fuentes oficiales de Enresa consultadas por este diario subrayan que las reuniones permanentes que mantienen con los titulares de las centrales versan sobre asuntos técnicos y sobre los costes generales del PGRR y sobre las inversiones que debe afrontar cada una de las plantas, pero no se aborda el importe de la tasa. En cualquier caso, las estimaciones financieras que elabora Enresa no son vinculantes y **la decisión sobre la cuantía de la prestación que se aplica las centrales nucleares es competencia exclusiva del Ministerio para la Transición Ecológica**, que también prefiere guardar silencio y no hacer comentarios sobre cuándo aprobará el nuevo PGRR ni sobre la futura subida.

Los sobrecostes, ¿al recibo de la luz?

Las compañías nucleares culpan de los sobrecostes al enorme retraso que acumuló el antiguo proyecto de construcción de un ATC en Villar de Cañas, en Cuenca, por falta de consenso político e institucional, y por eso se niegan a asumirlos. Así se recogía las observaciones remitidas al Ministerio para la Transición Ecológica sobre el borrador del PGRR por el **Comité de Energía Nuclear (CEN)**, que agrupa a **Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP** como dueñas de los reactores ubicados en España, como adelantó este diario.

La propuesta de las grandes eléctricas incluida en su informe de alegaciones pasaba por considerar esos importes adicionales como costes del sistema eléctrico y **cargarlos a la tarifa eléctrica que pagan todos los consumidores**. La prestación patrimonial que pagan las centrales nucleares, en cualquier caso, no es una figura tributaria, sino que se trata de un coste operativo más de las propias plantas (el de asumir los gastos de gestionar los residuos nucleares que generan) y que se articula a través de Enresa.

La nueva vida del gran cementerio nuclear de España

Las compañías del sector nuclear han venido quejándose en los últimos años de sus problemas de rentabilidad por las cargas fiscales y de prestaciones patrimoniales que asumen las centrales, con un coste de unos 25 euros por MWh de electricidad producido.

Entre sus reclamaciones habituales a las Administraciones figura una rebaja de sus obligaciones fiscales, y más recientemente también la aplicación de alguna fórmula que garantice una rentabilidad razonable a las plantas, como los contratos a largo plazo con el propio sistema eléctrico que marquen precios estables (que hace que el sistema compense a las eléctricas si el precio del mercado es menor al pactado y que las nucleares devuelvan el excedente si la cotización está por encima) o mediante un mecanismo de pagos por capacidad, que implicaría que se compensa a las centrales con una retribución específica por estar siempre disponibles y dar estabilidad a la producción eléctrica.

13.- El Gobierno se desmarca del acuerdo del acuerdo de la COP28 sobre la nuclear mientras cierra centrales y sube impuestos.

vozpopuli.com, 18 de diciembre de 2023.

Al mismo tiempo que en la Cumbre Mundial del Cambio Climático celebrada en Dubái se ha acordado triplicar la capacidad global de la energía nuclear hasta 2050, el Ejecutivo prepara una subida del 25% de la tasa de los reactores, que pasarán de pagar 7,98 euros MWh a 10.

La energía nuclear es una de las más limpias y eficientes del mundo. Eso es una realidad irrefutable. Tanto es así que en la COP28, celebrada en Dubái estas dos últimas semanas, se ha puesto encima de la mesa como medida para abordar la necesidad de frenar el uso de combustibles fósiles, principal tema de discusión de la cumbre climática.

De hecho, uno de los pocos y prósperos acuerdos logrados en la urbe de los Emiratos Árabes Unidos vino de la mano de dicha energía. El pasado 2 de diciembre, más de una veintena de las naciones asistentes a la COP28 firmaron triplicar la capacidad actual de la energía nuclear a nivel global para 2050.



Los países signatarios, entre los que se encuentran Estados Unidos, Bulgaria, Canadá, República Checa, Finlandia, Francia, Japón, Corea del Sur, Emiratos Árabes Unidos y Reino Unido, se comprometieron a trabajar por triplicar la energía nuclear debido a su "papel clave para lograr cero emisiones netas de gases de efecto invernadero, manteniendo un límite de 1,5 °C en el aumento de temperatura y alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible".

Este pacto es bastante significativo, pues marca de forma clara la línea a seguir en materia energética. Mientras las renovables continúan abriéndose paso, la nuclear es una apuesta segura. En líneas generales, los países de la Unión Europea se han posicionado a favor de aumentar su capacidad de producción eléctrica de origen atómico.

La gran excepción ha sido Alemania, que puso en marcha su apagón nuclear el pasado abril, desconectando las últimas tres centrales que tenía en funcionamiento en su territorio. El debate en Europa está candente, pues la garantía energética de las nucleares otorgaría a los países una dependencia respecto al gas ruso, circunstancia favorecedora en tiempos de guerra e incertidumbre. En el caso alemán, el accidente de Fukushima de 2011 precipitó esta decisión.

Francia es el gran adalid de las nucleares en el viejo continente. El país vecino tiene 56 reactores operativos, lo que le reporta el 71% de la electricidad generada en la nación gala. Asimismo, 12 de los 27 países miembros de la UE cuentan con centrales nucleares plenamente operativas.

Reino Unido, Finlandia, Suecia, Polonia, Bélgica, República Checa o Eslovaquia, por citar un puñado de ellas, son naciones que apuestan claramente por la energía nuclear, ya que están construyendo reactores nucleares o tienen un número de ellos en funcionamiento bastante alto para las demandas eléctricas de sus ciudadanos.

España, como siempre, da la nota discordante en el seno de la Unión Europea, pues su política es actualmente más negativa que positiva hacia la energía atómica. Aunque contamos con cinco centrales en marcha, en realidad son siete reactores, pues Almaraz y Ascó poseen unidades gemelas.

Desde el Gobierno de Sánchez, que tanto habla de transición ecológica y energía limpia, se sigue machacando a las centrales nucleares, única forma de producción de energía capaz de reducir las emisiones de forma contundente. España lidera el cierre de centrales por toda la nación.

El Gobierno prepara un impuestazo a la energía nuclear

Tras adoptar una política agresiva contra la energía nuclear, el Ejecutivo español ha empezado a recular de cara a la galería. El apoyo de Francia para la elección de Nadia Calviño como presidenta del Banco Europeo de Inversiones no ha sido gratuito. El país presidido por Emmanuel Macron, principal valedor en la UE de la energía atómica, decidió dar su sí a la aún ministra de Economía con la condición de que España apoye las ambiciones francesas con la nuclear.

"Es una buena noticia. Francia ha apoyado a Nadia Calviño, una excelente candidata, en línea con nuestras ambiciones para el Banco Europeo de Inversiones", manifestó [Bruno Le Maire](#), ministro de Economía de Francia. Según Le Maire, el de Calviño se trata de un "puesto clave en un momento en el que la UE debe invertir mucho en la transición ecológica, la defensa y la energía nuclear" cuando "el margen de maniobra financiera de los Estados miembros es estrecho".

Sin embargo, por detrás, el Ministerio de Transición Ecológica que lidera Teresa Ribera sigue sondeando la remota posibilidad de terminar con las nucleares en España en un futuro aún por definir. El Gobierno de Sánchez ultima la aprobación del nuevo Plan General de Residuos Radiactivos, que dirá cómo y cuándo dismantelar las centrales nucleares, amén de construir siete almacenes para guardar los desechos radiactivos en toda España.

Una idea provisional, la de los almacenes, que durará hasta que termine de definirse en sitio y forma el almacén geológico profundo, el cual pretenden que esté operativo hasta 2073. Esta idea repercutirá en una inversión de 2.000 millones de euros, un sobrecoste que el Gobierno planea recuperar, como únicamente sabe hacer, a golpe de impuesto.

La tasa elegida para una desorbitada subida ha sido la que pagan las centrales nucleares para financiar la gestión de sus residuos y el dismantelamiento de las plantas. En la actualidad, la nuclear paga a la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos una prestación patrimonial no tributaria de 7,98 euros por cada megavatio hora de electricidad producida.

Aproximadamente, las eléctricas que tienen centrales nucleares, están pagando en torno a 450 millones de euros, a través de esta tasa, al fondo que financia la gestión de residuos radiactivos. Por ello, el nuevo Plan General de Residuos Radiactivos planea subir un 25% dicha tasa, haciendo que las eléctricas paguen hasta 10 euros por MWh, elevando la recaudación para el fondo hasta los 570 millones

Como siempre, el Gobierno poniendo palos en la rueda. Pero, al mismo tiempo, apoya con su firma los contratos por diferencia, elemento con el que Francia quiere regular los precios de la energía nuclear para tener una mayor competitividad. Difícil de entender.

14.- El gas reclama ayudas para mantener las centrales de producción eléctrica.

lavanguardia.com, 18 de diciembre de 2023.

La seguridad de suministro no estaría garantizada para las necesidades del 2030.

Martes 10 de octubre del 2023. Mientras gran parte de los españoles preparaba las maletas para disfrutar de uno de los grandes puentes del año, las alarmas saltaron en la sala de mandos del sistema eléctrico español.

La producción de energía eólica estuvo en mínimos durante toda la jornada, la solar permitió salvar las horas centrales de la jornada, pero ni la producción de electricidad procedente de las centrales de gas a su máxima potencia consiguió suministrar los megavatios suficientes de luz que España demandaba aquel día. “Desde Red Eléctrica paralizaron las exportaciones y hasta hubo que importar energía.



La situación fue similar a la ocurrida el 4 de octubre del 2022, pero ya sin las tensiones de la guerra”, explica Óscar Barrero, socio del sector energía en la consultora PwC, durante la presentación del informe *Pasado, presente y futuro de las centrales térmicas de ciclo combinado*, publicado por la Fundación Naturgy.

“Se trata de una situación de estrés en el sistema eléctrico que no es habitual porque la baja producción renovable, el mantenimiento de muchas centrales de gas y la alta demanda no suelen ocurrir en el mismo momento”, puntualiza el informe, que recoge con detalle los momentos de estrés del 2022 y el narrado de este año.

La disponibilidad de las centrales de gas para producir luz ha caído un 13% desde el 2020 por uso inadecuado

Estos eventos puntuales pueden dejar de serlo en los próximos años. Las centrales de ciclo combinado, que usan gas para producir electricidad, no están operativas al 100%. Unas por labores de mantenimiento programado y otras por diferentes fallos en su funcionamiento. España cuenta con una potencia instalada de 24 gigavatios (GW) de ciclos combinados. Solo 21 GW están en funcionamiento efectivo y la potencia real que son capaces de suministrar no pasa de 17,7 GW.

Se da la contradicción de que, en un mundo donde se busca triplicar la instalación de renovables, los ciclos combinados de gas se hacen más imprescindibles cuantas más renovables se instalan y lo serán más con los cierres previstos de centrales nucleares.

El último borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) 2023-2030 prevé ese crecimiento de renovables hasta los 193,8 GW, pero mantiene los actuales 24 GW en ciclos combinados. El problema es que desde el 2002 ha habido una reducción del 13% en la disponibilidad de los ciclos combinados, acentuada en los tres últimos tres años. “El desgaste se produce por un uso inadecuado. Estaban ideados para funcionar mucho tiempo seguido y no con arranques y paros como ocurre cada vez más”, dice Luis Carlos Postigo, responsable de *gas & services* de Siemens Energy.

El informe de PwC recoge que las actuales centrales hacen una media de 80 arranques al año y algunas hasta 200. A este desgaste se suma la falta de incentivos económicos para realizar nuevas inversiones. “En un sistema que ya está un poco al límite esto puede suponer un problema en el futuro. Porque las centrales van a necesitar un mayor mantenimiento y la legislación actual no contempla retribución para ello”, apunta Óscar Barrero.

PwC advierte de problemas futuros si los operadores de las plantas no disponen de incentivos

Ahora, las centrales de gas se financian en proporción a los megavatios de luz generados. Las necesidades del sistema las abocan a generar menos MW pero a tener una disponibilidad cada vez más estratégica. “Los mercados de capacidad son críticos; si queremos tener el respaldo de los ciclos combinados ante el despliegue de las renovables y la exigencia es estar disponible, esto se debe retribuir”, asegura José Luis Gil, director de regulación en Naturgy, que ve positivo que el Gobierno haya sacado a consulta un mecanismo de pagos por esa disponibilidad. El texto prevé una remuneración fija, pero el sector reclama que se le pague esa disponibilidad.

La jugada está de su lado. Dos sentencias han avalado en el último año a Naturgy en el cierre de este tipo de centrales si no son rentables, sin necesidad, como hasta ahora, de obtener la autorización expresa del Gobierno.

15.- Las 10 predicciones energéticas que hay que tener en cuenta para este 2024.

elperiodicodelaenergia.com, 18 de diciembre de 2023.

Desaceleración de la energía solar, alivio para la OPEP+, auge del hidrógeno azul y otras tendencias que, según Wood Mackenzie, hay que tener en cuenta en el próximo año.



El 13 de diciembre, los gobiernos del mundo reunidos en las conversaciones sobre el clima de la COP28 en Dubai acordaron lo que se ha descrito como una declaración “histórica”, al fijar por primera vez el objetivo de abandonar los combustibles fósiles. Ese objetivo supone un cambio de rumbo para el sistema energético mundial. El consumo de petróleo, gas y carbón no ha dejado de crecer, y los tres combustibles alcanzarán nuevos máximos históricos en 2023. Pero, al mismo tiempo, las energías renovables están en auge. La producción mundial de energía eólica y solar en 2023 fue un 55% superior a la de 2020.

Cuando los analistas de **Wood Mackenzie** ofrecieron 10 predicciones para 2023 en Energy Pulse hace un año, identificaron algunas de las características clave de este panorama en rápida evolución. Sus predicciones, que destacaban las presiones a la baja sobre los precios de los metales, la fortaleza de la demanda mundial de petróleo, el renovado entusiasmo de las empresas norteamericanas de petróleo y gas por el crecimiento de la producción y el repunte de las instalaciones solares en EEUU, entre otras, resultaron acertadas.

“Este año, esperamos que se mantengan algunas de esas tendencias, pero también están surgiendo nuevos problemas. He aquí nuestras 10 predicciones sobre lo que creemos que serán los acontecimientos clave en energía y recursos naturales en 2024”, escribe **Ed Crooks**, vicepresidente para las Américas de Woodmac.

1. Comenzará la ralentización del crecimiento solar mundial

Aunque la capacidad solar total mundial seguirá creciendo rápidamente durante la próxima década, el ritmo de crecimiento de las instalaciones anuales empezará a ralentizarse en 2024 en comparación con las tasas observadas en los últimos años. “Si se mantiene nuestra previsión para 2023, el crecimiento medio anual de las instalaciones de capacidad entre 2019 y 23 fue del 28%, incluido un crecimiento del 56% en 2023. Por el contrario, el crecimiento medio anual de 2024-28 será aproximadamente cero, incluyendo algunos años con contracciones”, dice **Michelle Davies**, directora mundial de energía solar en Wood Mackenzie.



El crecimiento del mercado solar mundial está siguiendo una curva en S típica. En los últimos años, el crecimiento ha subido rápidamente por la parte más empinada de la curva. A partir de 2024, la industria habrá superado el punto de inflexión, caracterizado por un patrón de crecimiento más lento. El mercado mundial de la energía solar sigue siendo muchas veces mayor que hace unos años, pero es natural que un sector siga esta senda de crecimiento a medida que madura.

“No todas las regiones se encuentran en el mismo punto de la curva en África del Sur y Oriente Medio, por ejemplo, se encuentran en la misma situación. África y Oriente Medio, por ejemplo, tienen un largo camino por recorrer antes de alcanzar sus puntos de inflexión de crecimiento. Pero hay dos grandes mercados que impulsan este patrón de crecimiento mundial: Asia-Pacífico, dominado por China, y Europa”, añade Davies.

2. La energía nuclear seguirá escalando puestos en la agenda política como solución climática

“En 2024, por primera vez en más de medio siglo, la energía nuclear ganará un amplio apoyo como solución clave a la crisis energética mundial. La energía nuclear se ha enfrentado, y sigue enfrentándose, a retos de aceptabilidad pública y competitividad económica frente a las renovables y la generación con combustibles fósiles. Pero es la única solución fiable, despachable, de pequeña huella física y material, plug-and-play y cero emisiones de carbono para la generación de energía”, pronostica **Julian Kettle**, vicepresidente de Metales y Minería de Woodmac.

3. La evolución del equilibrio entre la descarbonización y la seguridad del suministro frenará las decisiones de inversión en gas y GNL de muchas empresas

Tras la invasión rusa de Ucrania, la industria mundial del gas y el GNL volvió a dar prioridad a la seguridad del suministro. Los usuarios finales firmaron más de 65 millones de toneladas al año de acuerdos de compraventa de GNL en 2022 y 2023. “Las inversiones en nuevos suministros de GNL siempre iban a ralentizarse en 2024, dada la magnitud de las inversiones ya realizadas y el reequilibrio previsto del mercado. Pero la COP28 ha añadido una nueva incertidumbre a las perspectivas del gas. Como combustible fósil, es uno de los que los gobiernos del mundo pretenden abandonar. Pero al ser el “combustible de transición” más aceptado, seguirá teniendo un papel que desempeñar en la seguridad energética durante algún tiempo”, dice **Kristy Kramer**, directora de Consultoría de Gas y GNL de Wood Mackenzie.

“Las empresas y los gobiernos tendrán que reconsiderar sus inversiones en este contexto cambiante y, posiblemente, ralentizar aún más algunas de ellas. Los participantes del sector tendrán que reajustar sus carteras y estrategias para sortear las contradicciones y la gama de posibles resultados de la demanda de gas”, añade.

4. La ralentización del crecimiento de la producción de petróleo fuera de la OPEP aliviará la presión sobre los países OPEP+

Este año se ha producido un gran aumento de la producción de petróleo de los países no pertenecientes a la OPEP, de unos 2 millones de barriles diarios, lo que ha aumentado la presión sobre el grupo OPEP+ para que reduzca su producción a fin de evitar una caída de los precios. Para el año próximo, Wood Mackenzie prevé que el crecimiento de la producción no OPEP se reduzca a sólo 0,8 millones de barriles diarios.



“El principal factor de la ralentización prevista es nuestra previsión de una fuerte desaceleración del crecimiento de la producción de petróleo de EEUU el año próximo, pero otros países, entre ellos Brasil, también contribuirán. La desaceleración de los países no pertenecientes a la OPEP aliviará la presión a la que se ha enfrentado la OPEP+ en 2023. Entre las advertencias a esta opinión: un aumento de la productividad estadounidense”, prevé Ann-Louise Hittle, responsable de Macro Petróleo de Woodmac.

5. Los productores estadounidenses de petróleo y gas harán más con menos

La principal noticia macroeconómica del sector estadounidense del petróleo y el gas el año que viene podría ser que el aumento de la eficiencia se niega a estancarse. Se espera que el gasto total de capital en exploración y producción en los 48 estados inferiores caiga en 2024, por segundo año consecutivo.

Pero, al mismo tiempo, la producción total de petróleo y gas de los 48 estados seguirá aumentando, estableciendo nuevos récords para cada uno de ellos. “La disminución del número de equipos de perforación se verá compensada con creces por la continua mejora de la velocidad de perforación y de los tiempos de ciclo de las plataformas, la eficiencia de la terminación y la mejora de la ejecución de los proyectos. Todo ello nos recuerda lo eficiente que se ha vuelto el esquisto estadounidense”, explica **Robert Clarke**, vicepresidente de Investigación Upstream.

6. Una gran E&P estadounidense podría fusionarse con una gran E&P internacional

El modelo purista de las empresas de exploración y producción centradas geográficamente ha perdido su brillo desde que los inversores empezaron a rechazar el crecimiento de la producción en favor de las distribuciones de efectivo. “Las fusiones y adquisiciones a gran escala se orientan cada vez más hacia la diversificación, ya que las empresas buscan construir plataformas financieras resistentes.

La internacionalización es el siguiente paso lógico en esta estrategia. La fortaleza de las acciones estadounidenses atraerá a las empresas extranjeras, lo que contribuirá a concretar las operaciones”, vaticina **Greig Aitken**, director de Investigación Corporativa de Woodmac

7. Las FID de proyectos de hidrógeno seguirán siendo azules

Las ambiciones de hidrógeno bajo en carbono en todo el mundo, reflejadas en las políticas gubernamentales y el desarrollo de proyectos corporativos, son bastante notables. La cartera mundial de proyectos, de 108 millones de toneladas por año, se inclina en un 80% hacia el hidrógeno verde, producido a partir de agua electrolizada. Sin embargo, el ritmo de maduración de los proyectos de hidrógeno electrolizado seguirá siendo lento, ya que los promotores luchan por superar los principales obstáculos.

“Dos de los retos más importantes a los que se enfrentarán los proyectos de hidrógeno verde son conseguir costes competitivos y obtener compromisos firmes de los compradores. Los proyectos con contrapartes creíbles y los que se centran en el hidrógeno como materia prima en aplicaciones existentes tienen más probabilidades de avanzar. Los que se centran en nuevas aplicaciones tendrán dificultades para conseguir costes que compitan con los de los combustibles fósiles tradicionales.



Los proyectos de hidrógeno azul también avanzarán lentamente a lo largo del ciclo de desarrollo del proyecto, pero serán más los que alcancen la FID al beneficiarse de una economía competitiva y una escalabilidad más rápida”, explica **Melany Vargas**, directora de Consultoría de Hidrógeno

8. Contra todo pronóstico, las compensaciones de carbono volverán a cobrar impulso

El mercado voluntario de carbono se encontraba en una encrucijada en 2023, con las actividades del mercado empantanadas por la pérdida de confianza y los compradores ansiando claridad.

Según **Elena Belletti**, responsable mundial de investigación en carbono, “la COP28 no pudo alcanzar un acuerdo sobre el artículo 6 y el ánimo del mercado volvió a sufrir una frustración.

La situación parece calamitosa, pero hay razones para creer que ésta podría ser la oscuridad que precede al amanecer. Los compradores se están dando cuenta y están eliminando del mercado las compensaciones de baja calidad. A falta de una supervisión centralizada por parte de la ONU, los órganos de gobierno independientes están estableciendo directrices y ofreciendo claridad. Y los programas de compensación se esfuerzan por evolucionar. Esperamos ver los resultados de estos esfuerzos en 2024”.

9. Las nuevas tecnologías de captura de carbono entrarán por fin en la escala comercial

En 2024, los nuevos proyectos de CCUS ya no son dignos de mención en sí mismos. “Seguimos la pista de hasta 100 proyectos a escala comercial, de los cuales 50 tienen bastantes posibilidades de progresar. La novedad, sin embargo, es la tan esperada graduación de tecnologías novedosas de la escala piloto a la comercial. Las nuevas técnicas de captura de dióxido de carbono, como la modularización, la adsorción sólida y el biorreciclado, estarán plenamente implantadas por primera vez en 2024.



Estas técnicas prometen una menor intensidad energética y reducciones de costes de hasta el 50% en comparación con los métodos actuales. Si tienen éxito, se reducirán las barreras para los emisores de industrias pesadas vitales como la cementera y la química. Y las empresas tecnológicas pueden esperar una avalancha de pedidos”, se aventura a pronosticar **Mhairidh Evans**, directora de Investigación de CCUS en Woodmac.

10. La geoingeniería se convertirá en un tema candente

En las conclusiones del primer balance mundial de la COP28, los países reconocieron que el presupuesto mundial de carbono restante se está reduciendo rápidamente, con el riesgo de sobrepasar el objetivo de 1,5 °C. “Esto significa que cientos de miles de millones de toneladas de carbono se están agotando y que habrá que eliminar o capturar y almacenar cientos de miles de millones de toneladas de dióxido de carbono para que el calentamiento mundial no supere los 1,5 °C en 2100”, considera **Prakash Sharma**, vicepresidente de Escenarios y Tecnologías.

Y añade: “Las técnicas de geoingeniería pueden utilizarse para aumentar la capacidad de absorción de carbono del planeta y reflejar la luz solar hacia el espacio, contribuyendo así a mantener fría la Tierra. Por ejemplo, se pueden liberar aerosoles u otras sustancias químicas unos kilómetros más arriba en la atmósfera, reflejando así más luz solar lejos de la superficie del planeta. Creo que en 2024 los gobiernos y las instituciones científicas se reunirán para estudiar más a fondo este fascinante tema y debatir los pros y los contras de llevarlo a cabo”

16.- Iberdrola abonará un dividendo a cuenta de 0,2 euros brutos por acción correspondiente a 2023.

okdiario.com, 19 de diciembre de 2023.

Iberdrola brindará a los profesionales del grupo la opción de recibir en acciones la totalidad o una parte de su retribución variable anual.

El consejo de administración de **Iberdrola** ha decidido este martes abonar a sus accionistas un **dividendo** a cuenta de 0,2 euros brutos por título correspondiente al ejercicio de 2023, dentro del marco de la segunda edición del sistema de dividendo opcional llamado ‘**Iberdrola Retribución Flexible**’.



La empresa ha informado a la **Comisión Nacional del Mercado de Valores** (CNMV) sobre la confirmación del acuerdo para abonar una cantidad a cuenta del dividendo correspondiente al ejercicio de 2023, el cual fue adoptado en octubre.

El dividendo de Iberdrola

En el comunicado, la energética del Ix35 afirma que «en el día de hoy, el **consejo de administración** de Iberdrola, S.A. ha ratificado el acuerdo adoptado el 24 de octubre de 2023, relativo al pago de una cantidad a cuenta del dividendo correspondiente al ejercicio 2023 en el marco de la Segunda Edición. La Sociedad estima que la cantidad a cuenta del dividendo correspondiente al ejercicio 2023 será de, al menos, **0,200 euros brutos por acción**».

Además, Iberdrola brindará a los profesionales del grupo en España la opción de recibir, en acciones de la sociedad, la totalidad o una parte de su retribución variable anual correspondiente a 2023. Así lo ha comunicado la compañía a la **CNMV**: «Esta entrega de acciones a los empleados, que se enmarca dentro de la **política retributiva** general de la Sociedad, permite a los que lo deseen recibir acciones de Iberdrola, S.A. como parte de su retribución variable anual».

«El número de acciones a percibir por cada trabajador será el correspondiente a dividir aquella parte de la retribución variable anual que este decida percibir en acciones, con un importe máximo de 12.000 euros, entre la media aritmética de los precios medios ponderados de cotización de la acción de Iberdrola, S.A. en el **Mercado Continuo** (SIBE), redondeado a la milésima de euro más cercana, en las cinco sesiones bursátiles anteriores a la fecha de pago de la retribución variable anual», declara en su comunicado la energética bilbaína.



Por tanto, el **número de acciones** a recibir por cada empleado se determinará dividiendo la parte de la retribución variable anual que el trabajador elija recibir en acciones, con un importe máximo de 12.000 euros, entre la media aritmética de los precios medios ponderados de cotización de las acciones de Iberdrola en las cinco sesiones anteriores a la fecha de pago de la retribución variable.

El dividendo a cuenta de 2022 de **Iberdrola** ascendió a **0,18 euros brutos por acción**, por lo que la compañía ha elevado en 0,02 la retribución en 2023. Los inversores que optaron por el dividendo en efectivo recibieron el importe correspondiente el pasado 31 de enero.

La compañía ofreció a sus accionistas **tres opciones** en la pasada edición edición de 'Iberdrola Retribución Flexible': cobrar en efectivo el importe correspondiente al dividendo a cuenta (los 0,18 euros brutos por acción citados), vender sus derechos de asignación en el mercado o bien obtener nuevas acciones liberadas del grupo de forma gratuita.

17.- El Gobierno desbloquea los planes de gigabaterías de Iberdrola, Endesa y EDP para garantizar el suministro.

eleconomista.es, 19 de diciembre de 2023.

- **Estas plantas permiten la reducción de los vertidos y mejoran la seguridad de suministro.**
- **Las seis bombeos podrán almacenar alrededor de 3.400 MW de energía renovable.**
- **Así funciona una gran gigabatería hidráulica.**

El Ministerio de Transición Ecológica ha pisado el acelerador para reforzar el almacenamiento energético. El Gobierno está facilitando la puesta en marcha de seis plantas de bombeo que permitirán reforzar la garantía de suministro. Iberdrola, EDP y Endesa o Magtel se encuentran entre las grandes impulsoras de estos proyectos que el Ejecutivo ha considerado necesarios para los próximos años.

En el plan especial lanzado la pasada semana para reforzar las conexiones de Red Eléctrica, el Ministerio de Transición Ecológica incluye una serie de infraestructuras básicas para desbloquear los avances de estos bombeos, unas centrales eléctricas que utilizan dos embalses a distinta altura para bombear agua en los momentos en que sobra la energía y poder tenerla almacenada para momentos de escasez o de precios más elevados.



Para lograrlo, **Red Eléctrica reforzará seis puntos de conexión a la red de transporte de manera urgente** con el objetivo de facilitar la puesta en marcha de estas centrales en Galicia, Asturias, Aragón y Castilla La Mancha.

La puesta en marcha de estas plantas **permitirá reducir el riesgo de vertidos (curtailments)** de la energía producida por las renovables así como aprovechar una posible caída de los precios de la energía en las horas centrales del día -cuando se produce una mayor irradiación solar- para reforzar la garantía de suministro con estos almacenamientos de energía.

Según los documentos a los que ha tenido acceso este diario, una de las mayores instalaciones será la que promueve Iberdrola en Viana (Galicia). La eléctrica quiere contar con una planta de bombeo con una potencia de 900 MW.

La central se ubicará en la margen izquierda del río Conso, entre los embalses de Cenza y Bao, concretamente a 10,6 kilómetros de este último embalse. Este emplazamiento pertenece al término municipal de Vilariño de Conso (Ourense), aunque la línea de evacuación discurrirá también por el municipio de Viana do Bolo.

Por ello y atendiendo a los límites de capacidad de evacuación de generación en la subestación de Viana, REE ha propuesto la modificación con carácter excepcional del Plan de desarrollo de la red de transporte eléctrica 2021-2026 para la inclusión de nuevas posiciones que permitan la evacuación de esta futura central de forma segura para el sistema.

En Galicia aparece también un proyecto de bombeo liderado por la andaluza Magtel en la zona de As Pontes. En concreto, REE requiere la conexión para una central generación reversible de bombeo en 2026 de 250 MW. En dicha área, la única subestación que cubre las necesidades de conexión desde la red de transporte es la subestación de Puentes de García Rodríguez. Sin embargo, esta instalación no es ampliable y además no dispone de capacidad de evacuación de generación. Por esta razón, se propone una nueva subestación -Maciñeira- como entrada-salida de la línea Boimente-Mesón do Vento para la conexión de esta central de bombeo y las nuevas demandas.

En Asturias, **EDP y Endesa formaron la alianza Saltos del Narcea para impulsar una planta de 800 MW** que también ha pasado a formar parte de este plan para acelerar la construcción de almacenamientos en la zona de Salime. La capacidad de acceso se encuentra actualmente limitada a 707 MW.

Por otro lado, EDP cuenta con un proyecto propio en la zona de La Barca al igual que la andaluza Magtel, que cuenta con otro de 265 MW, por lo que REE ha considerado necesario reforzar también esta conexión para que al menos un nuevo bombeo pueda conectarse.

Otro de los puntos que pueden contar con una de estas gigabaterías es la Alcarría. Red Eléctrica ha pedido el refuerzo de la subestación de Budía con la vista puesta en un proyecto que se está tramitando ya en el Ministerio de Transición Ecológica con una potencia de 1.080 MW.

Red Eléctrica reforzará también el eje de 220 kV entre Magallón y Montetorrero con la intención de dar acceso a la planta de bombeo que impulsa la Comunidad de Regantes de Dehesa de Ganaderos en Garrapinillos (Zaragoza) y que supondría la construcción del proyecto "Dehesa de Ganaderos", un almacenamiento de energía con una potencia de 95 MW que permitiría mejorar los regadíos. Este desarrollo lo impulsa la empresa Proyectos Hidráulicos y energéticos.

Con todos estos proyectos se **incrementaría la capacidad de almacenamiento en 3.400 MW.**

18.- España hace historia y genera más de la mitad de su electricidad con renovables.

lainformacion.com, 19 de diciembre de 2023.

El país terminará 2023 con una cuota renovable del 50,8 % del "mix" nacional, lo que supone 8,6 puntos porcentuales más que en el ejercicio anterior, y una generación superior a los 135.000 gigavatios hora (GWh).

- **El tapón burocrático dispara hasta un 50% el coste de la hectárea para la fotovoltaica.**
- **Hacienda dará incentivos a las renovables para mantener el impuesto energético.**



España hace historia en materia energética. Por primera vez generará en un año más de la mitad de su electricidad mediante fuentes renovables. En concreto, **la cuota 'verde' en el 'mix' de generación se situará en el 50,8%**, lo que supone un incremento de 8,6 puntos porcentuales en comparación con el año anterior, y una producción de 135.000 gigavatios hora (GWh).

Así lo ha avanzado el Ministerio para la Transición Ecológica en su cuenta de X (antes Twitter), en base a las estimaciones de Red Eléctrica que, como cada ejercicio, adelanta las **principales magnitudes del sistema** que se elaboran a partir de datos preliminares a 14 de diciembre.

Las energías renovables ya representaron el 42,1% del 'mix' de producción el año pasado, con 116.695 GWh, después de que la eólica y la fotovoltaica cerraran el ejercicio pulverizando sus récords de generación y compensaran la fuerte caída de la hidráulica por la sequía.

En este contexto, **Red Eléctrica ya anticipó en marzo que en 2023 se llegaría por primera vez al 50% de generación con energías 'verdes'**. "Estas cifras son la prueba irrefutable de que la transición ecológica avanza con paso firme en nuestro país. Nos hemos convertido en un auténtico referente europeo en integración de renovables: somos el segundo país que más energía eólica y solar genera. Pero debemos seguir trabajando para cumplir con los objetivos marcados con horizonte 2030", ha señalado la presidenta del operador del sistema eléctrico, Beatriz Corredor, en un comunicado.

Las renovables copan el 60,8% de la potencia del parque

El parque generador de energía limpia supone ya el 60,8% sobre el total del sistema eléctrico nacional, con **76.605 megavatios (MW) instalados** de hidráulica, hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica, solar térmica, residuos renovables y otras renovables, según datos de Red Eléctrica consultados por este medio. Red

Eléctrica ha subrayado que en el cómputo renovable, **en 2023 ha vuelto a ser especialmente significativa la aportación de la eólica y la solar fotovoltaica**. Según las estimaciones, ambas tecnologías superarán sus máximos tanto de producción como de participación en el 'mix'.

La **solar fotovoltaica ya consiguió en verano frenar lo que podría haber sido un 'pico de pato'** como consecuencia del incremento del consumo por las altas temperaturas y la falta de viento.

De hecho, en julio, los precios de la electricidad se contuvieron en plena ola de calor y mayor producción de los ciclos combinados, con niveles muy inferiores a los vividos el año pasado bajo la misma situación.

Sin embargo, la eólica ostentaría el liderazgo de la estructura de generación, anotando una **cuota de casi el 24% y un registro cercano a los 63.700 GWh**. Por su parte, la fotovoltaica se situaría en el cuarto lugar del 'mix' con un 14% y su producción superaría los 37.000 GWh, casi un 34% más que en 2022.

Los **primeros puestos de la estructura de generación los completarían la nuclear - en segunda posición con un 20% - y el ciclo combinado - tercera en el ranking con un 17%-**, tecnologías que experimentan un descenso en su producción en 2023. En quinta posición se situaría la hidráulica (9,5% del 'mix') que, gracias al incremento de las precipitaciones, alcanzaría los 25.500 GWh. Se trata de una cifra superior a la anotada en 2022 ya que fue un año especialmente seco, circunstancia que conllevó a la mínima producción hidráulica desde que se tienen registros.

Producción libre de emisiones cercana al 72%

Gracias al aporte renovable, **este ejercicio culminará como el de menores emisiones de CO2 equivalente derivadas de la producción de electricidad**. Las previsiones apuntan a una cifra inferior a 32 millones de tCO2 equivalente, lo que significaría un descenso por encima del 28% respecto a 2022. Este dato supondría que la producción libre de emisiones alcanza el 72% de toda la generación.

Según el operador del sistema eléctrico, en 2023, **el concepto "récord" ha estado ligado a las energías renovables de manera permanente**, porque han batido todas sus marcas. En este sentido, y teniendo en cuenta los registros de Red Eléctrica, enero fue el mes más renovable de la historia, en el que más GWh de origen renovable se produjeron, hasta un total de 13.542 GWh. Por su parte, el reciente mes de noviembre ha sido el que ha anotado la mayor cuota de estas tecnologías en el mix (59,6%). Finalmente, el 3 de noviembre fue máximo histórico de participación renovable diaria (73,5%).

Récords diarios a lo largo del año

Por otra parte, a lo largo de este año se han registrado otros récords diarios significativos: el **11 de noviembre**, de cuota de producción eléctrica libre de emisiones (87,9%); el 26 de octubre, de cuota de generación eólica diaria (53,8%); y el 10 de junio, de cuota de producción fotovoltaica (22,4%).

Bajo la **actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)**, que aún puede sufrir modificaciones, el Gobierno elevó al 81% el objetivo de generación eléctrica mediante fuentes renovables para 2030, frente al 74% que establecía el documento anterior, debido a la mayor integración de energías limpias en el sistema eléctrico, el almacenamiento, el crecimiento del autoconsumo y la aportación del hidrógeno 'verde' que permitirá descarbonizar otros usos fósiles existentes. El documento establece una potencia total instalada en el sector eléctrico de 214 GW para final de década, entre los que destacan 62 GW eólicos y 76 GW de solar fotovoltaica.

- **La demanda de energía eléctrica experimentaría un descenso del 2,1% en este 2023 respecto al año pasado, una vez tenidos en cuenta los efectos de la laboralidad y las temperaturas. En términos brutos, la demanda podría situarse alrededor de los 244.000 GWh, un 2,6% menos que en el 2022, según los datos preliminares de Red Eléctrica. Por otro lado, por segundo año consecutivo, se prevé que el sistema eléctrico español cierre el ejercicio con un saldo exportador cercano a los 15.000 GWh, por sus intercambios internacionales, fundamentalmente con Francia y Portugal.**

19.- Iberdrola termina instalación de todos los aerogeneradores del parque eólico marino de Saint-Brieuc (Francia).

elperiodicodelaenergia.com, 19 de diciembre de 2023

El parque está dotado de una inversión de 2.400 millones y tendrá una producción de 1.820 gigavatios hora (GWh) al año.



Iberdrola ha **concluido** la instalación de los 62 aerogeneradores con una capacidad total instalada de 496 megavatios (MW) del parque eólico marino de Saint-Brieuc (Francia).

Dotado de una inversión de 2.400 millones de euros, el parque tendrá una producción de 1.820 gigavatios hora (GWh) al año, con los que cubrirá la demanda energética de 835.000 personas (incluida la calefacción), lo que supone el 9% del consumo total de electricidad de Bretaña.

En total, los 62 aerogeneradores se extienden sobre una superficie de 75 kilómetros cuadrados situada a unos 16 kilómetros de la costa francesa.

En concreto, el barco instalador de **Fred Olsen** colocó el último aerogenerador de 8 MW el pasado 17 de diciembre de 2023.

Los aerogeneradores de Iberdrola

Los trabajos de instalación de los aerogeneradores, que comenzaron el pasado mayo, se han desarrollado en 18 viajes en los que se han trasladado tres o cuatro componentes cada vez.

La puesta en servicio técnica del parque eólico se está realizando por tramos.

Comenzó con la conexión de la primera turbina a la red nacional en julio. Actualmente, el 20%, correspondiente al primer tramo, ya está operativo.

Un segundo tramo del 50% se completará a principios de 2024, y alcanzará el 100% en el primer trimestre de 2024.

“Estamos especialmente orgullosos del trabajo realizado por nuestros equipos en el plazo inicialmente anunciado. Iberdrola demuestra una vez más su capacidad para llevar a cabo un proyecto de gran envergadura aquí, en Bretaña, y confirma al mismo tiempo su estatus de líder en energía eólica marina”, ha afirmado el director de eólica marina de Iberdrola Francia, Stéphane Alain Riou.

Saint-Brieuc, que se está construyendo junto a Ailes Marines, es el primer parque eólico marino francés y el cuarto de Europa que desarrolla y construye el grupo.

Iberdrola construye actualmente en el Reino Unido el parque eólico East Anglia 3, de 1,4 GW de capacidad, y el parque eólico Vineyard, de 800 MW, en Estados Unidos.

20.- Acciona hará una de las mayores redes de energía verde de Australia, de 6.200 millones.

es.investing.com, 20 de diciembre de 2023



Acciona (BME:ANA), en consorcio con Cobra y Endeavour Energy, han sellado un acuerdo con la compañía estatal australiana EnergyCo para ser el operador preferente de una de las mayores redes de energía verde del país, un proyecto que requerirá una inversión privada de unos 6.200 millones de euros hasta 2030.

El proyecto comprende el diseño, financiación, construcción y operación de la red de transmisión en la zona de energías renovables (REZ) de la Central West Orana (CWO), según ha indicado este miércoles la compañía española.

Está previsto que la nueva infraestructura, una de las mayores redes de distribución de energía renovable de Australia, genere unos 5.000 puestos de trabajo durante la fase de construcción.

La Central West Orana es la primera REZ constituida en Australia y cubre una extensión de 20.000 kilómetros cuadrados.

Inicialmente supondrá el despliegue de hasta 4,5 GW de capacidad de red, que se ampliarán hasta 6GW en 2038.

A principios de mes, Acciona, en alianza con Genus, fue también seleccionada en Nueva Gales del Sur, para llevar a cabo la construcción del tramo Este de la línea de transmisión eléctrica de Humelink.

El proyecto comprende el diseño y la construcción de 237 kilómetros de líneas aéreas de transmisión y la modernización de una subestación de 500 kV, con un presupuesto de inversión de unos 850 millones de euros.

Acciona atesora más de veinte años de experiencia en financiación, diseño y construcción de redes de transmisión y subestaciones eléctricas tanto en España como en países como Kenia, México o Perú.

Recientemente, Acciona, en consorcio con ACS (BME:ACS) (anterior dueño de Cobra) y AE., se adjudicaron el proyecto de mejora de la carretera australiana de circunvalación M80 por un valor cercano a los 2.330 millones de euros.

Además, también junto a ACS, y en alianza con la italiana Ghella han ganado el primer gran paquete de túneles para un proyecto ferroviario en el estado australiano de Victoria por cerca de 2.200 millones de euros.

21.- Iberdrola lanzará la actualización de su plan estratégico el próximo 21 de marzo.

elconfidencialdigital.com, 20 de diciembre de 2023.

Iberdrola celebrará su Capital Markets Day el próximo 21 de marzo, en el que avanzará la actualización de su plan estratégico y previsiones para los próximos años, informó la compañía a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

En noviembre de 2022, Iberdrola anunció un plan de inversiones récord de 47.000 millones de euros durante el periodo 2023-2025 basado en más redes eléctricas y en crecer de forma selectiva en renovables, para acelerar la transición energética.

En concreto, el crecimiento de esa estrategia estaba basado en inversiones orgánicas en todos los mercados, destinando un 80% a países con calificación 'A', con marcos regulatorios estables y ambiciosos objetivos de electrificación.



Estados Unidos se marcaba como el principal destino inversor para estos tres años, con el 47% de la cifra total, seguido de Reino Unido (16%) y España (13%).

La energética preveía unas inversiones de 17.000 millones de euros en renovables para alcanzar los 52 gigavatios (GW) de capacidad al final del periodo.

Para finales de la década, el grupo presidido por Ignacio Sánchez Galán prevé superar los 65.000 millones de euros en activos de redes y los 100.000 megavatios (MW) de capacidad, más del 80% renovable, gracias a nuevas inversiones de entre 65.000 y 75.000 millones entre 2026 y 2030.

Iberdrola registró un beneficio neto de 3.637 millones de euros en los nueve primeros meses del año, lo que representa un incremento del 17,2% con respecto al mismo periodo del ejercicio pasado -un 22,4% excluyendo el extraordinario derivado de la venta de parte del negocio en México-, y apunta así a unas ganancias récord para este ejercicio 2023.

OTRAS NOTICIAS DE INTERES DEL SECTOR ENERGETICO: (CLICAR EN EL TITULAR):

- 1.- España durante la crisis: cuatro lecciones para la arquitectura de seguridad energética de la UE.
- 2.-La eólica evitó la emisión de 32 millones de toneladas de CO2 en España en 2022.
- 3.- Cristina Torres-Quevedo, directora financiera de UNEF: "La clave del éxito de la fotovoltaica está en el almacenamiento energético".
- 4.- La Unión Europea invertirá 65 millones de euros en tecnologías limpias.
- 5.- ESTOS SON LOS DOS SECTORES QUE, SÍ O SÍ, CREARÁN EMPLEO EN ESPAÑA DURANTE 2024.
- 6.-Tecnología y salud, guiarán las carteras de inversión en un incierto 2024.
- 7.- 180 años de energía y transformación.
- 8.- Reciclaje de metales y economía circular para cubrir el 67% de la demanda mineral.
- 9.- Normativas ambientales más estrictas para reducir la huella de instalaciones industriales y ganaderas.

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

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

siempre adelante