

Resumen de **Prensa** Sector **Energético**



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

España tendrá que aumentar en un 30% su capacidad de almacenamiento de 2030 a 2050 para hacer seguro el 100% renovable.

elperiodicolaenergia.com
24 de Julio de 2020

El almacenamiento va a ser la próxima gran revolución en el sector energético. Para poder avanzar hacia economías descarbonizadas, el almacenamiento será fundamental para poder integrar sin problemas tanta producción energética procedente de energías renovables.



Según **la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050** que el Ministerio acaba de someter a información pública, « la seguridad de suministro eléctrico se alcanza incrementando la capacidad de almacenamiento en torno a un 30% respecto al que habrá disponible en 2030”.

Todo esto teniendo en cuenta que se cumpla el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030, en el que se prevé que entre en servicio una capacidad de almacenamiento adicional de 6 GW (con un mínimo de dos horas de almacenamiento a carga máxima), así como 5 GW nuevos de centrales solares térmicas con almacenamiento de sales fundidas, cuya composición y funcionamiento precisos se desarrollarán en función de la evolución y disponibilidad tecnológicas.

En la actualidad en España hay instalados 3,3 GW de bombes puros y 2,7 GW de bombes mixtos, además de la capacidad de generación hidráulica regulable, y por qué no decirlo, las actuales interconexiones eléctricas que funcionan prácticamente como una batería para solucionar problemas de abastecimiento si fuese necesario.

Según el Gobierno, el despliegue de las tecnologías de almacenamiento va a requerir el establecimiento de marcos regulatorios sectoriales que proporcionen las señales económicas adecuadas para acometer estas inversiones. Así, será necesario rediseñar los servicios actuales o regular nuevos para la operación de sistema. Dado que actualmente estos servicios están enfocados a la operación flexible de centrales basadas en combustibles fósiles y en el futuro estos servicios serán proporcionados por energías renovables, por el almacenamiento en alguna de sus formas, así como por la gestión de la demanda.

Por ello, «el objetivo es dotarse de una regulación para fomentar adecuadamente el desarrollo de los mecanismos de flexibilidad, a la vez que ofrece la suficiente certidumbre a largo plazo para movilizar las inversiones necesarias».

El almacenamiento se convertirá en una herramienta o tecnología fundamental para el buen desarrollo del sistema eléctrico. De esta manera, el almacenamiento será necesario para dar respuesta a los servicios de ajuste del sistema: la regulación de frecuencia, la regulación de tensión, la reserva rodante, la regulación secundaria o la potencia adicional a subir.

Según el informe del Ministerio para la Transición Ecológica, «es previsible que la importancia y el valor económico de estos servicios se incrementen al aumentar la tasa de penetración de renovables».

Aparte de ello, y de otras soluciones como el apoyo a la generación, o incluso para los consumidores domésticos tras el contador en el caso del autoconsumo, será fundamental que el almacenamiento sea estacional. El almacenamiento estacional se refiere a la variabilidad de la generación dentro del año y a la variabilidad interanual.

Con las tecnologías que se conocen en la actualidad, todo apunta a que será necesaria una combinación de soluciones de almacenamiento de energía, incluyendo el “Power to Gas”, el bombeo hidráulico, el almacenamiento térmico, el hidrógeno u otras; además del almacenamiento que proporciona la hidráulica regulable.

A la espera de reducir costes

El Gobierno reconoce en la Estrategia de Descarbonización a 2050 que los actuales costes del almacenamiento son altos, de momento. Y que hay que esperar un poco para que se hagan rentables las inversiones.

Así, y según explica el Gobierno, ya existen en la actualidad bombeos hidroeléctricos operando que son económicos y algunos nuevos proyectos de bombeo se sitúan en el límite de la rentabilidad.

«La energía termosolar con almacenamiento ha evolucionado positivamente en sus costes, no obstante, a precios actuales de mercado, no resulta todavía rentable si el almacenamiento no tiene un valor económico más elevado», afirma el Ministerio.

Las baterías, por su parte, aunque están disminuyendo sus costes muy rápidamente, todavía no son competitivas para la mayoría de las aplicaciones. No obstante, existen algunos nichos, como ciertos servicios de red o el uso “behind the meter”, donde cada vez están más cerca de ser una opción económica viable.

Eso sí, el potencial para la reducción de coste de las tecnologías emergentes es muy significativo. De acuerdo con un estudio de la Agencia Internacional de Energías Renovables el coste total de instalación de las baterías de iones de litio (Li-Ion) para uso estacionario podría reducirse entre un 54% y un 61% hasta 2030.

En todo caso, la rentabilidad depende en gran medida de la intensidad y el diseño de las señales de precios y mecanismos de mercado en los que pueda participar el almacenamiento. Por ello, es necesario que la regulación del mercado en las próximas décadas proporcione el marco y señales adecuadas para hacer alinear la rentabilidad de los distintos tipos de instalaciones con las necesidades del sistema.

CNMC aprueba metodología de peajes transporte, redes locales y regasificación

Eldiario.es
25 de Julio 2020

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha aprobado la circular que establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural, tras un segundo trámite de audiencia para incorporar modificaciones y dar su dictamen favorable el Consejo de Estado.



El Boletín Oficial del Estado (BOE) ha publicado este sábado la circular con la nueva metodología después de que el Consejo de Estado haya dictaminado su conformidad con el derecho de la UE en lo que se refiere al descuento del 13,9 % de los peajes de capacidad para la entrada en la red de transporte desde las plantas de gas natural licuado (GNL) y las liquidaciones.

El Consejo de Estado consideró necesario un nuevo trámite de consulta para cumplir las exigencias de información previstas en el reglamento de la UE de armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas.

La circular finalmente aprobada establece las reglas para asignar los costes de regasificación, transporte y distribución.

En el caso de la retribución del transporte troncal, se asigna a los peajes de transporte siguiendo la metodología de distancia ponderada por capacidad.

La retribución del transporte no troncal, del secundario y de la distribución se asigna a los peajes de redes locales, y tiene en cuenta la capacidad -en la medida en que la red se dimensiona para atender la demanda máxima de los consumidores- y los puntos de suministro, ya que los costes de captación y del ciclo comercial están en función del número de suministros.

Los costes relacionados con los puntos de suministro (lectura de contadores, facturación y cobro) se asignan de forma proporcional al número de consumidores, mientras los de las redes se asignan en función de un modelo de red simplificado, de forma que cada consumidor pague por el uso de las redes a las que está conectado y las que usa para su suministro.

Para retribuir la actividad de regasificación, se asignan los peajes de cada uno de los servicios prestados por las distintas instalaciones, se tiene en cuenta el uso de las infraestructuras empleadas en cada uno de ellos, así como si están sometidos a competencia internacional, con el fin de maximizar el uso de las infraestructuras y preservar la suficiencia de ingresos para recuperar la retribución reconocida a cada actividad.

La circular también contempla un peaje específico no vinculado a la prestación de servicios a través del cual se recuperan costes de naturaleza hundida, como la retribución por continuidad de suministro, la asociada a la regasificadora del puerto del Musel, en Gijón, y los impactos que se puedan derivar de sentencias de los tribunales.

Los peajes son la contribución que corresponde pagar a los consumidores, tanto particulares como empresas, para cubrir la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución de gas.

Los nuevos peajes de regasificación se aplicarán a partir del 1 de octubre de 2020, mientras que los de transporte y distribución no serán de aplicación hasta el 1 de octubre de 2021, una vez se disponga de la metodología de cargos (pagos relacionados con aspectos regulados del sistema en la factura) que debe establecer el Ministerio para la Transición Ecológica.

Entre el 1 de octubre de 2020 y el 30 de septiembre de 2021, serán de aplicación la estructura y reglas de facturación de los peajes de acceso vigentes, si bien los términos fijos y variables de los de transporte y distribución podrán modificarse para asegurar la sostenibilidad financiera del sistema gasista y para ello se tendrá en cuenta el resultado de la metodología de la circular.

Naturgy cierra el arbitraje de Qatar Gas sin impacto para sus cuentas

El Economista, 25 Julio 2020

Naturgy cierra definitivamente el enfrentamiento que mantenía con Qatar Liquefied Gas Company sin impacto significativo en sus cuentas, tal y como refleja su Informe de auditoría del primer semestre.

El pasado mes de junio se dictó un segundo laudo arbitral, adicional a otro de febrero de 2018, que se traduce en un incremento del 3,65% en el precio pagado en España. Adicionalmente, el laudo permite la comercialización de gas en diferentes terminales de Europa, como Francia, Reino Unido o Bélgica.

Naturgy –por entonces Gas Natural Fenosa– y Qatar estaban enfrentadas desde 2013, año en que el país árabe reclamó una subida de precio para sus suministros de gas a largo plazo, un contrato de 20 años de duración firmado en 2004 por un total de 2 bcm. En 2015 la empresa y el país alcanzaron un principio de acuerdo, pero el litigio se ha mantenido vivo hasta ahora.

La empresa presidida por Francisco Reynés está renegociando su cartera de aprovisionamiento de gas a largo plazo.

El sector energético, en plena ebullición.

Lavanguardia.com
26 de Julio de 2020

España tiene previsto invertir unos 240.000 millones en 10 años para acometer la transición energética y las empresas van a jugar un papel clave

El sector energético se mueve a la velocidad de la luz. Aunque en el mercado doméstico predominan grandes eléctricas como Iberdrola, Endesa, Naturgy o EDP, los gestores de las redes (Enagás, REE y CLH) y las grandes petroleras (Repsol, Cepsa y BP), existen decenas de empresas trabajando con las renovables, así como 300 pequeñas distribuidoras (buena parte de ellas ubicadas en Catalunya), por no olvidar nombres de compañías como Acciona, Siemens Gamesa, o ACS Cobra, que son líderes en sus respectivos mercados. Poco a poco han ido apareciendo nuevos jugadores, como Factor Energía y Hola Luz, entre otros, que van robando terreno a las compañías tradicionales ofreciendo servicios de luz y gas a precios muy competitivos a los ciudadanos.



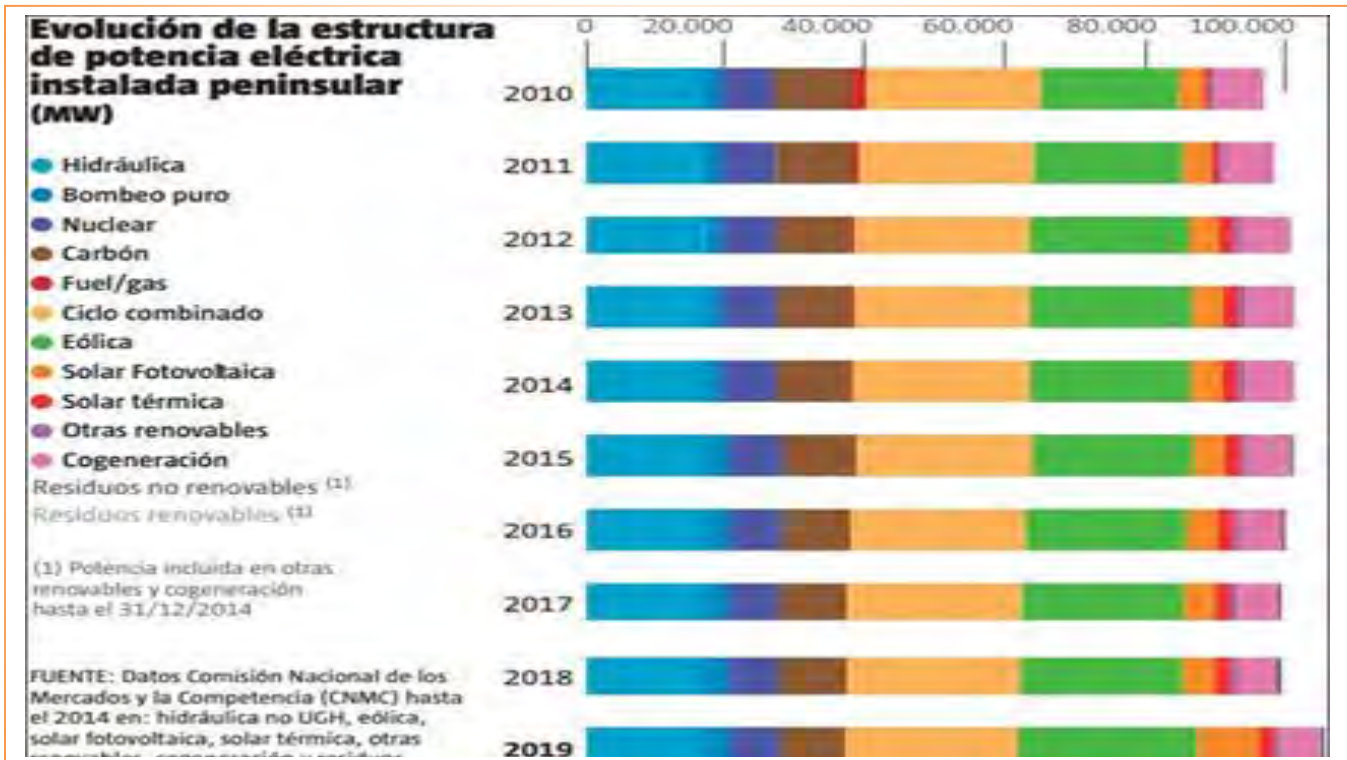
“Las empresas han mostrado una gran resiliencia a la actual crisis”, opina Juan López Cardenete

Se trata de uno de los negocios que siempre tienen en el punto de vista los fondos de capital riesgo. Entran y salen de estas empresas porque cuentan con ingresos recurrentes, que les ofrecen la rentabilidad prevista una vez que ha vencido el plazo de sus vehículos inversores. Precisamente, el fondo Macquarie protagonizó, hace unos días, el último movimiento corporativo de gran escala: vendió a EDP la empresa Viesgo. Una operación valorada en 2.700 millones de euros. Con este movimiento corporativo, que prosigue al que protagonizó Repsol a finales del 2018, cuando adquirió otros activos de Viesgo por más de 730 millones de euros, se abre la pregunta de si todavía hay espacio para una mayor consolidación del sector. Todas las empresas han iniciado la carrera de apostar por la descarbonización, la apuesta por las energías verdes... y el tamaño es importante en estos casos.

“Los movimientos corporativos son una constante en el sector energético”, según Alberto Martín

De hecho, el sector de la energía está llamado a jugar un papel clave en la salida de la actual crisis, puesto que se van a movilizar unos 240.000 millones en 10 años para llevar a cabo la transición energética a la que se ha comprometido España. Se prevé que se pueden generar entre 250.000 y 300.000 nuevos puestos de trabajo. Buena parte de esas inversiones, las llevarán a cabo las grandes eléctricas, en particular en lo que se refiere a las redes de transporte y distribución, grandes parques renovables o sistemas de almacenamiento, aunque también serán claves otros agentes como compañías especialistas de renovables, operadores independientes o los propios consumidores de energía.

Emisiones



Las empresas se comprometen a lanzar cero emisiones de dióxido de carbono en el año 2050 o a compensarlas.

Una de las preguntas que se hacen los expertos es si se va a producir un proceso de mayor consolidación para afrontar la nueva etapa pospandemia porque continuamente hay movimientos de desinversión, acuerdos estratégicos o fusiones entre compañías del sector.

Según Alberto Martín, socio responsable de energía y recursos naturales del KPMG en España, “los movimientos corporativos son una constante en el sector energético. Estamos viendo todo tipo de operaciones que están reconfigurando el sector, desde fondos de inversión entrando en redes de distribución, petroleras comprando activos de producción y clientes en electricidad, como carteras de activos renovables cambiando de manos”. Esta misma semana, Repsol ha anunciado que se alía con un grupo chileno para desarrollar cinco parques de renovables en el país andino.

El futuro del sector pasa, en opinión de Martín, por “una reconfiguración que combinará la emergencia de nuevos jugadores, el desarrollo de nuevos modelos de negocio ligados a la descarbonización, el intercambio de activos y la consolidación”.

Distribuidoras Existen más de 300 pequeñas distribuidoras de electricidad, que pueden fusionarse

A juicio de Carlos Fernández Landa, socio responsable de energía en PwC, se “va a producirse una gran actividad de M&A porque el sector energético está en plena transformación, con la entrada de nuevos *players*, el desarrollo de nuevas tecnologías como el almacenamiento por baterías o el hidrógeno y en paralelo la electrificación de algunos sectores, como el transporte, todo ello en medio de una revolución digital”.

“El sector energético va a jugar un papel capital en la salida de la crisis”, según Carlos Fernández Landa

Hay que recordar que los márgenes de beneficio en electricidad y gas son muy apretados, por lo que los precios dependen sobre todo de la evolución de los componentes clave del coste de la energía: precio del petróleo, del gas natural, del CO₂... De ahí que se haya abierto una guerra entre las compañías que operan en España por captar clientes. Tratan de sacarlos del mercado con precios regulados al mercado libre bajo el argumento de ofrecer un servicio mejor y más adaptado a sus necesidades en términos de precio fijo a variable, horas de consumo, servicios adicionales, oferta multiproducto...

“La Covid nos ha enseñado cómo va a ser la generación eléctrica del futuro”, dice Pekka Tolonen

En definitiva, que el sector vive en un ambiente de fuertes transacciones y con capacidad y ambición para invertir. “La clave es darles un marco regulatorio estable y predecible, una planificación adecuada y una fiscalidad razonable para que se incrementen las inversiones”, sentencia Carlos Fernández.

Para el profesor del Iese, Juan Luis López Cardenete, experto energético, “las empresas del sector energético han mostrado una gran resiliencia a la actual crisis de la Covid-19 y ahora todas abogan por la descarbonización, la electrificación y la captura de eficiencias”. Carlos Fernández lo tiene claro: “El sector energético va a jugar un papel capital en la salida de la crisis. La transición energética y la lucha contra el cambio climático es un eje fundamental de la agenda europea y la competitividad del sector en España es altísimo”. En la misma línea se manifiesta el experto energético Pekka Tolonen, directivo de la empresa finlandesa Wärtsilä “el papel de las compañías energéticas va a ser vital para la recuperación de la economía. En su opinión, “la Covid nos ha enseñado cómo van a ser los sistemas de generación del futuro, puesto que el consumo de electricidad ha bajado temporalmente y esto ha contribuido a que la proporción de las renovables haya crecido”. A lo que añade: “Si existe mayor proporción de renovables, los consumidores se benefician de electricidad más barata y limpia, con lo que los negocios pueden ser más competitivos y atractivos”.

Las renovables ganan peso

Las energías renovables generaron el 40% de la electricidad de los 27 países de la Unión Europea en la primera mitad de este año, superando por primera vez a los combustibles fósiles, que aportaron el 34%, según un informe del grupo ambientalista Ember, ubicado en Londres.

Como resultado, las emisiones de dióxido de carbono del sector eléctrico cayeron 23%.

El aumento es significativo y alentador para los legisladores mientras Europa se prepara para el gasto de miles de millones de euros para recuperarse del virus y dirigir al bloque hacia la neutralización de su huella de carbono a mediados de siglo.

“Esto marca un momento simbólico en la transición del sector eléctrico de Europa”, dijo Dave Jones, analista de electricidad en Ember. “Para países como Polonia y República Checa, a quienes se les está dificultando salir del carbón, ahora hay una vía clara”.

Si bien la demanda de energía se desplomó, la producción de parques eólicos y solares aumentó debido a que más plantas se alinearon con un clima ventoso y soleado. Al mismo tiempo, las condiciones húmedas impulsaron la energía hidroeléctrica en Iberia y los mercados nórdicos.

Esas condiciones ayudaron a las energías renovables a convertirse en una rareza positiva en medio de todo el tumulto económico.

Iberdrola negocia elevar su participación en el 'megaproyecto' eólico marino de Park City Wind

Expansión.com
26 de Julio de 2020



Participará en la subasta de nueva capacidad 'offshore' de Nueva York por hasta 2,5 GW.

Iberdrola está en negociaciones con el fondo Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) para elevar su participación en el 'megaproyecto' eólico marino de 'Park City Wind', de 804 megavatios (MW) y que se llevará a cabo en la costa del Estado de Connecticut (Estados Unidos).

Esta posibilidad de ampliar su apuesta por la eólica marina en Estados Unidos, una tecnología y un país estratégico para Iberdrola, se ha abierto después de que su socio haya mostrado su deseo de desinvertir en el proyecto, existiendo una opción de venta.

El grupo presidido por Ignacio Sánchez Galán es socio de CIP en 'Park City Wind', un proyecto cuya inversión supondrá unos 1.200 millones de euros, a través de Vineyard Wind, sociedad participada al 50% por Avangrid -filial estadounidense de Iberdrola- y el fondo y encargada del desarrollo del parque eólico marino.

En la conferencia con analistas para presentar los resultados del primer semestre de este año, los directivos de Avangrid confirmaron la existencia de estas conversaciones con CIP y subrayaron que este tipo de operaciones sobre la participación de proyectos de esta escala "no es inusual" en la industria eólica marina.

'Park City Wind', junto al proyecto de 'Vineyard Wind' en aguas de Massachusetts de 800 MW, es pieza clave en la apuesta de Iberdrola por el desarrollo de la tecnología 'offshore' (marina) en Estados Unidos.

El pasado mes de mayo, el proyecto ya dio un paso de gigante en su desarrollo al alcanzar un acuerdo de compraventa de energía a largo plazo ('PPA', por sus siglas en inglés) para el parque con las compañías de distribución eléctrica estatales Eversource Energy y United Illuminating.

Este acuerdo debe ahora recibir, previsiblemente a finales del verano, el visto bueno del regulador del sector de servicios públicos del Estado de Connecticut (PURA).

El grupo cuenta en Estados Unidos con una cartera potencial de proyectos ('pipeline') de 4,9 gigavatios (GW) en eólica marina. Junto a 'Park City Wind' y 'Vineyard Wind', que en junio también recibió un espaldarazo al salir del 'bloqueo' en que se encontraba por el Gobierno de Trump con el lanzamiento del estudio ambiental federal adicional del que estaba pendiente, Iberdrola también lleva a cabo el proyecto 'Kitty Hawk', en aguas de Carolina del Norte y Virginia y que cuenta con un potencial de 1.486 MW de capacidad eólica marina.

Asimismo, la energética aspira a participar en la nueva subasta de capacidad eólica marina anunciada por el Estado de Nueva York, que pondrá en juego hasta 2.500 MW. Nueva York se ha fijado como objetivo contar con hasta 9 GW de energía renovable en el horizonte de 2035.

Apuesta por la eólica marina

La cartera de proyectos en todo el mundo de Iberdrola ronda los 12,4 GW, más una opción sobre otros posibles 9 GW acordados con la compañía sueca Svea Vind Offshore AB (SVO), siendo los tres ejes principales de desarrollo del grupo el Mar del Norte, el Mar Báltico y Estados Unidos.

Actualmente, el grupo ya tiene en operación tres parques eólicos marinos: West of Duddon Sands, puesto en marcha en 2014 en el mar de Irlanda; Wikinger, en funcionamiento desde diciembre de 2017 en aguas alemanas del mar Báltico y East Anglia One, en aguas del Reino Unido, del que se han instalado los 102 aerogeneradores y que ya está produciendo electricidad. Con 714 MW de capacidad y una inversión de 2.400 millones de libras, será capaz de atender el suministro eléctrico de 630.000 hogares ingleses.

A estos nuevos parques se sumará Saint-Brieuc, en aguas francesas, cuya entrada en operación se prevé para 2023. Tendrá una potencia de 496 MW y estará ubicado frente a la costa de la Bretaña francesa, 20 kilómetros mar adentro.

Asimismo, la empresa se hizo en Alemania, en abril de 2018, con dos nuevas instalaciones en el Báltico con una potencia total de 486 MW: Baltic Eagle y Wikinger Süd.

Además, a finales del año pasado anunció que va a desarrollar un nuevo macrocomplejo eólico en East Anglia, denominado East Anglia Hub y que incluirá los tres proyectos que tenía en cartera en esa zona: East Anglia One North, East Anglia Two y East Anglia Three. Con 3.100 MW de potencia instalada, requerirá una inversión de alrededor de 6.500 millones de libras y está previsto que su construcción, que durará cuatro años, arranque en 2022.

La central de bombeo Chira-Soria se encarece un 30% hasta 390 millones por tener que soterrar la línea de conexión

Elperiodicodelaenergia.com
27 de Julio de 2020

La central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria, proyecto de Red Eléctrica de España, se ha encarecido un 30% por tener que realizar una serie de cambios y así poder gratificar tanto al Cabildo de Gran Canaria como a los ecologistas. Ahora, parte de la línea de conexión del mismo irá soterrada y por tanto el coste de la central ha pasado de 300 millones de euros a más de 390 millones de euros.

El BOE acaba de publicar la solicitud de los trámites administrativos de REE por el que se somete a información pública la solicitud de Autorización Administrativa, Declaración de Impacto Ambiental y la Declaración, en concreto, de Utilidad Pública, de la instalación eléctrica denominada «Central Hidroeléctrica de Bombeo Chira – Soria. Reformado del Proyecto de Construcción. Modificado II».



El proyecto contempla la construcción de una central hidroeléctrica de bombeo de 200 MW (que representa alrededor del 36% de la punta de demanda de Gran Canaria) y 3,2 GWh de almacenamiento, una estación desalinizadora de agua de mar y las obras marinas asociadas, así como las instalaciones necesarias para su conexión a la red de transporte. Según consta en la documentación del proyecto, la central hidroeléctrica, alojada en caverna, estará constituida por 6 grupos turbobomba reversibles de 33,3 MW de potencia unitaria en modo turbinación y 36,7 MW en modo bombeo.

Como novedad para la línea de conexión, el proyecto incluye una alternativa optimizada tras el último proceso de información pública, que persigue proteger el patrimonio y poner en valor el paisaje y los hábitats del suelo. Dicha alternativa suprime el tramo aéreo que discurría por la zona de mayor valor paisajístico al utilizar una galería para integrar el trazado inicial de la línea de conexión de 220 kV hasta el emboquille del túnel, situado en el barranco de Arguineguín, de forma que quedan ocultas todas las infraestructuras y las líneas eléctricas en la zona de las presas.

Se eliminan, asimismo, el 100% de los apoyos que discurrían por el parque rural/ZEC (Zona de Especial Conservación) del Nublo II, en el ámbito de las presas.

Según la modificación presentada ante las administraciones, habrá una línea aérea/subterránea a 220 kV, doble circuito, entre la Central Chira-Soria y la Subestación Santa Águeda, también propiedad de REE.

El proyecto presentado viene acompañado de un estudio de impacto socioeconómico. Según la metodología utilizada por Red Eléctrica, se estima la creación de empleo vinculada con la construcción de la central en 4.366 puestos de trabajo, de los cuales, 3.518 se generarían en Gran Canaria (1.423 puestos directos, 1.987 indirectos y 109 inducidos).

Además, la ejecución del proyecto asegura los recursos hídricos para el funcionamiento del bombeo mediante la desalinización en una nueva planta en Arguineguín, que aprovecha la capacidad de las presas del Cabildo, especialmente la de Soria.

Grandes beneficios

La central de bombeo Chira-Soria proporcionará una mayor garantía de suministro de Gran Canaria, al aumentar la potencia instalada, y refuerzo de la seguridad del sistema energético, elemento fundamental para un sistema eléctrico aislado y, por lo tanto, más vulnerable como el sistema canario. Además, en caso de interrupción del suministro permitirá agilizar y reducir drásticamente los tiempos de reposición.

Asimismo, la central incrementará la integración de energías renovables, al disponer de una instalación esencial para



Presa de Chira Soria en Gran Canaria

aprovechar los excedentes de energías renovables e integrar una mayor cantidad de energía autóctona. La central de bombeo en 2026 (cuando ya esté a pleno funcionamiento) aumentará un 37% la producción de renovable, sobre la que se generaría sin la existencia de la instalación, elevando la cobertura media anual de la demanda hasta el 51% con generación renovable, que en momentos puntuales podrá ser mucho mayor. Ello provocará una reducción adicional de emisiones anuales de CO₂ de un 20%.

Además, el proyecto dará a la isla mayor independencia energética y un ahorro en los costes variables de generación de 122 millones de euros anuales al reducir las importaciones de combustibles fósiles, más caros y contaminantes.

Para las Islas Canarias, el PNIEC fija que la contribución en el *mix* eléctrico de las centrales de combustible fósil en el año 2030 se reducirá, al menos, un 50% respecto de la situación actual.

En los últimos años, el archipiélago ha multiplicado por tres la potencia eólica instalada, que sumada a la fotovoltaica hacen un total de 615 MW. Esto ha significado que la cobertura de la demanda con renovables haya pasado de un 7,8 % en 2017 a un 16,5 % en 2019.

Por ello, la construcción de la central hidroeléctrica de bombeo de Chira-Soria será clave para impulsar la transición energética en Canarias, y avanzar hacia un nuevo modelo energético, más seguro, eficiente, descarbonizado y respetuoso con el medio ambiente.

Naturgy reduce más de 1.000 empleos en el semestre del coronavirus

ECONOMIADIGITAL
27/07/2020

Las eficiencias de Francisco Reynés en Naturgy han afectado a la plantilla, que se ha reducido un 30% durante su presidencia



Una de las señas de identidad de la presidencia de **Francisco Reynés** en **Naturgy** han sido las eficiencias. Se han traducido de muchas maneras: reducción de costes operativos, cambios de sede, simplificación de la estructura directiva, venta de algunos negocios y filiales poco rentables y también reducción de plantilla. El presidente de la energética empezó fuerte en 2018 pero no ha aflojado y la primera mitad del año han abandonado el grupo más de 1.000 personas.

Según refleja el informe de resultados del primer semestre, a 30 de junio Naturgy tenía 10.763 empleados en todo el mundo. Es decir, 1.084 menos que cuando empezó el año, por lo que el descenso es del 9%. Las causas son las políticas de eficiencia y también la reducción del perímetro de la compañía, que al vender

el negocio en algunos países ha dejado de tener trabajadores allí.

Es difícil saber el número de despidos en Naturgy porque no ha presentado ningún expediente de regulación de empleo. Al ser escalonados y en muchos países distintos, no ha tenido la necesidad de hacerlo. Tradicionalmente ha optado por salidas pactadas con negociación individualizada y algunas prejubilaciones **esquivando siempre un ERE** que podría generar conflicto y mala imagen para la compañía participada por **La Caixa** y los fondos **GIP** y **CVC**.

Naturgy ha perdido 4.600 empleados en dos años y medio entre salidas pactadas y venta de filiales

Tras la llegada del actual presidente ejecutivo, en febrero de 2018, la multinacional inició un proceso de salidas voluntarias abierto a toda la estructura al que se apuntaron miles de empleados en todo el mundo; algunos fueron invitados a irse. En total, en la era Reynés la plantilla de Naturgy se ha adelgazado en 4.600 personas, lo que significa un recorte del 30% en dos años y medio. A cierre de 2017 tenía más de 15.000 empleados.

Hay una parte de esta reducción de personal que se debe a que el grupo se ha hecho más pequeño también en lo que respecta a su presencia internacional. Este mismo año ha cerrado la venta de Iberáfrica, su negocio de generación en Kenia, por 57 millones de euros. También ha vendido su participación en algunos activos eólicos en La Rioja a Iberdrola, pero sin duda su gran desinversión en el primer semestre de 2020 ha sido la venta a ENI de la plana de gas de Damietta, en Egipto, por 550 millones.

En la era Reynés las ventas van mucho más allá. Tras la pérdida de Electricaribe en Colombia, cuya nacionalización sigue pendiente del arbitraje de las Naciones Unidas, el presidente decidió salir del todo del país y vender también su negocio de gas. En 2019 también se deshizo de su negocio de gas en Alemania y de su filial en Moldavia.

El crecimiento de Naturgy, cosa del pasado y del futuro

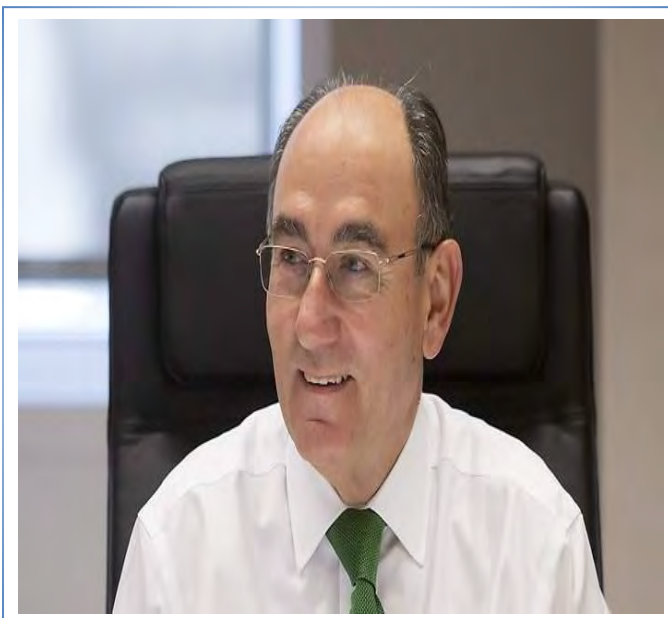
Hay que remontarse al verano de 2008, con la crisis de Lehman Brothers a punto de estallar, para encontrar la última gran compra de la compañía catalana: la de Unión Fenosa. Desde entonces, la antigua Gas Natural no había tenido tan pocos trabajadores como ahora. **Isidre Fainé**, en su breve presidencia de la energética, quería hacerla crecer y se planteó la compra de EDP, pero la operación nunca se llevó a cabo y Fainé dejó paso a Reynés.

Con el actual presidente, las compras se suspendieron. Las prioridades pasaron a ser otras: la eficiencia para maximizar el dividendo. En eso se basó el plan estratégico 2018-2022 anunciado por Reynés hace poco más de dos años. Ahora le dará una vuelta, que detallará en otoño, pero la principal novedad es que **vuelve a plantearse las compras** y tiene una liquidez de 10.000 millones de euros para hacerlo. Así al fin volverá a crecer la plantilla de Naturgy.

Iberdrola aflora otros 277 millones de impacto del Covid-19 y llega a 505 millones

Eleconomista.es
27 de Julio de 2020

Contabiliza el efecto del tipo de interés en las pensiones de sus empleados en EEUU



Iberdrola se ha anotado una provisión de 277 millones de euros por el impacto de la pandemia en el coste de las pensiones de su personal en EEUU, que incrementa hasta los 505 millones el perjuicio sufrido por la Covid-19. La empresa no informó de este ajuste contable durante la presentación de resultados del segundo trimestre porque no afecta a las pérdidas o ganancias, sino al patrimonio.

Iberdrola ha señalado que no puede estimar todos los impactos que está sufriendo por la crisis sanitaria, porque tiene múltiples efectos indirectos, pero la semana pasada divulgó que **calcula en 228 millones la caída de la demanda y el aumento de la morosidad** hasta el 30 de junio. La primera resta 157 millones al resultado bruto operativo (*ebitda*), mientras que la segunda se traduce en una provisión de 71 millones; en el resultado neto, las dos partidas provocan una merma de 153 millones.

El presidente de la compañía, Ignacio Sánchez Galán, explicó durante la multiconferencia con los analistas que confía en recuperar 70 millones de esas pérdidas, dependiendo de las cantidades que los gobiernos le reconozcan para obtener la rentabilidad estipulada para las actividades reguladas. También auguró que se duplicará el volumen de los impagos hasta final de año y que logrará recuperar unos 180 millones en total, considerando también la gestión de la mora.

Posteriormente, la eléctrica ha remitido documentación a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) en la que reconoce un impacto adicional de 277 millones en sus obligaciones por planes de pensiones de prestación definida en EEUU, derivado de fluctuaciones del mercado que achaca explícitamente a la pandemia. En total, los impactos calculados por la compañía ascienden a 505 millones.

Adelanta análisis contables por la situación

Iberdrola ha detectado este deterioro al revisar las hipótesis valorativas de dichas obligaciones, algo que normalmente hace a finales de año, con vistas a la presentación anual de resultados, pero que ha adelantado por lo extraordinario de la situación. Así, ha constatado que la bajada de los tipos de interés al otro lado del Atlántico ha incrementado la cantidad que tendrá que abonar a sus jubilados y ha actualizado en los libros la valoración de los activos afectos, anotándose una provisión por los citados 277 millones.

La bajada del tipo de interés, por otro lado, ha beneficiado a la empresa, al reducir el coste de su deuda referenciada a tipos variables y a la hora de lanzar nuevas operaciones de financiación y liquidez. A 30 de junio, la deuda neta ajustada ascendía a 37.554 millones, con un coste del 3,23%, frente al 3.63% de un año antes.

Peguntada por elEconomista por la razón de que no se mencionara este deterioro en la presentación de resultados, la compañía explica que afecta a las reservas, al patrimonio, y no a la cuenta de pérdidas y ganancias.

La documentación remitida a la CNMV detalla los numerosos impactos y riesgos que la Covid-19 está provocando a la eléctrica, desde retrasos en proyectos y revisiones tarifarias hasta el tipo de cambio de divisas. En el gasto operativo neto se produce una compensación: los mayores costes vinculados a la seguridad, salud y transporte de los empleados, y donaciones, se han visto contrarrestados por el ahorro de una menor actividad comercial, suspensión de viajes y otros recortes.

Endesa dispara un 45% su beneficio tras recuperar provisiones de la negociación del convenio

Cincodias.es
28 de julio de 2020

Sin tener en cuenta este efecto, el beneficio habría aumentado un 11%

Endesa ha cerrado el primer semestre del año con un resultado neto de 1.128 millones de euros, lo que supone un aumento del 45,4% frente a los 776 millones de euros obtenidos en el mismo periodo del ejercicio anterior.

El resultado incluye el impacto de la entrada en vigor del nuevo convenio colectivo y las provisiones por reestructuración de plantilla, que han tenido un efecto positivo de 267 millones en el resultado neto al revertir algunas provisiones realizadas anteriormente. Sin tener en cuenta ese efecto, el beneficio habría aumentado un 11% respecto del mismo periodo del ejercicio anterior.

En un semestre marcado por la irrupción del Covid, la situación ha provocado "un fuerte retroceso en la demanda de electricidad": la demanda acumulada peninsular ha disminuido un 7,8% respecto del mismo



periodo del ejercicio anterior, mientras que bajó un 18,6% en las Islas Baleares y del 10,1% en las Islas Canarias.

La demanda convencional de gas ha disminuido por su parte un 8,5%. No obstante, la compañía asegura que al ser una actividad esencial y en un marco regulado, su operativa no se ha visto afectada.

Sí cita entre los posibles riesgos futuros que las condiciones económicas adversas debidas a la crisis tras la pandemia "pueden prolongar el impacto negativo en la demanda de electricidad y de gas durante el segundo semestre de 2020.

El primer semestre de 2020 se ha caracterizado por precios más bajos, situándose el precio medio aritmético en el mercado mayorista de electricidad en 29,0 €/MWh (-44,0%). En este entorno la producción eléctrica ha sido de 27.575 GWh, un 9,2% inferior.

La evolución del resultado neto de Endesa entre enero y junio de 2020 ha venido motivada, principalmente, por la entrada en vigor del V Convenio Colectivo y el registro de determinadas provisiones por reestructuración de plantilla, que ha generado un impacto neto positivo por importe de 267 millones de euros.

El resultado bruto de explotación (Ebitda) del primer semestre de 2020 se ha situado en 2.315 millones de euros, con un alza del 22,2%. En términos de Ebitda, la recuperación de provisiones por la negociación del convenio alcanza los 515 millones.

El resultado de explotación (Ebit) del primer semestre de 2020 ha aumentado un 41,4% respecto del mismo periodo del ejercicio anterior situándose en 1.555 millones de euros.

A 30 de junio Endesa alcanzó las siguientes cuotas en el mercado de electricidad: 17,5% en generación eléctrica peninsular, 43,7% en distribución de electricidad y 33,0% en comercialización de electricidad.

PLAN DE AYUDA POR 12 MILLONES

Endesa explica que principales actividades de la empresa han sido calificadas como actividades esenciales y se desarrollan bajo marcos regulados. Es por ello que ha tenido la obligación de continuar desarrollando su actividad "sin que se hayan producido acontecimientos significativos que afecten al principio de empresa en funcionamiento". De ahí que, si bien ha tenido que adaptar algunos procesos a las circunstancias derivadas de la crisis sanitaria, su capacidad para prestar servicio "no se ha visto comprometido de manera significativa".

El grupo ha diseñado un Plan de Responsabilidad Pública para ayudas directas a la compra de material, condiciones especiales de suministro y donaciones para paliar las principales necesidades sanitarias y sociales provocadas por la crisis sanitaria COVID-19 por un total de 12 millones de euros (10 millones de euros, netos de efecto fiscal).

Reynés se rodea de 9 ejecutivos tras la remodelación de la cúpula directiva

Eldiario.es
28 de Julio 2020

El presidente de la multinacional energética Naturgy, Francisco Reynés, ha reorganizado la estructura directiva del grupo, reduciendo la cúpula a nueve ejecutivos de la máxima confianza.

Reynés ha mantenido hoy un encuentro telemático con más de 5.000 empleados, a quienes ha explicado el nuevo organigrama en la dirección, que sufre una intensa renovación, con la entrada y salida de varios ejecutivos.

En este nuevo y reducido comité directivo, Reynés está acompañado, entre otros, por Jorge Barredo, Carlos Vecino y Pedro Larrea, cuyos fichajes anunció el pasado mes de mayo, coincidiendo con la Junta de Accionistas.

Jorge Barredo, expresidente de X-Elio, asume la dirección de Renovables, Nuevos negocios e Innovación; Carlos Vecino, fundador de República Móvil, se hace cargo de Comercialización, y Pedro Larrea, exdirector ejecutivo de Ferroglobe, lidera la Gestión de la energía y Redes.

Junto a ellos tres estarán también Manuel G. Cobaleda (Secretaría General y del Consejo), Rafael Blesa (Sistemas de Información), Jon Ganuza (Planificación, Control y Administración), Enrique Tapia (Personas y Organización), Jordi García Tabernero (Sostenibilidad, Reputación y Relaciones Institucionales) y Steven Fernández (Mercados Financieros).

Por contra, salen del comité de dirección Miguel Ángel Aller, Antonio Basolas, Antonio Gallart y José García Sanleandro, aunque se mantienen en la compañía.

Por su parte, Carlos J. Álvarez, Manuel Fernández y Rosa Sanz han pactado su salida de la empresa.

Con este nuevo organigrama, Reynés también da un impulso a la acción en materia de sostenibilidad de la compañía, subiendo esta área al comité de dirección, después de que ya creara una Comisión de Sostenibilidad en el Consejo de Administración.

En el encuentro con la plantilla, Reynés ha señalado que la nueva estructura se caracteriza por el impulso del talento interno, la rotación de profesionales de la compañía y su capacidad para adaptarse al nuevo entorno, han explicado a Efe fuentes de la compañía.

En este sentido, ha reconocido el trabajo realizado los últimos dos años y que ha servido para cumplir con los compromisos del Plan Estratégico en el ecuador del mismo.

El presidente de Naturgy también ha hablado de la necesidad de impulsar la transformación ante el contexto actual, y ha repasado la situación vivida en los últimos meses, marcada por la crisis del COVID-19.

Reynés ha repasado asimismo la situación de los mercados, así como las principales prioridades estratégicas, y ha avanzado que el próximo otoño se realizará un 'Capital Market Day' donde se anunciarán las nuevas bases que sostendrán la hoja de ruta del grupo para los próximos años. EFECOM

Así será la revolución del hidrógeno que planea el Gobierno

Expansión.com
29 de Julio de 2020

El documento del Gobierno fija ya unos objetivos de producción de hidrógeno renovable de 4 gigavatios de potencia instalada de electrólisis, lo que representa un 10% del objetivo marcado por la Comisión para el conjunto de la UE.

El documento del Gobierno fija ya unos objetivos de producción de hidrógeno renovable de 4 gigavatios de potencia instalada de electrólisis, lo que representa un 10% del objetivo marcado por la Comisión para el conjunto de la UE.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) saca hoy a información pública su hoja de ruta para impulsar el hidrógeno renovable en España.

El documento base para el desarrollo de este combustible recoge 56 medidas que tienen que dar paso a un marco regulatorio, así como favorecer la investigación e innovación en un combustible llamado a jugar un importante papel en el futuro, fundamentalmente en el ámbito de la movilidad.

El uso del hidrógeno renovable contribuirá a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en los próximos años.

El documento que presenta hoy el Gobierno fija ya unos objetivos de producción de hidrógeno renovable de 4 gigavatios de potencia instalada de electrólisis, lo que representa un 10% del objetivo marcado por la Comisión para el conjunto de la Unión Europea. Además, el 25% del consumo de hidrógeno industrial, que en la actualidad asciende a 500.000 toneladas años, deberá ser de origen renovable en 2030.

Objetivos

El Ministerio que dirige Teresa Ribera ha establecido en esa hoja de ruta unos objetivos para el hidrógeno renovable, también para 2030, en el ámbito de la movilidad. De este modo, el Ministerio plantea como objetivo que a finales de esta década haya una flota de 150 autobuses, cinco mil vehículos ligeros y pesados y dos líneas de trenes comerciales propulsadas por hidrógeno renovable. Para dar servicio a estas flotas, el plan prevé que se implante una red de al menos cien hidrogeneras y maquinaria de handling en los cinco principales puertos y aeropuertos.

La hoja de ruta que presenta el Ministerio está alineada con la Estrategia Europea de Hidrógeno, aprobada el pasado 8 de julio por la Comisión Europea, y debe ser el documento que impulse esta apuesta renovable en la que ya han puesto sus ojos varias empresas españolas como Iberdrola o Enagás. Los expertos consideran que España está en las mejores condiciones para apostar por este sector si usa su potencial en energías renovables procedentes del sol y del viento para almacenar parte de los excedentes generados produciendo hidrógeno verde.



De momento, el hidrógeno renovable es una tecnología en desarrollo que necesita reducir sus costes para ser plenamente competitiva, pero ya hay un buen número de empresas en todo el mundo desarrollando este producto, así como pilas de combustible, que podrían sustituir a los carburantes fósiles y tener aplicaciones en otros ámbitos de la movilidad como el transporte marítimo o aéreo o incluso el ferroviario, como contempla la hoja de ruta que presenta hoy para información pública el Miteco.

Objetivos ambiciosos

- El hidrógeno está llamado a tener un papel crucial en el ámbito de la movilidad y, en especial, en la automoción.
- La electrólisis, con la que se genera el hidrógeno, tendrá fijado un objetivo de 4.000 megavatios de potencia instalada.
- A finales de la década habrá, si se cumplen los planes, 150 autobuses y 5.000 vehículos con hidrógeno.
- Las 'hidrogeneras' también serán una pieza clave, hasta el punto de que dispondrán de objetivos específicos.

Iberdrola se alía a Seat y Volkswagen en la carrera del coche eléctrico

Expansión.com
29 de julio de 2020

La eléctrica hará con los grupos de automoción proyectos de recarga de luz para vehículos.

El grupo automovilístico Volkswagen, y su filial Seat, han firmado un acuerdo con Iberdrola para impulsar la movilidad eléctrica en España. La alianza contempla la creación de una red pública de puntos de recarga, potenciar el uso de energías renovables, comercializar soluciones de recarga eléctrica e integrar la infraestructura de Iberdrola en los navegadores de los vehículos eléctricos. Esta alianza fue respaldada ayer por el presidente de Iberdrola, Ignacio Galán, y el consejero delegado del grupo Volkswagen y presidente del consejo de administración de Seat, Herbert Diess.



Red en las carreteras

Con el acuerdo, las empresas activarán proyectos de innovación conjuntos para reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO2) en las plantas y en la red de concesionarios.

La alianza incluye desarrollar un plan para asegurar el despliegue de puntos de recarga rápida y ultrarrápida en los principales corredores de la red de carreteras españolas.

"Ahora, más que nunca, es fundamental establecer un servicio integral de infraestructura de recarga en toda Europa. España tiene un papel clave en este sentido y el grupo Volkswagen quiere contribuir al avance de la movilidad eléctrica y sin emisiones", dijo Diess.

Acuerdo con Sabic

Por otra parte, Iberdrola anunció ayer que construirá y operará para el complejo industrial de Sabic en La Aljorra (Cartagena, Murcia) la mayor instalación fotovoltaica para autoconsumo on site (dentro de las instalaciones del cliente) del mundo, tras invertir 70 millones de euros. La planta tendrá una potencia instalada de 100 megavatios y el acuerdo es a 25 años.

España acelera en su desenganche térmico

cincodias.el país.com
30 de julio de 2020

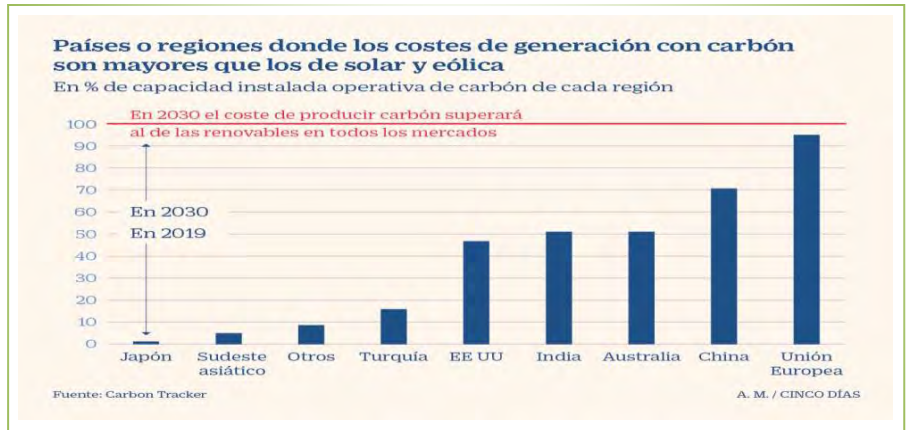
Solo tres centrales quedarán en operación de las 16 que había instaladas

Bye, bye al **carbón**. Fin de la historia, parece que incluso antes de lo previsto, salvo algunas excepciones. Europa avanza decididamente en el apagón de sus centrales térmicas, especialmente España, sin ni siquiera proponérselo (carece de un calendario de cierre como sucede en otros países europeos y ni el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima –PNIEC– fija una fecha).

Hace dos semanas, la **energética EDP** anunció por sorpresa la clausura de su emblemática planta asturiana Soto de Ribera 3, situada en Oviedo, de 360 megavatios, pese a que la compañía había hecho las inversiones para cumplir con la normativa medioambiental. La portuguesa informó entonces de que la central no produce energía desde hace más de un año.

Los expertos calculan para 2025 su desaparición

Y el pasado 30 de junio, tal y como estaba previsto para 2020, siete plantas, que suman juntas 4.677 megavatios, cesaron sus operaciones: Compostilla II (León) y Andorra (Teruel), ambas propiedad de Endesa; Velilla (Palencia), de Iberdrola; Meirama (A Coruña), Narcea (Asturias) y La Robla (León), de Naturgy, y Puente Nuevo (Córdoba), de Viesgo, después de que la mayoría de las empresas (alguna llegó a ejecutarlo) decidiera no hacer las inversiones requeridas para cumplir con el límite de emisiones por la pérdida de rentabilidad del negocio.



Así, de un total de 16 instalaciones, solo tres quedarán operativas: Aboño I y II, en Gijón, Asturias, de EDP, y que suponen 934 megavatios en conjunto; y Alcudia, en Baleares, de Endesa, dos grupos de 260 megavatios en total.

En el caso de Aboño I, sin embargo, la compañía la transforma para la quema de gases siderúrgicos a partir de 2022. Y en el de Alcudia, al estar en las islas y ser un sistema especial, funcionará 1.500 horas anuales en 2020 y en 2021 y 500 a partir de entonces hasta que esté plenamente operativo al segundo cable eléctrico submarino (y en cumplimiento con la directiva de emisiones), explican desde Endesa.

Hay cuatro que esperan el visto bueno del Gobierno para el cierre: Lada (Asturias), de Iberdrola, y a disposición, pero no en funcionamiento; As Pontes (A Coruña) y Litoral (Almería), de Endesa; y Los Barrios (Cádiz), de Viesgo. La restante, Anllares (León), de Naturgy, ya se está desmantelando (un proceso que durará entre tres y cinco años "por la cantidad de demoliciones que implica", indican desde la compañía).



Central térmica de Soto de Ribera 3, en Oviedo

Presencia testimonial

“Es una decisión empresarial. El carbón va a ser testimonial y todo parece indicar que para 2025 no quedará nada en España”, pronostica Ana Barreira, directora del Instituto Internacional de Derecho y Medio Ambiente (IIDMA), quien añade que el país lidera, muestra que se puede producir energía sin quemar dicho combustible fósil y que no hay ningún problema con la seguridad de suministro.

En esta aceleración confluyen varios factores, según Barreira: el alza de precio del CO₂ en el mercado de derechos de emisiones (hoy, en torno a 17 euros la tonelada por el Covid, antes rondaba los 25), la caída de los precios de gas y el mayor compromiso de las empresas, al agilizar sus planes de descarbonización. Estos mismos argumentos esgrimió EDP al comunicar la salida de su planta: “Las perspectivas de viabilidad han disminuido de forma drástica”.

En 2030, la quema de carbón no será rentable en ningún mercado, según Carbon Tracker

Un estudio global de Carbon Tracker de marzo pasado alerta de que las empresas corren el riesgo de perder 600.000 millones de dólares (517.268 millones de euros) si deciden invertir en esta tecnología en vez de en fuentes limpias (China, India, Polonia, Alemania o República Checa son algunos de los países que contemplan aún instalar nueva capacidad). Incluso, remarca que la solar y la eólica son un 60% más baratas que el carbón en operación.

Esta casa de análisis calcula que en 2030 la quema de este mineral no será rentable en ningún mercado. “La única razón por la que las centrales siguen funcionando es porque en algunas naciones como Polonia cuentan con pagos por capacidad estatales, explica Matt Gray, director general de la firma inglesa, que elude poner fecha, ya que dependerá de las decisiones de cada Gobierno, pero augura que el coronavirus exacerbará su final.

Menos contaminación

El desenganche ha favorecido también al planeta, al ser el **carbón** el combustible más contaminante. Y si en 2015 las centrales españolas emitieron en su conjunto más de 50 millones de toneladas de CO₂ anuales, en 2019 se desplomó hasta los 14,7 millones, según la Comisión Europea. Por eso, en gran medida, el sector eléctrico presume hoy de ser el más descarbonizado.

La generación con renovables superó este año por primera vez a la fósil en Europa

Otro informe reciente, publicado por el grupo de expertos independientes Ember, evidencia cómo se ha agilizado este año la tendencia, sobre todo por la caída de la demanda debido al virus. Por primera vez la generación de electricidad a partir de fuentes renovables superó en el primer semestre del año a la de combustibles fósiles en la UE, tras representar el 40% frente al 34%, respectivamente, revela. Solo la producción con carbón se hundió un 32% (con hulla o antracita cayó un 34%, y con lignito, un 29%), detalla. Parece que esta vez el adiós será irreversible.

CONSUMO, COVID Y EMISIONES

Energía primaria. El *Statistical Review of World Energy 2020*, publicado por BP en junio, y que analiza 2019, desvela que el consumo de energía primaria disminuyó un 1,7%, rompiendo la tendencia creciente que registraba desde 2015, principalmente por el desplome del carbón (54,6%) derivado de la desaceleración del crecimiento económico y el fuerte descenso de la hidroeléctrica (27,74%) debido a las menores precipitaciones. Petróleo (47,5%), renovables (22,7%) y gas (13%) dominaron, mientras que la participación del carbón se desplomó hasta el 3,7%. En cuanto a la generación eléctrica, la quema de este mineral registró una abrupta caída del 66,1%.

Precio al carbono. Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas a la generación de electricidad en España se han reducido un 25% desde que se empezó a aplicar el mercado de derechos de emisiones de dióxido de carbono, recoge el estudio *Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España 2005- 2018*, elaborado por la consultora Liken Carbon Hub y publicado por la Fundación Naturgy. Esta actividad representó un 17,8% del total de las emisiones. La mejora se debe a la penetración renovable y a la participación del gas natural en el mix, explica Luis Robles, socio director de Liken Carbon Hub y coautor del informe.



desde 1977, manteniendo nuestra esencia

Sindicato Independiente de la Energía

Nos importan las PERSONAS
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Seguridad, Desarrollo, ...

Creemos en la NEGOCIACIÓN
Formación, Salario, Jornada, Competencias, Propuestas, Alternativas, ...

Trabajamos por UN FUTURO MEJOR
Empleo, Trabajo, Protección, Pensiones, Soluciones, Garantías...