

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Los gases renovables podrían cubrir el 65% de la demanda de gas natural de España

- La Fundación Naturgy señala que pueden reducir un 10% las emisiones de CO2 hasta 2030
- En la UE hay 540 plantas de biometano, pero en España sólo una

eleconomista.es
04/06/2020

Los gases renovables podrían cubrir el 65% de la demanda de gas natural actual y reducir un 10% las emisiones de CO2 del país -35 millones de toneladas-, según un nuevo informe de la **Fundación Naturgy**. Pero para eso el país debe impulsar este tipo de gases -biometano, hidrógeno, gas sintético-, que prácticamente no tienen desarrollo en España.

Los autores del informe *Los gases renovables. Un vector energético emergente*, el doctor ingeniero industrial y profesor emérito de Ingeniería Ambiental de la Universidad Politécnica de Cataluña (UPC), Xavier Flotats, y el ingeniero de Caminos de la UPC y experto asesor ambiental, en gestión de residuos y desarrollo sostenible, Álvaro Feliu, remarcan que ese volumen de CO2 es equivalente a al que emite el parque de turismos en un año o el que absorbió toda la superficie forestal de España en 2017.



Los gases renovables contribuyen de forma significativa a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y a la gestión de residuos, y resultan clave en el nuevo paradigma de la economía circular y la descarbonización del sistema energético. En este sentido, pueden contribuir de forma activa a la **Estrategia Española de Economía Circular** aprobada esta misma semana por el Gobierno. "Aunque a España le queda aún camino por recorrer, nuestro país cuenta con un notable potencial en este terreno, fundamental para la consecución de los objetivos de lucha de control del cambio climático", explica Flotats.

Para su desarrollo los autores coinciden en que son necesarias políticas decididas que incentiven su uso e implantación. Este vector energético será, en el futuro, un agente activo como fuente de energía renovable, facilitando la integración de los sistemas gasistas y eléctricos, apoyando la gestión eficaz de residuos y contribuyendo a la economía circular.

Una de las medidas más relevantes para promover su implantación tiene que ver con el mecanismo de garantías de origen, del que ya disponen la mayor parte de los países europeos. Aunque en España aún no opera, está prevista su implantación en el proyecto de **Ley de Cambio Climático y Transición Energética** presentado por el Gobierno recientemente.

"La puesta en marcha en España de este sistema de certificación para productores, intermediarios y consumidores es imprescindible para el desarrollo del mercado y debería ser una realidad lo antes posible, sin esperar a la trasposición de la directiva de energías renovables, cuyo plazo termina en junio de 2021", destaca Feliu.

La posición de España respecto a la UE

Desarrollar el potencial de España pasa por dar un impulso definitivo a los gases renovables que permita alcanzar el nivel que ya tienen otros países europeos, especialmente en lo que respecta al biometano. En nuestro país, una cantidad importante de residuos orgánicos biodegradables y de biomasa agrícola y forestal (cerca del 40% de la superficie española está ocupada por bosques), no se explota adecuadamente.

En Europa hay instaladas más de 540 plantas de producción de biometano, mientras que en España sólo hay una. En concreto, el 66% de las plantas (357) se sitúan en sólo tres países: Alemania (líder con 195 y el 50% de la producción europea), Reino Unido y Suecia, mientras que en países como Francia, Italia, Holanda o Dinamarca ya se cuenta con medidas que están impulsando su desarrollo.

Por otro lado, de forma coherente con los objetivos previstos de producción de electricidad de origen renovable tanto en España como en el resto de Europa, la producción de hidrógeno, bien sea para su uso local o para su inyección en las infraestructuras de gas, debe ser desarrollada, tal y como se está empezando a hacer en otros países del entorno de la Unión Europea, dado su potencial como **vector energético en el proceso de transición energética**.

Según el análisis realizado por Flotats y Feliu, **España debería focalizar su esfuerzo** teniendo en cuenta sus condiciones climáticas, disponibilidad de recursos y el sistema gasista existente. "El sector gasista en su conjunto debe continuar involucrándose en el desarrollo tecnológico necesario, y las administraciones públicas competentes han de apoyar esta tarea y crear un marco regulatorio estable y suficiente para permitir la viabilidad económica a largo plazo de las empresas inversoras", según Feliu.

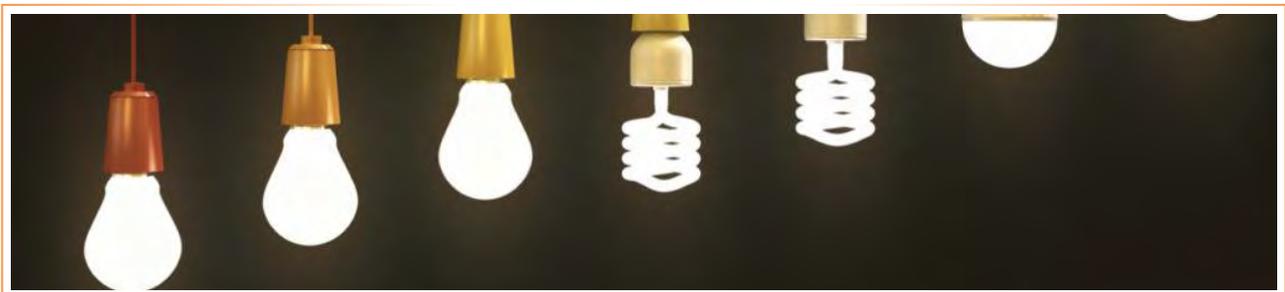
"El sector de la energía debe implantar en toda su cadena de valor las medidas adecuadas para la descarbonización, a la vez que salvaguarda la competitividad de la economía y la seguridad del suministro", afirma Flotats. "Adicionalmente, otros sectores responsables de emisiones GEI, como la agricultura, ganadería, gestión de residuos o determinados procesos industriales, también deben modificar su actividad o adoptar tecnologías que minimicen sus emisiones y produzcan recursos renovables", concluye.

En el marco de la agenda 2030 de la UE y del Pacto Verde Europeo como hoja de ruta para la descarbonización de la economía en 2050, la producción y uso de energía tiene un papel central. A este respecto, un sistema energético europeo descarbonizado integrará los sistemas de la electricidad y el gas. Para ello, la Comisión Europea y los Estados miembros deberán proporcionar las señales adecuadas a los inversores, aprovechar todo el potencial de los sistemas existentes, y facilitar la financiación y la innovación tecnológica para contribuir de esta manera a los exigentes objetivos de descarbonización, según indican los autores del estudio.

Las renovables generaron el 52,5% de la producción eléctrica de mayo

De enero a mayo, la generación renovable alcanza el 46,6% del balance eléctrico total. La demanda de energía eléctrica de España descendió el pasado mes un 13,1% frente a mayo de 2019. En Baleare, descendió un 31,3% y en Canarias lo hizo un 18,8% respecto al mismo mes de 2019.

pv-magazine.es
04/06/2020



Red Eléctrica de España publica la demanda de energía eléctrica correspondiente al mes de mayo, el segundo mes completo bajo el estado de alarma con motivo de la Covid-19, que ha supuesto el inicio de la desescalada y, por consiguiente, un incremento de la actividad económica. En este contexto, la demanda eléctrica nacional de mayo se estima en 18.366 GWh, un 13,1% inferior a la registrada en el mismo mes del año anterior.



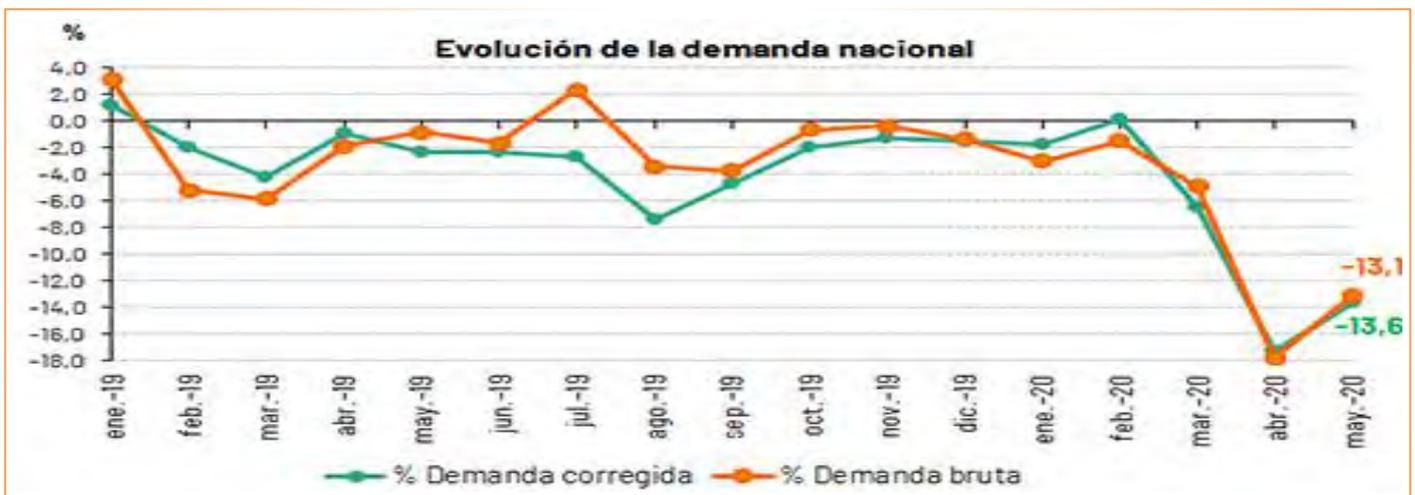
Si se tienen en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, la cifra es un 13,6% menor con respecto a mayo del 2019. Este descenso es algo menor al registrado el pasado mes de abril, cuando la demanda nacional fue de 17.003 GWh, es decir, un 17,8% inferior a la registrada en el mismo mes del año anterior.

En los cinco primeros meses del 2020, la demanda se estima en 101.010 GWh, un 7,8% menos que en el 2019. En este caso, una vez corregida la influencia del calendario y las temperaturas, la demanda es un 7,7% inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior.

En el mes de mayo y según datos estimados a día de hoy, la generación procedente de fuentes de energía renovable representó el 52,5% de la producción. De enero a mayo, la generación renovable alcanza el 46,6% del balance eléctrico total. Así, el mes de mayo ha sido el tercer mes en la última década en alcanzar la mayor tasa de generación renovable por detrás de la registrada en febrero de 2014 (55,7%) y en marzo de 2018 (54,7%).

En este mes el 70,8% de la producción eléctrica procedió de tecnologías que no emiten CO2 equivalente.

Con información disponible a día de hoy, la producción de origen eólico en mayo alcanzó los 3.968 GWh, lo que supone un 15,2% menos que la del mismo periodo del año pasado, y supuso el 21,9% de la producción nacional.



La demanda de energía eléctrica desciende un 12,5% en el sistema eléctrico peninsular

En el sistema eléctrico peninsular, la demanda de mayo se estima en 17.417 GWh, un 12,5% inferior a la registrada en el mismo mes del año anterior. Si se tienen en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, la demanda es un 13 % menor a la de mayo del 2019.

En los cinco primeros meses del 2020, la demanda de energía eléctrica en la Península se estima en 95.655 GWh, un 7,7% menos que en el 2019. En este caso, una vez corregida la influencia del calendario y las temperaturas, la demanda es un 7,6% inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior.

Durante este mes y según datos estimados a día de hoy, el 54,5% de la generación peninsular fue de origen renovable y el 73,8% procedió de tecnologías que no emiten CO2 equivalente. Por su parte, la eólica registró 3.894 GWh, un 15% inferior a la de mayo del año pasado, y aportó el 22,6% al mix.

La demanda de energía eléctrica desciende un 31,3% en Baleares y un 18,8% en Canarias en mayo

En las islas Baleares, la demanda de energía eléctrica en mayo se estima en 327.927 MWh, un 31,3 % inferior a la registrada en el mismo mes del año anterior. Si se tienen en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, la cifra disminuye un 32,6 % con respecto a mayo del 2019. En los primeros cinco meses del 2020, la demanda balear se estima en 1.912.726 MWh, un 15,1 % menos que en el 2019.

El ciclo combinado, con un 77,2 % del total, fue la primera fuente de generación eléctrica de Baleares, en donde las tecnologías renovables y que no emiten CO2 equivalente representaron un 7,6%. Por quinto mes consecutivo, el carbón no produjo ningún MWh en el sistema eléctrico balear.

Por su parte, en el archipiélago canario la demanda de electricidad se estima en 588.254 MWh, un 18,8% inferior a la registrada en mayo del 2019. Si se tienen en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, la cifra disminuye un 18,5 % con respecto al mismo mes del año anterior. En lo que va de 2020, la demanda en Canarias se estima en 3.280.162 MWh y desciende un 8,8% respecto al mismo periodo del año anterior.

En el mes de mayo y según datos estimados, el ciclo combinado fue la tecnología líder en el mix de generación canario, con una aportación del 39,9%. Las renovables y tecnologías sin emisiones representaron el 16,8% de la generación canaria.

Viesgo orienta sus inversiones hacia la sostenibilidad

merca2.es
05/06/2020



Viesgo ha orientado sus inversiones hacia la reactivación económica, la seguridad de suministro y la sostenibilidad, informó la compañía, que es la cuarta mayor operadora de distribución de energía en España. En concreto, el grupo centra su actividad alrededor de un nuevo propósito: “Energía para el mundo que queremos”, aspiración que define su apuesta por la sostenibilidad y por generar un impacto positivo en las personas.

En ese sentido, la compañía trabaja para minimizar el impacto de su actividad en las áreas en las que opera, **apostando por el uso sostenible de los recursos naturales**, la protección de la biodiversidad y la reducción de emisiones dirigidas a prevenir el cambio climático.

El presidente de Viesgo, Miguel Antoñanzas, destacó que en la compañía son “plenamente conscientes de los retos que debe afrontar el sector energético, especialmente en el momento actual, en el que es necesario que las empresas contribuyan a impulsar la economía y a construir sistemas más modernos, resilientes y sostenibles”.

La sostenibilidad es para Viesgo un valor asentado e integrado en todos los procesos de negocio. Así, **su estrategia se centra en el impulso de la digitalización** y la innovación para contribuir al desarrollo de un sistema eléctrico descarbonizado para 2050 y a la consecución de los objetivos de la transición energética a través de una generación flexible y eficiente, muy centrada en sus redes inteligentes y en las energías renovables.

Dentro de la consideración de la energía como un recurso esencial y pilar fundamental para el desarrollo económico, el bienestar y como elemento clave en la sostenibilidad medioambiental, Antoñanzas destacó que las inversiones del grupo forman parte del plan de la compañía “para ser más resiliente y, a través del incremento de la digitalización de la actividad y de las redes inteligentes, **lograr ser más eficientes y garantizar la calidad de suministro a nuestros clientes**”.

El grupo estima que esta resiliencia aumentará la capacidad de la compañía de anticipar, adaptarse y reducir la magnitud de incidencias ocasionadas por fenómenos meteorológicos adversos extremos, causados por el cambio climático.

230 MILLONES EN SU RED DE DISTRIBUCIÓN

En este sentido, Viesgo tiene el compromiso de inversión en infraestructuras, palanca clave para la electrificación de la economía. La compañía tiene previstas inversiones en su red de distribución en Cantabria, Asturias, Lugo y norte de Palencia y Burgos para el período 2021-2023 de cerca de 230 millones de euros.

Estas inversiones, que tienen como misión **contribuir de forma significativa al gran reto de la descarbonización** y a la adaptación de las necesidades del nuevo modelo energético, ponen el foco en las tecnologías digitales.

Estas serán fundamentales para conectar las nuevas formas de generación de energía eléctrica con los nuevos modelos de consumidores que están apareciendo. El autoconsumo, la generación distribuida, el almacenamiento de energía y los nuevos sistemas de gestión de demanda necesitarán un fuerte esfuerzo digital al que Viesgo quiere así anticiparse.

De hecho, gracias a la apuesta de la compañía por la innovación y la digitalización de actividades y procesos, la energética ha estado preparada y ha podido hacer frente a la actual situación de pandemia, garantizando el suministro eléctrico y ofreciendo su servicio esencial sin incidencias, aunque la forma de trabajar haya cambiado, priorizándose el teletrabajo y **realizándose numerosas actividades de forma no presencial**, como aconsejan las autoridades.

CAMBIO CLIMÁTICO

Además, el sector energético, y en particular el eléctrico, juegan un papel clave en los objetivos de desarrollo sostenible y la lucha contra el cambio climático. El reto es enorme, pues cada región y país avanza a distinta velocidad en sus respectivas transiciones energéticas y se enfrenta a retos distintos para alcanzar los objetivos. En este sentido, Viesgo quiere ser un actor relevante en este proceso.

Los recientes acuerdos han elevado la ambición de los objetivos climáticos, **colocando la sostenibilidad medioambiental en el centro de las políticas europeas**. Para ello, Viesgo quiere contribuir a través de sus infraestructuras a la reactivación de la economía y a la mejora nuestra calidad de vida, apoyando activamente los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030 fijada por la Organización de las Naciones Unidas.

Por ello, el Objetivo de Desarrollo Sostenible número 13, 'Acción por el clima', se erige como uno de los principales retos en los que la compañía trabaja.

En este sentido, sus actuaciones en materia medioambiental **han sido reconocidas en el último ranking de evaluación de infraestructuras y sostenibilidad** de la Agencia Internacional de Infraestructuras GRESB, donde Viesgo se posiciona como líder y se sitúa en el 'top 5' de las compañías de infraestructuras más sostenibles de Europa y entre las 12 más sostenibles del mundo.

PROTECCIÓN DE LA BIODIVERSIDAD

Por otra parte, no de los pilares fundamentales de Viesgo en materia medioambiental es la protección de la biodiversidad, con el objetivo de garantizar la conservación de las especies y de los ecosistemas.

Para ello, el grupo cuenta con un plan de actuaciones para el periodo 2018-2028 en sus redes de distribución eléctrica y parques eólicos. En concreto, **destinará cerca de ocho millones de euros para la adecuación de cerca 2.582 kilómetros de la red eléctrica** en Cantabria, Castilla y León, Asturias y Galicia.

Este plan se dirige especialmente a la instalación de dispositivos antielectrocución y dispositivos anticolidión o antiposada en las líneas eléctricas de la compañía, en especial aquellas que cuentan con una mayor presencia de aves.

A ello, se suma **el desarrollo de un proyecto de monitorización**, en los parques eólicos de la compañía, que cuenta con radares portátiles vía satélite para detectar y seguir a las aves durante el periodo migratorio de agosto y noviembre. Esos datos obtenidos han permitido establecer paradas programadas en las turbinas y mecanismos de paradas inmediatas protegiendo así a las aves en sus vuelos.

Viesgo también se unió el pasado año a una alianza de ONGs ambientales y sociales y a la Consejería de Medio Rural, Pesca y Alimentación del Gobierno de Cantabria para la realización del proyecto LIFE+ 'Stop Cortadería'. La finalidad de esta iniciativa es **eliminar los plumeros en los espacios costeros de la Red Natura 2000** de Cantabria y la contención de la expansión de esta planta invasora hacia el interior de la región, incluyendo iniciativas para extender la lucha contra el plumero a lo largo del Arco Atlántico, desde el norte de Portugal hasta el sur de Francia.

Viesgo ha aportado 18.000 euros para colaborar en las 20 acciones que se desarrollan a lo largo de cuatro años, hasta el 30 de septiembre de 2022, divididas en cuatro bloques: acciones preparatorias y estudios previos, acciones directas de eliminación y control, monitorización y labores de difusión y sensibilización. Se trata además de un proyecto que busca la inclusión social.

OTRAS ACCIONES

Por otra parte, para hacer patente el uso eficiente de los recursos de la compañía, tal y como marca la Comisión Europea en su 'Estrategia europea de crecimiento 2020' y en la iniciativa 'Hoja de ruta hacia una Europa Eficiente en el uso de los recursos', Viesgo cuenta con un plan de economía circular.

Asimismo, la compañía también cuenta con un **plan de movilidad eléctrica sostenible** que está centrado en tres líneas de actuación: análisis de la flota de vehículos, sustitución de todos los vehículos posibles por otros con versión eléctrica e híbrida enchufable y la instalación de 47 nuevos puntos de recarga en los distintos centros de trabajo de la empresa, que se suman a los 25 ya existentes.

'Varados' 65 buques: Europa corta de raíz las compras de gas natural de EEUU

Los compradores cancelan los envíos de 65 metaneros en los meses de junio y julio debido al desplome del consumo.

Naturgy revisa los contratos de gas con EEUU en pleno hundimiento del mercado

lainformacion.com
05/06/2020

Los números corren como la pólvora por las empresas y los centros de negociación especializados: Europa ha cortado de raíz el **cordón de compras de gas natural con EE UU**. El Atlántico va a registrar mucho menos tráfico marítimo en las próximas semanas. **Los países compradores del Viejo Continente han anulado los envíos de gas natural licuado (GNL)** de los grandes metaneros por el desplome de la demanda y la inestabilidad de los precios. En junio, se han anulado 20 buques -cada uno de ellos capaz de transportar el equivalente a un día de consumo en España- y en julio otros 45 barcos.



Hay exceso de existencias y las compras se han congelado. Los almacenes subterráneos en los que se almacena el gas están prácticamente llenos. La información que manejan los analistas de los mercados organizados apuntan a que en agosto, **la capacidad de almacenamiento** podría llegar a su límite. En España, **los últimos datos de la corporación que gestiona las reservas estratégicas Cores** indican que en marzo, las reservas de gas natural se situaban en 36.264 Gwh, muy por encima de las exigencias legales de existencias -el equivalente a 20 días de consumo-. Del total, dos tercios, 24.000 GWh, corresponden a gas almacenado en los subterráneos de Gaviota (Vizcaya), Serrablo (Huesca) y Yela (Guadalajara).

El parón de las importaciones de gas y la decisión del primer comprador desde España -Naturgy- de revisar los contratos de abastecimiento por los cambios en el mercado, compromete la posición de EE UU como primer suministrador de gas natural licuado a España. En febrero y marzo, la gran potencia norteamericana **cubrió más de la cuarta parte de las importaciones de gas natural** de España -7.924 GWh- **para ser "el principal suministrador (...), por primera vez desde que se dispone de datos", según detalló Cores.**

Otra época, otros precios

La crisis provocada por el coronavirus ha puesto en un brete los contratos firmados hace una década en EE UU. Eran otros tiempos y otros precios. **EE UU apostaba fuerte por el 'fracking' y se preparaba para convertirse en exportador de gas** y primer productor de petróleo. Ahora, la situación es muy distinta. **En Europa -datos ICE, Holanda-** el precio de los contratos de gas para junio han llegado a caer por debajo de los 4 euros MWh: lo nunca visto en 17 años. Muchos de los compromisos firmados contemplaban precios cuatro veces más altos. El negocio se ha venido abajo.

Las tres grandes compañías energéticas de España -**Iberdrola, Endesa y Naturgy**- firmaron en EE UU contratos de abastecimiento a largo plazo a precios que ahora parecen estratosféricos. Iberdrola se anticipó a la debacle actual del mercado y en 2019 ya anunció una operación de **cesión de su cartera de gas a Pavilion Energy Trading & Supply**. Pero tanto Naturgy como Endesa permanecen atadas a los compromisos que suscribieron en 2014.

Jueces y árbitros

La situación es tan apurada que Naturgy, el mayor importador, **no descarta iniciar procedimientos judiciales o arbitrajes** en caso de no lograr revisar de forma amistosa sus contratos de suministro de gas para adaptarlos a la caída de precios derivada de la crisis, aunque ha remarcado que la vía judicial será "el último recurso". Tanto Naturgy como Endesa **tienen en servicio grandes metaneros** que el mercado ha dejado en dique seco. Son monstruos que pueden alcanzar los 300 metros de eslora y 48 de manga, convertidos ahora en un recordatorio de lo rápido que cambian algunos negocios.

La crisis sanitaria, el parón económico mundial y el desarrollo de las energías alternativas tienen un fuerte impacto en el negocio del gas que busca su hueco como **energía de respaldo de las renovables**. Pero el momento es incierto. La Red Europea de Observatorios de Corporaciones elaboró un informe en el que examina el papel de cuatro grandes empresas europeas en el negocio del GNL, entre ellas la española Enagás.

Según el documento, Enagás, la belga Fluxys, la francesa GRTgaz y la italiana Snam poseen más de la mitad de las terminales de gas natural licuado (GNL) de la UE y **más de 100.000 kilómetros de gasoductos**, con nuevos proyectos en marcha. **Las cuatro están en manos de empresas privadas, aunque se encuentran bajo control estatal**. En conjunto, generaron más de 2.000 millones de euros de beneficio en 2018, de los que casi tres cuartas partes se distribuyeron como dividendos entre los accionistas, como las empresas de gestión de inversiones BlackRock (GRTgaz y Snam) y Lazard (Enagás y Snam). El gran parón de importaciones de EE UU supone otra muesa negativa en las perspectivas de negocio.

La decisión sobre Almaraz, aplazada

El permiso actual expiraba mañana, pero se amplía por la suspensión de los plazos administrativos.

El Gobierno tendrá ahora hasta finales de agosto para resolver si autoriza o no la prórroga

elperiodicoextremadura.com
06/06/2020

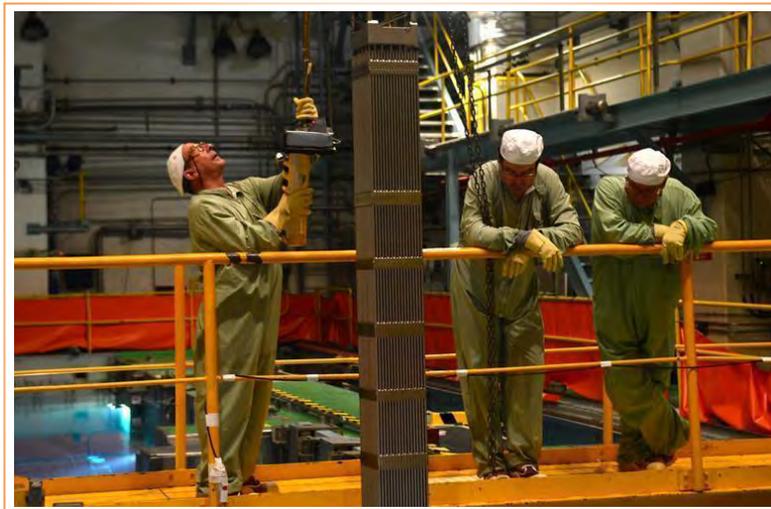
La decisión sobre la renovación del actual permiso de explotación de la Central Nuclear de Almaraz, que en principio expiraba mañana, queda aplazada. Según confirmaron ayer fuentes del Ministerio para la Transición Ecológica, la resolución se ve afectada por la interrupción de plazos administrativos decretada al inicio del estado de alarma. **Teniendo en cuenta que estos se suspendieron a mediados de marzo y que han vuelto a contar desde el 1 de junio, eso supondrá que el Gobierno tendrá hasta la segunda quincena de agosto para resolver sobre el futuro de la instalación cacereña.** Desde el departamento que dirige Teresa Ribera se incidió en que se trata de una cuestión meramente legal y que la «tramitación administrativa sigue con normalidad». La comunicación a la central del aplazamiento se efectuó el jueves. Un dictamen favorable permitiría que la central continúe operativa hasta el 1 de noviembre del 2027, en el caso de su unidad 1, y hasta el 31 de octubre del 2028, en el de su unidad 2. **Las prórrogas, de 7,4 y 8,3 años más, respectivamente, llevarían la vida útil de ambas por encima de los 44 años.**

El del ministerio es el único 'ok' que falta tras el acuerdo de las compañías eléctricas propietarias, que no fue fácil y al que se llegó después de meses de tensas negociaciones, y de la luz verde del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), que se produjo el mes pasado. Lo previsible sería que el Ejecutivo autorice que la central siga funcionando (una eventual negativa obligaría a parar los reactores casi de inmediato). No solo porque se cuente ya con el visto bueno técnico del CSN, también porque las fechas para el cierre de Almaraz son parte del calendario escalonado para el apagón nuclear que fue pactado con la participación del ministerio junto a las eléctricas y la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos SA (Enresa). **Además, la central afronta en estos momentos la fase final de los trabajos de recarga de combustible en su unidad 1. Una laboriosa y costosa tarea que tiene lugar cada 18 meses en uno de sus reactores y que este año se ha seguido desarrollando a pesar del estado de alarma.**

El acuerdo entre las tres empresas propietarias de Almaraz —Iberdrola (53%), Endesa (36%) y Naturgy (11%) — incluía el compromiso a desembolsar **un máximo de 605 millones para cumplir con las exigencias de inversión que permitan seguir con la actividad.** Solo si se superase ese tope las propietarias deberán volver a sentarse a negociar.

CIERRE ESCALONADO

Actualmente hay cinco plantas nucleares operativas en España, que suman siete reactores. De ellos, los dos de Almaraz, los que acumulan más tiempo en funcionamiento, serán los primeros en dejar de estar activos. Si se cumple el cronograma diseñado para ir clausurando progresivamente las centrales, les seguirá la unidad 1 de Ascó (Tarragona) dos años más tarde, en octubre del 2030, aunque de forma prácticamente simultánea a Cofrentes (Valencia), que parará un mes más tarde. En septiembre del 2032 llegará el turno del segundo reactor de Ascó, y será en el 2035 cuando se desconecten las dos últimas nucleares del parque español: Vandellós 2 (Tarragona), que dejará de generar electricidad en febrero, y Trillo (Guadalajara), que lo hará en mayo.



Una vez que los reactores cacereños interrumpan su operación, habrá que realizar los trabajos de predesmantelamiento y desmantelamiento, **por lo que la actividad en este emplazamiento se prolongará aún durante varias décadas más.** Actualmente hay dos plantas españolas en esta situación. Una es la de José Cabrera (Almonacid de Zorita, Guadalajara), la primera que entró en operación en España. Lo hizo en 1969 y acabo cerrando en el 2006. La otra es Vandellós 1, en fase de latencia, un periodo de espera que permite una reducción significativa de los niveles radiológicos. Una tercera central, la de Santa María de Garoña (Burgos), está actualmente en fase de predesmantelamiento, tras el cese definitivo de la explotación en el 2017.

Por otro lado, el reactor 1 de Almaraz tiene previsto volver a acoplarse a la red el próximo 22 de junio a las 13.00 horas, tras los trabajos de recarga. Estos se iniciaron el 14 de abril, por lo que acabarán durando un mes más de lo previsto inicialmente, ya que la crisis sanitaria ha obligado a hacer las tareas con menos personal y a un ritmo más lento.

Naturgy bloqueará la financiación de Egipto para cobrar los 2.180 millones

- Los jueces de EEUU y Reino Unido abren la puerta a expropiar honorarios a los asesores
- El Gobierno egipcio plantea ahora buscar una solución con los accionistas de Unión Fenosa Gas

eleconomista.es
08/06/2020

Naturgy y Eni están dispuestas a estrangular las emisiones de deuda de Egipto para poder cobrar los 2.180 millones de euros que les corresponden por el laudo de Unión Fenosa Gas, incluidos los intereses y las costas.

Para lograrlo, ambas empresas cuentan con los permisos que han logrado por parte de la UK High Court of Justice y el New York Southern District Court, que han aceptado asistir al juez británico en el proceso de discovery iniciado, es decir, un acceso a los activos propiedad de Egipto para poder acometer el embargo de los mismos o en su caso prioridad de cobro frente a otras partes.

El Supremo británico aceptó hace un mes que la compañía pudiera iniciar la ejecución del embargo en Reino Unido, lo que permitió poner en marcha este sistema de apoyo legal existente con los jueces estadounidenses para extender el acceso a los documentos antes de la homologación del laudo en dicha jurisdicción y abriendo la puerta indirectamente al embargo de los bienes del país también en Estados Unidos.



La estrategia de Naturgy consiste en pedir el discovery a todos los asesores de Egipto y embargar sus retribuciones, aunque sean cantidades pequeñas, de modo que acabe agotando la paciencia de estas entidades y generándole a Egipto en la práctica enormes dificultades para emitir deuda hasta el punto de que se pueda llegar a bloquear.

Tras los permisos de los jueces estadounidenses, el equipo legal que representa a Unión Fenosa Gas ya ha mantenido reuniones con bancos, despachos de abogados y consultoras que colaboran con el Gobierno egipcio para advertirles de esta situación y comenzar a recabar datos de los contratos con el país que permitan localizar cuentas o activos hasta alcanzar los correspondientes 2.180 millones.

Proceso en EEUU

UFG, de hecho, ha presentado dos solicitudes de discovery ante el juez Paul A. Engelmayer en el New York Southern District Court contra la entidad financiera The Bank of New York Mellon Corporation y la cámara de compensación norteamericana The Depository Trust Company (DTC).

Egipto, por su parte, recurrió ambas peticiones, pero hace un mes se conoció que en el primero de los casos se produjo una victoria parcial de la española, ya que se confirmó la decisión aunque se acotó la cantidad de documentación que se podía exigir a The Depository Trust y se evitó la declaración del Estado egipcio. El juez está pendiente de tomar la decisión sobre el segundo asunto y se espera que siga la misma línea que el primero, pero en este caso con Bank of New York Mellon.

Preocupación en Egipto

Ante esta situación, fuentes conocedoras de la situación indican que Egipto ha mostrado su preocupación y ha hecho llegar mensajes tanto a Madrid como a Roma reiterando su interés en buscar un acuerdo negociado tras la **ruptura el pasado mayo** del pacto alcanzado el 27 de febrero. Desde entonces se han producido algunas declaraciones de buenas intenciones, pero ninguna negociación concreta entre las partes.

El laudo contra Egipto es ejecutivo desde enero de este año. El Banco Mundial pidió al Gobierno de este país que cumpliera una serie de requisitos para suspender su aplicación mientras analizaba el recurso de nulidad que el país tiene presentado en el propio Ciadi, pero Egipto no cumplió con ninguno de los dos requisitos que le habían impuesto: otorgar una garantía bancaria por los intereses que se generaran de unos 200 o 300 millones y una carta del ministro de Finanzas egipcio en la que se dijera que si finalmente se ratificaba el laudo se comprometían a cumplir inmediatamente con el pago.

Tras este incumplimiento, en la primera semana de enero del año pasado se reconoció el derecho a continuar con la ejecución.

El Tribunal Supremo inglés homologó el laudo y reconoció el resultado del arbitraje como si de una sentencia del propio país se tratara, lo que permite utilizar todas las herramientas que da la legislación británica para cobrar, lo que se consiguió en octubre de 2018.

Homologación

Unión Fenosa Gas también realizó esa misma solicitud en Estados Unidos, donde se está avanzando a un ritmo más lento. De hecho, el juzgado de EEUU ha decidido aplazar la homologación hasta conocer la decisión final del Banco Mundial después del verano.

El juez de la District Court of Columbia, James E. Boasberg, que estaba conociendo la homologación, con motivo del coronavirus y dado que está cerca la resolución del panel arbitral, esperará a ver si se tumba o no el laudo para tomar su decisión sobre la homologación.

Total busca más activos renovables en España tras comprar los clientes de EDP

El gigante petrolero francés analiza varias carteras de fotovoltaica de grandes desarrolladores con el objetivo de aumentar sustancialmente su capacidad de generación con energías limpias

elconfidencial.com
08/06/2020

Total busca aumentar aún más su capacidad de generación con energías renovables en España. El gigante petrolero francés está **analizando una megacompra** de proyectos fotovoltaicos a un gran desarrollador, según apuntan fuentes al tanto de los planes de la empresa más grande de la zona euro.

Las fuentes consultadas señalan que ya están haciendo análisis de las carteras y en las próximas semanas o meses podrían concretar una operación de compra. Aunque aún no se ha concretado el tamaño de esta operación, otra fuente destaca que estarían **sondeando los 2.000 MW**. Fuentes oficiales de la empresa han declinado hacer comentarios.



Un experto conocedor de la compañía destaca que añadir otros dos gigavatios de proyectos fotovoltaicos estaría en línea con los objetivos del gigante galo, que **pretende llegar hasta los 3.000MW** de generación a través de energía solar en **España**.

Actualmente, Total **ya está desarrollando 2.000 MW** de solar fotovoltaico tras llegar a un acuerdo de compra y codesarrollo con **Powertis** (800 MW), del Grupo **Soltec**, y **Solarbay** (1.200MW).

Teniendo en cuenta que muchos de estos proyectos se quedarán por el camino, disponer de una cartera de hasta 4.000 MW permitiría a la empresa alcanzar sus objetivos, destacan desde el sector. Esto supondría una **inversión próxima a los 3.000 millones** de euros.

La nueva capacidad sirve además para suministrar a la **cartera de clientes** en España (más de **un millón de contratos entre luz**) que acaba de comprar a la firma portuguesa EDP, tal y como **adelantó** en marzo El Confidencial.

Contar con un amplio número de clientes minoristas (Total ya es la cuarta comercializadora más grande de España, solo superada por **Endesa, Iberdrola y Naturgy**) le permite **cubrir la venta de energía**, dado que el mercado mayorista está registrando unos precios cada vez más bajos.

La agresividad compradora mostrada por Total no se limita a España. Esta misma semana, ha anunciado la compra del 51% de un proyecto de la 'utility' británica SSE de energía eólica marina ubicado en los mares del norte de Escocia, cuya inversión alcanza los **3.000 millones de libras** (unos 3.366 millones de euros al cambio).

Actualmente, el mercado de proyectos fotovoltaicos en España **ha pegado un fuerte bajón**, motivado por la crisis desatada por el **coronavirus** y la fuerte caída de los precios de la electricidad.

En este contexto, una firma como Total, con fuerte músculo financiero para acometer operaciones, está tratando de **acelerar sus planes de transición** de petrolera a firma energética global, tal y como están haciendo otros grandes del sector como **Repsol, BP** o **Cepsa**.

Iberdrola, Endesa, EDP y Naturgy, blindadas contra los bajos precios de la luz

- Han cubierto la venta de su energía al triple del nivel del mercado mayorista
- Endesa, la mejor posicionada: el 80% de las ventas de 2021 a 74,5 euros por MWh

eleconomista.es
09/06/2020



Iberdrola, Endesa, EDP y Naturgy están blindadas frente a la caída del precio de la electricidad, por las coberturas financieras y los precios a los que venden la energía a sus clientes finales, que en el caso de las dos primeras son tres veces más elevados que los registrados el pasado mes de mayo en el mercado mayorista.

Los precios de la electricidad se han derrumbado en lo que va de año, por varias razones, como la caída de la demanda provocada por el **Covid-19**, el hundimiento de los precios del gas natural **-ligado al petróleo-** y el creciente peso de la eólica y la solar fotovoltaica, cuyos bajos costes operativos **reducen el precio del mercado mayorista de la electricidad**, también conocido como *pool*.

El pasado mes de mayo el precio del *pool* fue de 21,25 euros por MWh, un 56,1% más barato que hace un año -hay que remontarse al lluvioso 2007 para encontrar un registro más bajo- pero aun así resultó ser un 20,4% más alto que un abril marcado por el confinamiento y **la hibernación de la economía** decretada en la fase más dura de la pandemia.

Esos precios de la electricidad están suponiendo un alivio para los consumidores -sobre todo aquellos con contratos ligados al *pool*-, pero suponen un problema para los negocios de generación, puesto que el precio de venta es insuficiente para obtener rentabilidad.

Ya hay productores que han advertido de la **severa pérdida de ingresos** que están sufriendo y la tecnología nuclear, concretamente, ha avisado de que **con el actual escenario y la presión fiscal** está en pérdidas.

No obstante, las grandes eléctricas integradas, con negocios de generación, distribución y comercialización, no están sufriendo un grave impacto en sus cuentas, porque los precios finales de sus contratos de venta de electricidad son superiores y tienen coberturas financieras para protegerse de las oscilaciones de precios. **Endesa**, por ejemplo, en el primer trimestre ejecutó derivados sobre su abastecimiento de gas por 409 millones, evitando con ello un tremendo agujero en la cuenta de resultados.

Así, según recoge un informe de Standard & Poor's publicado este lunes, Endesa tiene cubiertas el 100% de las ventas de energía de este 2020 a un precio de 73,5 euros por MWh, y el 80% de las ventas de 2021 a 74,5 euros por MWh. La eléctrica dirigida por José Bogas es la compañía más transparente en esta materia, y suele informar de la evolución de sus márgenes en las rendiciones trimestrales de cuentas: entre enero y marzo los incrementó un 20%, hasta los 34,3 euros por MWh.

El 100% de las ventas a unos 70 euros por MWh

Iberdrola, por su parte, también tiene cubierto el 100% de sus ventas de 2020 y el 70% de las de 2021. La empresa dirigida por Ignacio Sánchez Galán ha explicado en las presentaciones a los analistas que los precios de este ejercicio y el venidero son del mismo orden de magnitud que los de 2019, cuando rondaron los 70 euros por MWh.

EDP igualmente tiene cerrado el total de su producción energética este 2020, a un precio de 55 euros por MWh. La compañía dirigida por Antonio Mexía, que **acaba de vender sus clientes minoristas en España a la francesa Total**, informa de que tiene cubierto el 60% de la de 2021, a un precio inferior, de 50 euros por MWh.

Finalmente, la agencia de calificación de riesgo señala que **Naturgy**, mucho más reservada con este tipo de información que sus homólogas, tiene vendido el 70% de sus ventas este 2019 y no ha facilitado datos de 2020. La empresa presidida por Francisco Reynés está ahora en plena **renegociación de sus contratos de abastecimiento de gas** a largo plazo con Argelia y otros países.

Cobertura de precios de las grandes eléctricas				COBERTURA	
EMPRESA	RATING	PRODUCCIÓN EN 2019 (TWh)	2020	2021	
 IBERDROLA	Iberdrola	BBB+/Stable/A-2	 58,6	100%	70%
 endesa	Endesa	BBB+/Stable/A-2	 61,4	100% a 73,5 €/MWh*	80% a 74,5 €/MWh*
 EDP	EDP	BBB-/Stable/A-3	 37,1	100% a 55 €/MWh	60% a 50 €/MWh
 Naturgy	Naturgy	BBB/Stable/A-2	 25,8	Menos del 70%	Sin datos

FUENTE: Standard&Pooers. (*) Precios minoristas. elEconomista

S&P señala, en línea con otros analistas, que el precio del *pool* en España va a tardar varios años en recuperar el nivel de 2019, en el que cerró a 49,6 euros por MWh. Para el resto del presente 2020 la firma augura niveles de 30 a 40 euros por MWh, de modo que para el conjunto del año apuesta por 31,8 euros por MWh.

Para el ejercicio de 2021 augura 37,2 euros por MWh, que crecerán hasta los 43,8 euros por MWh en 2022 y hasta los 48,8 euros por MWh de 2023, bajando nuevamente a los 42,4 euros por MWh en 2024, por el incremento previsto de plantas de generación renovable.

Estos precios bajos, y las fuertes oscilaciones que producirá la entrada de nuevas instalaciones renovables obliga a las compañías a ser mucho más finas en el negocio de sus coberturas y en las ofertas a sus clientes finales.

Bruselas bendice la retribución que Endesa recibe por dar luz en las islas

La Comisión considera que no se trata de ayudas ilegales de Estado. El pasado año supusieron un total de 1.379 millones.

elespanol.com
09/06/2020



Bruselas ha desatascado su veredicto sobre el **sistema con el que España retribuye a Endesa** por dar suministro eléctrico fuera de la Península. La Comisión de Competencia ha determinado que **no se trata de ayudas ilegales de Estado**, según el veredicto al que ha tenido acceso este periódico.

Este dictamen es importante porque podría suponer el **pistoletazo de salida para un importante volumen de inversión** en las Islas Canarias y Baleares al dotar de más seguridad jurídica el marco con el que cuentan las empresas.

Según avanzó la pasada semana en una entrevista con **Invertia**, el consejero delegado de Endesa, **José Bogas**, la **compañía planea presentarse a los concursos** que se planteen a partir de ahora para **impulsar las renovables** en las islas.

Desde hace años, Bruselas venía analizando si el sistema de retribución a Endesa -empresa privada que antes era pública y copa el mercado de energía en Canarias y Baleares junto con la semipública REE- eran ayudas ilegales de Estado.

Ahora desestima esa idea al considerar que el dinero "**sólo se destina a cubrir los extra-costes de generación**".

La Comisión Europea no se mete en cómo se calculan esos costes, cuyo modelo ha sido cuestionado en ocasiones al salir de los Presupuestos Generales del Estado, pero en cualquier caso, **avala la retribución**.

Sí pone algunos condicionantes, entre ellos que a partir de **2025 se debe de dejar de retribuir** a la compañía por el suministro que presta en **Baleares**. Esto se debe a que para entonces, estará funcionando un nuevo cable desde la Península, se habrá introducido mayor competencia en el sistema balear y además, se habrán instalado nuevas fuentes de generación.

Con este dictamen, la Comisión Europea **zanja un debate que venía pendiente desde el año 2013**. Esta incertidumbre había retrasado la autorización de muchas inversiones que son necesarias para modernizar el sistema eléctrico de las islas.

1.379 millones al año

Endesa percibe desde hace años unos **ingresos regulados por prestar servicio en Canarias y Baleares**, lugares en los que el coste de suministro es más elevado. Esas cuantías salen de los Presupuestos Generales del Estado con el fin de que no se dispare el recibo de luz de sus habitantes y se calculan en base a una metodología compleja que ha generado polémica en el pasado. No obstante, **Bruselas no se mete a valorar ese método de cálculo**.

Según los últimos datos de la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)**, el pasado año la compañía percibió por este concepto 1.379 millones de euros.

Las inversiones que están pendientes por acometer en Canarias y Baleares debido a esa inseguridad jurídica se pusieron de manifiesto hace unos meses, cuando la **isla de Tenerife se quedó sin luz** por un problema que todavía está siendo investigado.

Ahora, al zanjar la UE el marco de inseguridad jurídica, se espera que las empresas puedan presentarse a los concursos públicos que se lancen para poner en marcha nuevas inversiones en un mercado fuertemente regulado.

Las eléctricas quieren dar a las autonomías la recaudación de los impuestos a las nucleares

- **A cambio, los gobiernos regionales suprimirían sus propios tributos sobre las plantas**
- **Las empresas reaccionan contra la nueva Ley fiscal catalana, que restará 120 millones al año a las centrales de Ascó y Vandellós**

eleconomista.es
09/06/2020

Tras la aprobación de **la nueva Ley fiscal catalana**, las eléctricas le han propuesto al Gobierno que transfiera a las comunidades autónomas la recaudación de los tributos estatales ambientales sobre las centrales nucleares -unos 300 millones al año-, a cambio de que los gobiernos locales supriman sus propios tributos ambientales sobre las plantas.

Cataluña aprobó el pasado 28 de abril la **Ley 5/2020 de medidas fiscales, financieras, administrativas y del sector público y de creación del impuesto sobre las instalaciones que inciden en el medio ambiente**, que establece un gravamen de 5 euros por MWh producido a las instalaciones de generación de electricidad, reducido a 1 euro por MWh para los ciclos combinados de gas y del que están eximidas las demás tecnologías.

En la práctica, el impuesto afecta a las centrales nucleares de Ascó (propiedad de Endesa en un 85% y de Iberdrola en un 15%) y Vandellós (Endesa 72% e Iberdrola 28%). Atendiendo a su nivel de producción, ambas centrales tendrán que desembolsar unos 120 millones de euros anuales a las arcas de la Generalitat; como entra en vigor el próximo 1 de julio, este año será la mitad.



Es la tercera vez que el Gobierno nacionalista catalán intenta gravar las centrales atómicas, después de que el Tribunal Constitucional anulara dos tributos anteriores, **el impuesto sobre la producción nuclear en 2016** y **el impuesto sobre los residuos radiactivos en 2019**. Pero en esta ocasión, el Ejecutivo de Torra ha tomado como modelo el impuesto extremeño sobre instalaciones que inciden en el medio ambiente, **avalado por el Alto Tribunal en 2018**.

Impuestos, tasas, cánones...

Todas las comunidades autónomas con centrales nucleares en su territorio les aplican tributos propios de carácter ambiental. El citado impuesto de Extremadura (donde se levanta la planta de Almaraz), al igual que el catalán, grava la producción eléctrica de las centrales con 5 euros por MWh; en el caso de Valencia (donde se ubica Cofrentes), el tributo es de 1,8 euros por MWh; y finalmente Castilla y León, que alberga Trillo y la parada Garoña, grava con 15 millones al año **el almacenamiento de combustible de la segunda de las plantas**.

Según los cálculos del sector, la suma de estos tributos ambientales autonómicos, junto con los habituales, como el IBI o el IAE, y otras cargas extraordinarias, como la **vigilancia in situ de la Guardia Civil** en las centrales (4,3 millones al año por planta) o las transferencias económicas a los municipios de sus alrededores, rozó los 225 millones anuales el año pasado; este ejercicio, con la entrada en vigor del impuesto catalán, alcanzará los 270 millones.

A esas cantidades hay que añadir una tasa de ámbito nacional destinada a cubrir los costes del desmantelamiento de las instalaciones y de la gestión de sus residuos radiactivos **-conocida como la Tasa Enresa-**, que se ha incrementado a inicios de año: en 2019 recaudó 385 millones y este 2020 alcanzará los 477 millones.

Las plantas atómicas todavía soportan otros dos impuestos estatales de carácter ambiental, alumbrados por la **Ley 15/2012**, uno sobre la producción de combustible nuclear gastado y otro sobre su almacenamiento. Recaudan unos 300 millones anuales -el primero aporta el 95%-, que se destinan a sufragar costes fijos del sistema eléctrico. Las eléctricas los recurrieron a los tribunales, pero después de que el Supremo y el Constitucional se pasaran la pelota el uno al otro sin decidir nada, el Tribunal de Justicia de la UE **dictaminó su legalidad a finales del año pasado**.

Para desánimo de **Iberdrola**, **Endesa** y **Naturgy**, parece que el armazón de tributos específicos sobre las centrales nucleares, que este año recaudará más de 1.000 millones, es jurídicamente sólido. Pero ello no implica que sea sostenible: las empresas advierten de que las plantas, con los bajos precios del mercado eléctrico, no obtienen rentabilidad para operar e invertir los 3.000 millones que les exige la normativa de seguridad hasta que cierren, de forma escalonada, entre 2028 y 2035, **según pactaron el año pasado con el Gobierno**.

Rebajar la presión fiscal

Así se lo han transmitido al Ministerio para la Transición Ecológica (Miteco), al que le han planteado la posibilidad de transferir lo recaudado con los impuestos ambientales estatales -los de la Ley 15/12- a las comunidades autónomas con instalaciones nucleares en sus territorios, con la intención de que éstas eliminen sus propios tributos ambientales sin que se vea reducida su recaudación.

Varias fuentes consultadas comentan que la propuesta permitiría reducir la múltiple imposición sobre las centrales, pero mientras unas ponen el acento en la posibilidad de que se incumpla el referido calendario de cierre hasta 2035, anticipando el apagón de las plantas por falta de viabilidad económica, otras recuerdan que el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) **ha autorizado a Almaraz a operar hasta 2028** y que acaba de iniciar los trabajos para conceder una **ampliación de la licencia de Vandellós II** por 10 años más.

La propuesta, por otro lado, obligaría a compensar la merma de ingresos para el sistema eléctrico -el año pasado ya **se incurrió en un déficit de unos 800 millones y este año será mayor-**, y no está claro cómo se podría convencer a los responsables autonómicos de que renunciaran a ejercer sus prerrogativas en política fiscal.

Más fondos para Enresa

Las empresas también han trasladado al Miteco otras opciones, como ingresar en el Fondo de Enresa -donde recalca la **Tasa Enresa**- la recaudación de los impuestos ambientales estatales, ya que a fin de cuentas son figuras fiscales con una finalidad muy similar, y que las comunidades autónomas reciban la compensación por suprimir sus impuestos propios con cargo a los peajes de la tarifa eléctrica.

Todo este movimiento se produce con el telón de fondo de la **revisión de la fiscalidad ambiental y energética**, y del diseño de los llamados cargos de la tarifa eléctrica -partidas incluidas en el recibo por cuestiones políticas- en la que lleva meses enfrascado el Gobierno.

Lo que está claro es que las eléctricas consideran confiscatoria una presión fiscal sobre las centrales nucleares que llegará al 50% de la facturación del ejercicio y que ya se ha comido un 65% durante el primer trimestre. Y que piden, y proponen, soluciones.

Total disputa a Repsol un hueco en el negocio eléctrico con precios de derribo

Las petroleras adquieren activos gasistas y renovables en España aprovechando la depreciación de las centrales de ciclo combinado.

lainformacion.com
10/06/2020

Los cambios en el negocio de la energía provocan un efecto dominó. Las compañías más pequeñas y ágiles **apuestan todo a las renovables** y en el camino, venden activos como las centrales de gas que, aunque contaminan, permiten a los viejos dinosaurios -las petroleras tradicionales- entrar en el negocio eléctrico, con más futuro que la extracción, transformación y venta de combustibles fósiles. La carrera está lanzada y, en España, Total disputa a Repsol el puesto de vanguardia para competir con las eléctricas tradicionales Endesa, Iberdrola y Naturgy.



Repsol aprovechó su oportunidad hace dos años. Compró a Viesgo 2.350 MW repartidos en dos ciclos combinados (centrales de gas) y tres hidroeléctricas. **La guinda era una comercializadora de gas y electricidad con 750.000 clientes.** Todo por 733 millones. Era el trampolín para disputar una nueva partida y a buen precio porque fuentes del mercado -nunca confirmadas por el comprador- detallaron que Repsol adquirió las centrales de gas de Viesgo en Algeciras (Cádiz) y Escatrón (Zaragoza) por 110 millones de euros, **un 86% por debajo de su valoración en libros.**

Desde aquella operación, el precio de los activos de generación eléctrica con combustibles fósiles no ha subido. Al contrario, Naturgy, Endesa y la propia Repsol han limpiado sus balances revisando activos y **rebajando su valor en más de 11.000 millones.** Total, que ha regresado a España con tanto o más ruido que cuando abandonó Cepsa en 2011, ha aprovechado el momento. Ha sorprendido a Repsol al adquirir de una tacada a la portuguesa EDP 2,5 millones de contratos de electricidad -un millón- y de gas que le permiten llevar el cartel de cuarta eléctrica del país y lo ha hecho a buen precio. Ha pagado 515 millones por el paquete, en el que se incluyen dos grupos de ciclo combinado de Castejón (Navarra), con 843 MW de potencia.

Objetivo, cero emisiones

Total no ha detallado el precio que ha pagado por las instalaciones de gas de EDP, pero el sector da por hecho que no ha pagado más caro que Repsol. Más bien al contrario. **La pugna de las petroleras por encontrar nuevos nichos de negocio está en auge.** Repsol tiene como objetivo lograr el cero emisiones (netas) en el año 2050. Y eso no se consigue quemando combustibles fósiles. La apuesta son las energías limpias. La petrolera que preside Antonio Brufau aspira a convertirse en un actor relevante en renovables en el mercado interior para después dar el salto a otros países. De momento, cuenta con casi 3.000 megavatios en operación y otros casi 2.000 MW en desarrollo. Además, **en 2019 superó el millón de clientes de electricidad y de gas.**

El movimiento de Total mete presión. **De una tacada, Total se ha hecho con millones de clientes de electricidad y gas** a buen precio y otea nuevas oportunidades en renovables. Desde hace unos meses, la compañía, la mayor sociedad cotizada de Francia, cuenta en España con una filial de renovables y desarrolla 2.000 MW de solar fotovoltaico. **Como el resto de petroleras con actividad en España, quiere más.** Es la misma senda por la que de manera más discreta transitan el resto de las petroleras. BP ha comprado activos de Forestalia y Galp se ha hecho con una cartera de proyectos de renovables que tenía ACS. Tanto BP como Galp, además, disponen de comercializadoras de electricidad.

Los casos de 'reconversión verde' son la norma en el sector energético desde hace meses. Parece lejano en el tiempo, pero no hace dos años, **el presidente de la petrolera Repsol, Antonio Brufau, aún expresaba sus recelos por el impacto del coche eléctrico.** Como otros muchos críticos en el sector petrolero consideraba entonces que la **tecnología del coche eléctrico era "inmadura"**, cara y no sostenible. Hoy, la electricidad y el desarrollo del coche eléctrico son prioridades.

Cambio de opinión, cambio de negocio

Las petroleras han pasado de cuestionar los vehículos eléctricos -en suma un golpe a la línea de flotación de su negocio tradicional- a meterse de lleno en el negocio. Repsol, por ejemplo, diseña redes de recarga junto al **Ente Vasco de la Energía.** **El salto a las renovables no se debe sólo al aumento de la sensibilidad medioambiental.** Las empresas han mudado de opinión porque también el negocio ha cambiado de lugar. Los beneficios están en el lado de las renovables y en la lucha contra el cambio climático.

La ONU ha destacado en sus informes que **130 de las empresas más importantes del mundo** están ahora comprometidas en usar únicamente energías renovables y que **los beneficios potenciales para quien acierte** en la adopción de medidas frente al cambio climático llegan a los 22 billones de euros. No el siglo que viene, sino en 2030. El salto está a la vista. Paradójicamente, quien no lo dé arriesga mucho. Black Rock, la mayor gestora de fondos del mundo, que maneja en inversiones siete veces el PIB de España, amenaza con penalizar a las empresas cotizadas que no tomen medidas para frenar el cambio climático.

El Gobierno regará con ayudas al coche eléctrico, residual para una industria en grave crisis

Solo cuatro de los 36 modelos de coches que se producen en España son eléctricos



okdiario.com
10/06/2020

La crisis del coronavirus ha provocado un frenazo histórico en la industria del automóvil, que se tambalea tras más de tres meses sin noticias de las medidas del Gobierno de Pedro Sánchez para garantizar la viabilidad en el sector, aunque el Ejecutivo ha anunciado en numerosas ocasiones que «en las próximas semanas» presentará su «ambicioso plan» para salvar al motor de un futuro que se tiñe de 'negro' tras el cierre de Nissan y el anuncio de más de 500 despidos en Alcoa.

Un plan que tal y como ha anunciado este martes en el Consejo de Ministros la ministra de Hacienda y portavoz del Gobierno, **María Jesús Montero,** estará **centrado en los modelos de «bajas emisiones»** de gases de efecto invernadero, a pesar de que este tipo de vehículos ocupan una parte residual de la producción automovilística española. Solo cuatro de los 36 modelos de coches que se producen en España son eléctricos puros.

Una parte residual de la producción

Concretamente, en el año 2019 se produjeron casi tres millones vehículos en las fábricas automovilísticas españolas, de los cuales **16.885 eran eléctricos puros y 272 híbridos enchufables.** Un cifra que queda lejos de la producción de coches de gasolina y diésel, que ocupa la gran parte de la producción, hasta multiplicar las cifras de los modelos de bajas emisiones por 50.

El Gobierno ha dejado claro que regará con ayudas al coche eléctrico en su firme apuesta por la transición ecológica: «Es un plan desde la perspectiva de la **nueva movilidad** y de que tenemos que seguir trabajando para que nuestro planeta se pueda beneficiar de las políticas medioambientales», ha reivindicado Montero, que ha destacado la importancia de los modelos de «bajas emisiones».

El plan de Sánchez sin definir

El plan del Gobierno para salvar a la industria automovilística se basa en cuatro pilares: **renovar el parque de vehículos hacia otro más moderno** y eficiente, estimular las inversiones para ganar más competitividad, garantizar la liquidez de las empresas del ramo y fomentar la investigación, el desarrollo y la innovación (I+D+i).

La hoja de ruta está trazada pero sin fecha y sin ticket final para un sector que representa el **10% del Producto Interior Bruto (PIB)** y un tejido productivo del que dependen miles de empleos, que se traducen en el 9% de la población activa en España. Además, la automoción es la mayor exportadora de la economía española. Una industria que realiza un sobre más 24 sectores, que van desde el químico a la hostelería.

Ayudas para todos los tipos de motores

Ahora está en manos de Sánchez la decisión de incluir en el plan de ayudas a los vehículos de combustión como ya han hecho sus homólogos europeos **Macron y Merkel**, que han lanzado incentivos también para el diésel y la gasolina.

Por su parte, las cuatro patronales del sector no han querido hacer declaraciones al respecto, pero en la reunión con la ministra de industria para diseñar un plan conjunto de medidas con el objetivo de relanzar el automóvil pedían un plan conjunto que incluye a todos los tipos de motores dotado de **400 millones de euros**. Aunque, otra de las peticiones es la aplicación de las medidas de carácter urgente, ya que las fábricas y concesionarios están trabajando a 'medio gas'.

Canarias impone multas de 30 millones de euros a REE y de 10 a Endesa por el apagón de Tenerife en 2019

La compañía eléctrica presentará alegaciones e insiste en que se trató de un fallo ajeno a la compañía El incidente que dejó sin luz durante nueve horas a toda la isla de Tenerife el pasado 29 de septiembre de 2019

rtve.es
10/06/2020



El Gobierno de Canarias ha impuesto **una multa de 10.039.674 euros a Endesa** por el incidente que **dejó sin luz durante nueve horas a toda la isla de Tenerife el pasado 29 de septiembre de 2019**, en la que residen casi 950.000 habitantes, según ha informado este miércoles la propia compañía eléctrica.

En un comunicado, Endesa ha reconocido que este lunes la Consejería de Transición Ecológica del Gobierno de Canarias **le notificó una sanción de 10.039.674 euros por el llamado "cero energético"** (o apagón general en el argot de las compañías del sector) en la isla canaria, como supuesto responsable de dos infracciones tipificadas en la Ley del Sector Eléctrico, una grave y otra muy grave.

Un portavoz de ese departamento de la comunidad autónoma ha confirmado que **también ha sido sancionada por el mismo apagón REE con una cuantía que roza los 30 millones**, correspondiente a cinco infracciones: dos graves y tres muy graves.

La misma fuente precisa que se ha comunicado a **ambas empresas una propuesta de sanción, dándoles la oportunidad de asumir su responsabilidad pagando esas dos cantidades** o, por el contrario, de **presentar las alegaciones que consideren oportunas**.

En el caso de **Red Eléctrica de España**, fuentes cercanas a la compañía confirman que **han recibido la propuesta de sanción y aseguran que van a estudiar el expediente, pero declinan por el momento hacer más valoraciones**.

Endesa presentará alegaciones al expediente sancionador

Endesa ha anunciado **su intención de presentar alegaciones al expediente sancionador que el Gobierno de Canarias** justifica por la presunta comisión de dos infracciones, una tipificada como grave y otra como muy grave, de acuerdo con lo establecido en la Ley 24/2103, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Endesa ha señalado en su comunicado que **respetará las competencias del Gobierno de Canarias** y, atendiendo a lo recogido en dicha Resolución, **presentará en el plazo establecido las alegaciones e informes para acreditar la inexistencia de responsabilidad** de Unelco Generación en la secuencia que se estipuló por el operador del sistema "ni en los efectos que esta tuvo en el restablecimiento del suministro en tan duras circunstancias, originadas por un fallo grave, en unas instalaciones ajenas a nuestra compañía".

La compañía siempre ha sostenido públicamente que el grave fallo en una parte de la subestación de Granadilla, **ajena a Endesa, produjo una afección a la totalidad de la generación de la isla**, tanto renovable como térmica, produciendo el cero de tensión en la isla.

Pese a la gravedad del fallo en origen, el sistema de protecciones con que cuentan las instalaciones de generación de Endesa **actuaron correctamente y salvaguardaron la integridad de los grupos**, lo que permitió iniciar las maniobras de arranque y reconexión de los grupos de producción, atendiendo precisamente a los protocolos e indicaciones del gestor del sistema, añade.

Por ello, solicitará que se analice con el máximo detalle los pormenores que derivaron en la incidencia y **reitera su máximo compromiso con la calidad y la garantía del suministro eléctrico** de las islas a todos los ciudadanos de Tenerife.

El hidrógeno verde, el combustible que está cada vez más cerca

Los planes de recuperación económica y energéticos redoblan la apuesta por esta alternativa

lavanguardia.com
11/06/2020

Llega donde las energías renovables no llegan. Este es el gran punto fuerte del hidrógeno verde, que es aquel que se produce a partir de agua y con electricidad de origen renovable. Sus principales frenos hasta ahora han sido su elevado precio de producción y la falta de regulación. Pero esta tecnología ya está "lista para el gran momento", según declaraciones recientes del director de la Agencia Internacional de la Energía, Fatih Birol.



Acelerar su avance requiere aumentar la inversión en I+D+i, y en esto está la Comisión Europea, que destinará al hidrógeno hasta 30.000 millones de euros durante los próximos diez años. También la futura ley de Cambio Climático y Transición Energética española apunta a este combustible como vector energético clave. Más localmente, el Institut Català de l'Energia (Icaen) acaba de poner en marcha la Taula de l'Hidrogen, en la que 40 empresas, entidades y administraciones trabajarán conjuntamente para impulsar su uso.

Inversión

La UE quiere dedicar hasta 30.000 millones de euros al hidrógeno en diez años

La presión del mundo empresarial está detrás de estas decisiones administrativas. Las eléctricas Iberdrola, Enel (Endesa) y EDP y las compañías del sector de las renovables A kuo Energy, Baywa Re, Vestas, MHI Vestas y Ørsted se han unido a las patronales europeas de las energías renovables SolarPower Europe y WindEurope para lanzar la iniciativa Choose Renewable Hydrogen. Enagás, por su parte, está desarrollando un plan para convertir España en un *hub* que exporte hidrógeno verde al resto del continente. Coincide en la estrategia la Asociación Española del Hidrógeno (AeH2), para quien España podría convertirse en un país líder en producción de hidrógeno verde.

¿Qué tiene de especial este combustible? “Es una alternativa renovable a todos aquellos usos energéticos que no se pueden electrificar y que dependen aún de los combustibles fósiles, sobre todo en el ámbito industrial”, explica Javier Brey, presidente de AeH2. Manel Torrent, director del Icaen, señala otro punto fuerte: “La capacidad para compensar los desajustes entre producción y consumo de energía renovable, puesto que se puede fabricar hidrógeno cuando sobra electricidad y consumirlo cuando la oferta de electricidad supera la demanda, porque sirve para almacenarla a largo plazo”.

Otro uso es como combustible para vehículos de gran tonelaje y que recorren grandes distancias. Existen ya furgonetas, camiones, autobuses, trenes y embarcaciones marítimas propulsadas con hidrógeno, y la gran esperanza es que los aviones lo utilicen también. Otra utilidad potencial es su inyección a la red de gas natural, primero en un pequeño porcentaje y, a la larga, como sustituto de este gas de origen fósil.

Cifras

Los costes de producción caerán el 40% en una década

“Se trata de una solución integral porque es aplicable al ámbito industrial, residencial y a la movilidad”, señala Albert Tarancón, investigador Icrea en el Institut de Recerca en Energia de Catalunya (Irec), centro perteneciente al Clúster de l'Energia Eficient de Catalunya (CEEC). Además se trata de un combustible que no emite dióxido de carbono (CO₂), principal gas causante del calentamiento global, puesto que “para la obtención del hidrógeno verde se necesita agua y electricidad de origen renovable, con lo que el resultado de su combustión es vapor de agua”, explica Javier Brey.

Se estima que los costes de producción del hidrógeno van a reducirse en un 40% en los próximos diez años.



desde 1977, manteniendo nuestra esencia

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...