

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 y otros cuatro países insisten en reformar el mercado eléctrico para proteger al consumidor

elperiodicodelaenergia.com, 02 de diciembre de 2021



España y otros cuatro países —Francia, Grecia, Italia y Rumanía— han defendido este miércoles mecanismos para garantizar la protección del consumidor frente a altos precios minoristas de la electricidad en una declaración conjunta que pretende «contribuir al necesario debate sobre el funcionamiento de los mercados de la electricidad y el gas».

Estos países han instado a una «rápida aplicación» por parte de la Unión de la Energía de «propuestas preparadas para hacer frente a las fuertes subidas de los precios de la energía y el carbono», al tiempo que se hace hincapié «en la recuperación económica ecológica y la neutralidad del carbono».

Este documento, firmado y distribuido a víspera de que los ministros de Energía de la UE se encuentren en Bruselas para continuar el debate sobre los precios de la energía, ha reclamado «garantizar que los consumidores de energía eléctrica compartan plenamente los beneficios de las tecnologías de emisiones cero a partir de ahora», evitando al mismo tiempo «la excesiva volatilidad de los mercados de gas natural».

Así, ha propuesto enmendar el artículo 5 de la Directiva de la electricidad para permitir a los estados miembros que puedan aplicar «mecanismos de regulación, diseñados a nivel de la UE», que garanticen que los consumidores paguen al final los precios de la electricidad «que reflejen el coste de la combinación de generación utilizada para abastecer su consumo».

En otro punto, estos países han defendido también que «la regulación del mercado debe adaptarse al papel fundamental de las energías renovables en el horizonte 2030» y reforzar la protección de los consumidores eléctricos.

En este contexto, han reclamado la revisión del artículo 11 de la Directiva relativa a los contratos dinámicos de precios de la electricidad, «para hacer cumplir las advertencias adecuadas a los consumidores sobre los riesgos asociados a este tipo de ofertas». «Sin este tipo de obligación de información, la directiva actual parece demasiado promocional de este tipo de contratos minoristas, lo que podría llevar a los consumidores a asumir riesgos que no pueden gestionar, o al menos riesgos de los que no son conscientes», han avisado.

También han señalado la necesidad de introducir en la directiva de electricidad «el derecho de los consumidores domésticos a solicitar una oferta» que les proteja «de las variaciones del precio de la electricidad a corto plazo». «Los incentivos a la eficiencia energética se preservarán mediante una variación moderada bajo este precio base o mediante la intervención de operadores de respuesta a la demanda que podrán valorar la diferencia entre el precio base y los precios mayoristas», han explicado.

Han apuntado también el deber de la Unión Europea de «facilitar el desarrollo de contratos de electricidad a largo plazo basados en energías de cero emisiones».

«Los ciudadanos, las empresas y las industrias europeas tendrán un suministro de gas continuo y estable a precios asequibles», han incidido en el documento, en el que recalcan que «se adoptarán una serie de medidas para subsanar las deficiencias observadas en el mercado del gas y garantizar un suministro de gas continuo y estable a precios asequibles para los consumidores».

«La normativa garantizará un alto índice de utilización de nuestras instalaciones de almacenamiento de gas» y, por tanto, «reforzará nuestra seguridad de suministro y permitirá un funcionamiento más eficaz del mercado del gas», ha concluido.

Por otra parte, [Alemania y otros ocho países abogan por no tocar el actual modelo de fijación de precios en el mercado mayorista](#). La UE se vuelve a encontrar dividida.

Iberdrola y la sueca H2 Green Steel construirán una planta de hidrógeno verde en la península Ibérica

La instalación, cuya ubicación está todavía por determinar, supondrá una inversión de 2.300 millones de euros

elpais.com, 02 de diciembre de 2021

Iberdrola ha firmado un acuerdo con la empresa sueca **H2 Green Steel** para construir una planta de hidrógeno verde de 1.000 megavatios (MW) de capacidad instalada y una inversión estimada en 2.300 millones de euros. El emplazamiento será la península Ibérica, donde actualmente se barajan varias posibles ubicaciones, con la intención de que la producción comience en 2025 o 2026. Todas las localizaciones que H2 Green Steel e Iberdrola están evaluando en España y Portugal tendrán acceso a energía renovable, así como a toda la infraestructura necesaria para operar con éxito un negocio de hidrógeno, acero verde, según ha anunciado este jueves la compañía española.



La nueva planta alimentará con combustible limpio un horno de reducción directa de acero con capacidad para producir unos dos millones de toneladas al año de acero puro verde, con una disminución del 95% de las **emisiones de CO2**.

Acero verde

El electrolizador estará operado conjuntamente por ambas empresas. Iberdrola suministrará energía renovable a la planta, mientras que la producción de acero fundido verde y todos los procesos metalúrgicos posteriores estarán operados y serán propiedad de H2 Green Steel. Igualmente, ambas firmas estudiarán la posibilidad de ubicar, en el mismo emplazamiento, una instalación siderúrgica capaz de producir entre 2,5 y cinco millones de toneladas de planchas de acero verde al año. El proyecto se financiará mediante la combinación de fondos públicos, instrumentos de financiación de proyectos verdes y fondos propios.

La sociedad conjunta se creó a raíz de los contactos facilitados por la iniciativa europea CEO Alliance, en la que H2 Green Steel e Iberdrola han unido sus fuerzas con otras empresas para lograr un futuro con cero emisiones de carbono y una Europa más resistente y sostenible. La CEO Alliance apoya los esfuerzos de descarbonización mediante la identificación de posibles colaboraciones, el fomento de las inversiones verdes y el despliegue de proyectos que avanzan en el desarrollo de economías y sociedades sostenibles, en línea con el **Green Deal europeo**.

“Proyectos innovadores como este contribuirán a acelerar la comercialización de electrolizadores más sofisticados y de mayor tamaño, haciendo que el hidrógeno verde sea más competitivo. Con acceso a suministros de energías renovables de bajo coste, y una mano de obra altamente cualificada, la Península Ibérica puede ser fundamental para que Europa asuma el liderazgo mundial en el desarrollo de esta tecnología verde”, ha asegurado el director de negocios liberalizados de Iberdrola, Aitor Moso.

Por su parte, el director general de H2 Green Steel, Henrik Henriksson, ha afirmado que “al compartir el objetivo común de reducir las emisiones en las industrias difíciles de descarbonizar, empezando por el acero en Europa, estamos planteando un enfoque verdaderamente global e innovador en la producción de hidrógeno verde. Iberdrola aporta una experiencia, una tecnología y unos conocimientos técnicos inestimables, que permitirán dimensionar nuestros proyectos de acero ecológico”.

Nuevo varapalo de Bruselas a España: no habrá reforma del mercado eléctrico

Mejora su recomendación hasta 'sobrepoderar' y sitúa el precio objetivo en 25 euros

elperiodicodelaenergia.com, 03 de diciembre de 2021

La Comisión Europea ha defendido este jueves que el actual mercado energético es «la mejor opción» para usuarios y empresas en Europa y ha desoído las peticiones de España, Francia e Italia para reformarlo y mejorar la protección de los consumidores.

«El actual modelo de precios es la mejor opción para los usuarios y negocios europeos», ha señalado la comisaria de Energía, Kadri Simson, tras la reunión de ministros del ramo de los Veintisiete.

Simson se ha hecho eco de las conclusiones preliminares del [informe de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía \(ACER\)](#), para recordar que establecer mecanismos de fijación de precios alternativos pueden suponer un riesgo para la descarbonización rentable, los intercambios transfronterizos y la seguridad del suministro.

Con todo, ha señalado que el modelo actual «no es perfecto» y que la UE debe estudiar la flexibilidad de la red, incluidos el almacenamiento, los interconectores, las redes inteligentes y la respuesta a la demanda. «El trabajo sobre todas estas cuestiones está en curso», ha defendido.

Adiós a la propuesta del Gobierno de reformar el mercado marginalista: pone en peligro la seguridad de suministro y quiebra el mercado único europeo



De esta forma, **Bruselas ha vuelto a hacer oídos sordos a la petición liderada por España en coordinación con Francia, Italia, Rumanía y Grecia** para abordar una reforma a medio y largo plazo del sistema marginalista que fija los precios de la electricidad.

La comisaria estonia ha insistido en que el precio de la luz ya no se encuentra en su máximo de octubre, aunque los precios altos seguirán hasta la próxima primavera. Según ha señalado, la situación no afecta de igual manera a todos los Estados miembros y son aquellos que tienen más dependencia del gas los que están sufriendo un mayor impacto por la escalada de precios.

En todo caso, ha defendido los instrumentos puestos en marcha por el Ejecutivo europeo para aliviar la escalada de precios y subvencionar parte de las facturas a los colectivos más vulnerables. «Veinte Estados miembros han tomado ya medidas para mitigar el impacto en sus ciudadanos y negocios (..) en nuestra evaluación preliminar, estas medidas ascienden a más de 3.400 millones de euros», ha apuntado.

Bruselas también ha descartado una manipulación en el mercado de emisiones europeo, asegurando que el informe de los reguladores europeos no constata ninguna evidencia. Esta era otra de las denuncias del Ejecutivo español que señaló una creciente especulación en este sector que incide en el aumento del precio de la luz.

Sobre cómo aumentar en el futuro la protección de los consumidores minoristas, otra de las demandas de España, Simson ha señalado la necesidad de aumentar la información y el abanico de contratos energéticos. «En este contexto, también se deben considerar soluciones energéticas flexibles e instrumentos de cobertura a más largo plazo», ha subrayado.

ESPAÑA RECLAMA TRANSFORMAR EL MERCADO ELÉCTRICO

España ha vuelto a poner sobre la mesa de los Veintisiete la necesidad de abordar una reforma del modelo eléctrico, al considerar que el sistema marginalista para fijar precios está desprotegiendo a los consumidores.

En este sentido, la vicepresidenta tercera y responsable de Transición Energética, Teresa Ribera, ha pedido una reforma a medio y largo plazo, ante la posición «inmovilista» de Alemania y otros ocho países del norte, que defienden el funcionamiento del actual sistema.

Ribera ha reclamado un debate «abierto» de aquí a abril, cuando la ACER presente el informe final para estudiar cómo proteger a los consumidores en un contexto de transición 'verde'. A su juicio, la UE debe reformar un sistema que beneficia el alza de los precios y que «no refleja los costes reales» de la energía.

España llegaba a la reunión reclamando junto a Francia, Italia, Rumanía y Grecia, revisar la regulación europea para proteger más a los consumidores y fortalecer la posición de la UE frente a los mercados internacionales del gas, facilitando contratos de suministro a medio y largo plazo con la garantía de un marco único a nivel europeo. Frente a este bloque, otros nueve países, entre ellos Alemania, Dinamarca y Finlandia, ya han mostrado su rechazo frontal a acometer reformas a nivel comunitario.

El adiós definitivo a la central térmica de Carboneras, más cerca

Endesa recibe el acta oficial de cierre y ya trabaja en los nuevos usos

lavozdealmeria.com, 03 de diciembre de 2021

Endesa ha recibido el **acta oficial de cierre de la central térmica Litoral** ubicada en el municipio de Carboneras (Almería), lo que permite poner en marcha los mecanismos necesarios para empezar el desmantelamiento efectivo de la central planta con "criterios de economía circular", formación a personal "especializado" y generación de "sinergias" con diferentes entidades de la zona a las que se les irá donando elementos.

"Este documento es todo un hito", ha señalado **Juan Luis Redondo**, director de la central, quien ha indicado que ya está todo "preparado para empezar a abandonar el carbón" y "abrir un nuevo futuro a esta zona, que no abandonamos, sino que simplemente cambiamos de actividad".

En un comunicado, el director general de Generación de Endesa ha indicado que la **descarbonización** es una "realidad" y ha precisado que ahora trabajan en el desmantelamiento y en la elección de los proyectos que conformarán el futuro de la zona.

"El cierre de la central de Litoral supone un paso importante en la estrategia de descarbonización de Endesa, se abre ahora una nueva etapa en la construcción de un proyecto de futuro. En los próximos días iniciaremos el **desmantelamiento de la central**, dando continuidad al empleo, y tenemos un plan de desarrollo de energías renovables para la zona que seguirán la senda del desarrollo sostenible", ha apuntado.



La historia de la central

La central de Litoral **inició su explotación en 1985**, con la entrada en funcionamiento del Grupo 1, uniéndose un segundo Grupo en 1997. En total trabajaban en esta instalación 120 trabajadores de forma directa que ahora ya se encuentran jubilados o reubicados, recibiendo cursos de formación específicos.

La instalación **ha llegado a producir durante su vida útil más de 180.000 GWh**, es decir el consumo energético de Andalucía durante 4 años y medio y llegó a ser todo un referente cuando en 2014, con una inversión de 240 millones de euros se realizaron mejoras medioambientales que la pusieron a la vanguardia de esta tecnología a nivel mundial.

Además, Litoral ha acogido proyectos como el de **Microalgas en 2006**, una planta de estudio de usos de las microalgas para la captura y fijación de CO₂, precisamente este proyecto se seguirá desarrollando gracias al reciente acuerdo firmado entre Endesa y Algavillage que dará continuidad a esta planta experimental durante 10 años más.

14 propuestas

Con el inicio del desmantelamiento de la central se continua el **Plan Futur-e** en el que **Endesa** está trabajando desde 2020 y que está orientado a mitigar el impacto del cierre en la zona.

Para ello se lanzó un concurso internacional para la búsqueda de proyectos que posibilite el desarrollo económico en los terrenos de la central y de su terminal portuaria, una vez se concluya su desmantelamiento.

El concurso ha recibido **14 propuestas presentadas** que ahora están siendo analizadas por una comisión mixta de expertos entre los que están representantes del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, la Junta de Andalucía, el Ayuntamiento de Carboneras, la Autoridad Portuaria de Almería, la Universidad de Almería y la propia Endesa.

Este equipo está siendo el encargado de estudiar los 14 proyectos que se han presentado al concurso internacional del Plan Futur-e y que versan sobre temáticas relacionadas con la economía circular, **la acuicultura, los biocombustibles, el turismo y la logística**.

Para analizar la idoneidad de las ofertas presentadas, la mesa de evaluación valorará especialmente su adecuación a las necesidades de la zona, su viabilidad empresarial, su capacidad para generar empleo y la sostenibilidad en el municipio.

Además del concurso internacional para la búsqueda de proyectos, Endesa ha señalado que instalará **unos 1.200 megavatios de potencia renovable en la zona**, principalmente solares, que sustituirán a los 1.159 megavatios de potencia de la central térmica Litoral con la finalidad de sustituir la capacidad de generación de esta central térmica por tecnologías limpias y renovables.

Esto supondrá, según ha subrayado, una inversión de centenares de millones de euros, nuevas posibilidades de empleo y la formación en renovables para mejorar la empleabilidad de las personas.

Endesa ha trasladado que está en **"permanente contacto" con los principales actores** implicados en el desarrollo del Plan Futur-e Litoral, así como con las administraciones locales, regionales y nacionales, para coordinar todo el proceso "en aras de crear valor compartido con todos los agentes y de conseguir procesos de transición justa hacia nuevos modelos empresariales".

La central térmica de Litoral se encuentra en el municipio de Carboneras (Almería), a 67 km de Almería. Los terrenos que se ponen a disposición de nuevos proyectos alcanzan 297.000 metros cuadrados y cuentan con acceso a la red eléctrica y agua.

El emplazamiento enlaza rápidamente **a través de la nacional 341 con la autovía A-7**, que conecta con Almería y el resto de las principales ciudades de Andalucía, así como con el corredor mediterráneo.

Frente a la central se encuentra la terminal portuaria sobre la que Endesa dispone de una concesión hasta el año 2037, que permitiría la integración logística de las actividades que se puedan realizar en el emplazamiento de la central.

Abengoa avanza en la puesta en marcha de la planta piloto Grasshopper para la producción de energía a partir de hidrógeno

energetica21.com, 03 de diciembre de 2021



Abengoa, compañía internacional que aplica soluciones tecnológicas innovadoras para el desarrollo sostenible en los sectores de infraestructuras, energía y agua, a través de su área de Innovación, avanza en la fase de puesta en marcha de la planta piloto para la producción de energía mediante el empleo de pilas de combustible de hidrógeno del proyecto Grasshopper, en el cual participa.

La principal novedad de esta planta es que es la primera del mercado capaz de operar de forma dinámica, flexible, versátil y con una importante reducción de costes, siendo capaz de mantener las prestaciones de la misma en todo su rango de operación. Su comunicación bidireccional con el mercado eléctrico le permite ofertar capacidad y recibir peticiones a través de una plataforma pensada para Smart grid (o redes de inteligentes) y, su respuesta rápida, posibilita la participación en los mercados de reserva eléctrica y balances de red. La planta se ubica en la actualidad en la Zona Franca de Sevilla, desde donde partirá próximamente hacia su destino final, en Holanda.

Con el proyecto Grasshopper (GRid ASsiSnting modular HydrOgen Pem Power plant, o, lo que es lo mismo, planta de potencia de pilas de hidrogeno tipo PEM para asistencia a balance de red), se crea una **nueva generación de plantas de potencia basada en pilas de combustibles de hidrógeno, de tipo PEM** (Proton exchange membrane, o pilas de combustible de membrana de intercambio protónico), capaz de operar de forma dinámica, siendo capaz de adaptarse a las necesidades de la demanda de la red eléctrica, con una gran capacidad de respuesta, lo que la convierte en una instalación 100 % gestionable. Este valor añadido, le permitirá situarse en una posición muy competitiva en los mercados de reserva eléctrica, una vez que la planta piloto llegue a desarrollarse a nivel comercial. Actualmente, ya se trabaja en una solución a mayor escala, lo que posibilitará su incorporación al mercado de forma casi inmediata.

Otro gran beneficio de esta planta es su **carácter modular, que hace que su transporte sea relativamente fácil**, y que su conexión se pueda efectuar de forma rápida, lo que se conoce como plug and play. Así, Grasshopper presenta la solución para la demanda de energía de lugares remotos, o no conectados a la red, como campamentos o islas, o como generador de emergencia para edificios, como hospitales.

Asimismo, y puesto que la planta genera energía, no sólo en forma de electricidad, sino también de calor, éste puede ser aprovechado en procesos industriales que requieran de baja temperatura, o para el suministro de calefacción en áreas residenciales (CHP).

Destino final: Holanda

Una vez finalizada la fase de puesta en marcha, el proyecto se preparará para ser trasladado a su destino final, un parque químico en Delfzijl (Holanda), donde operará durante cinco años para demostrar su durabilidad y viabilidad económica. La planta funcionará a partir del excedente de hidrógeno producido en una planta química de cloro-álcali.

El precio de la luz baja un 2,3% y alcanza los 220,9 euros por megavatio hora

Vuelve a descender con la llegada del fin de semana, aunque suma su decimoséptimo día consecutivo por encima de la cota de los 200 euros/MWh

eldia.es, 04 de diciembre de 2021



El precio medio de la electricidad en el mercado mayorista ('pool') **baja un 2,3% este sábado** con respecto al mercado este viernes, situándose en los **220,9 euros por megavatio hora (MWh)**, según datos del Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE) recogidos por Europa Press.

De esta manera, el precio de la luz vuelve con la llegada del fin de semana a los descensos, aunque suma su **decimoséptimo día consecutivo por encima de la cota de los 200 euros/MWh**.

En términos anuales, el precio de este 4 de diciembre multiplicará por más de cuatro los 43,36 euros/MWh en que se situó en el mismo día de 2020.

El precio máximo de la luz para este sábado **se dará entre las 19.00 y las 20.00 horas**, con 250 euros/MWh, mientras que el precio mínimo se registrará entre las 06.00 y las 07.00 horas, con 183,79 euros/MWh.

Los precios del 'pool' repercuten directamente en la tarifa regulada -el denominado PVPC-, a la que están acogidos **casi 11 millones de consumidores en el país**, y sirve de referencia para los otros 17 millones que tienen contratado su suministro en el mercado libre.

Este encarecimiento en los últimos meses en el mercado eléctrico se explica, principalmente, por los **altos precios del gas en los mercados y de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO2)**, en máximos históricos en este año.

LA SEGUNDA FACTURA MÁS CARA

El recibo eléctrico de un usuario medio con la tarifa regulada -el denominado PVPC- se situó en noviembre en 115,18 euros, un 68,1% por encima de los 68,50 euros del mismo mes del año pasado, siendo así la segunda factura más cara de la historia tras la del pasado octubre, según datos de Facua-Consumidores en Acción.

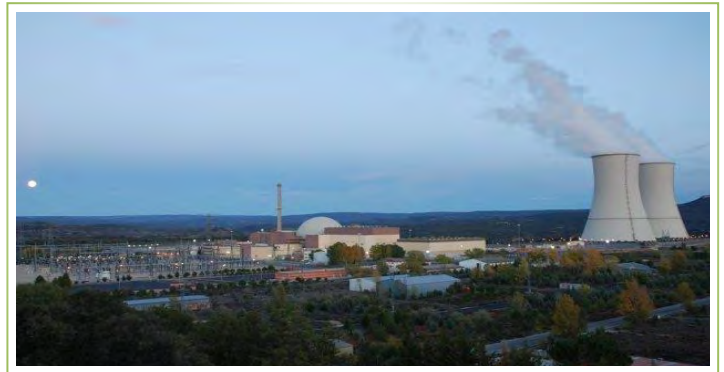
De esta manera, la asociación considera que **la factura eléctrica de diciembre tendría que ser negativa para que se cumpliese la promesa del presidente del Gobierno, Pedro Sánchez**, de que este año los consumidores pagarán lo mismo que en 2018 una vez descontado el IPC.

Trillo fue la última central en entrar en operación en España y desde entonces no se ha instalado ni un megavatio nuclear... ni se hará

La vicepresidenta ecológica sigue empeñada en que se cumpla el calendario de cierre progresivo acordado con las empresas propietarias, a pesar de que muchos expertos y organismos la consideran una energía esencial en la transición... y no emite CO2.

hispanidad.com, 04 de diciembre de 2021

Trillo fue la última central que entró en operación en España, lo hizo en 1988, y desde entonces no se ha instalado ni un megavatio de **energía nuclear**... ni se hará, al menos con Teresa Rivera. Entre 2027 y 2035 se cerrarán los siete reactores (Trillo será el último) que aún están operativos y muy lejos quedan los primeros años del desarrollo de la nuclear en nuestro país, en los que se llegaron a planificar hasta 20 unidades, pero se pararon “por **decisiones políticas** y por el **terrorismo**”.



Así lo explicó **Ignacio Araluce**, presidente del Foro Nuclear, en la visita de un grupo de periodistas al simulador de la sala de control de la central nuclear de Trillo, que la ingeniería **Tecnatom** tiene en Alcobendas. En 1984, dos años antes del accidente de Chernóbil, se revisó el Plan Energético Nacional 1978-1987 y se paralizaron las obras de cinco de los siete reactores que estaban en construcción -Lemóniz I y II en Vizcaya por el **terrorismo de ETA**; Valdecaballeros I y II en Badajoz; y Trillo II en Guadalajara-. Al mismo tiempo, se autorizó que se completaran los de Trillo I y Vandellós II en Tarragona para que entraran en operación.

En 1984, dos años antes del accidente de Chernóbil, se revisó el Plan Energético Nacional 1978-1987 y se paralizaron las obras de cinco de los siete reactores que estaban en construcción -Lemóniz I y II en Vizcaya por el terrorismo de ETA; Valdecaballeros I y II en Badajoz; y Trillo II en Guadalajara

En la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico de 1994 se paralizaron definitivamente las centrales de Lemóniz, Valdecaballeros y Trillo II y se reconoció el derecho de sus titulares a recibir una **compensación** por las inversiones realizadas, pues los trabajos estaban avanzados en un 90%. Esta compensación la hemos pagado todos los consumidores españoles en el recibo de la electricidad entre 1996 y 2015, acumulando un total de 5.717 millones a lo largo de 19 años.

La prohibición de construir centrales nucleares se denominó **moratoria nuclear** y acabó con la aprobación de la **Ley del Sector Eléctrico 54/1997**, que liberalizó la actividad de generación eléctrica. De esta forma, se permitió que cualquier empresa pueda construir cualquier tipo de instalación siempre que logre los permisos necesarios (impacto ambiental, construcción, puesta en marcha, operación, locales, provinciales, autonómicos, etc.).

La industria nuclear española cuenta con “alrededor de 30.000 personas, entre empleos directos, indirectos e inducidos”

Sin embargo, ahora esto no parece factible: primero, por el calendario de cierre progresivo de las nucleares y segundo, porque no es rentable debido a la asfixia fiscal que soportan. “La industria nuclear española trabaja en España y en el extranjero, y es un sector de prestigio”, destaca Araluce.

Pero la vicepresidenta ecológica **Teresa Ribera** no le dará ni la más mínima oportunidad y la última muestra se ha podido ver recientemente, afirmando en una entrevista, que “no se va a prorrogar ningún año de vida útil de ninguna central”.

La industria nuclear española cuenta con “**alrededor de 30.000 personas**, entre empleos directos, indirectos e inducidos”, explica Araluce, y “con un nivel de cualificación muy alto”. Hubo un momento en que llegó a haber 10 reactores en nuestro país, pero tras los cierres de Vandellós I, Zorita y Garoña, ya sólo quedan los siete que conocemos hoy (**Almaraz I y II, Ascó I, Cofrentes, Ascó II, Vandellós II y Trillo**), los cuales proporcionan el 22% de la producción de electricidad con sólo una potencia instalada del 6,49%. Con el calendario de cierre progresivo encima de la mesa, la vida útil de estas centrales se situará en una media de 45-46 años, mientras en algunos países (por ejemplo, EEUU) se ha alargado a los 80 años y otros (como Francia o Reino Unido) están apostando fuerte por la instalación de nuevos reactores.

Desde el Foro Nuclear se ve racional que aprovechemos los rayos solares (energía fotovoltaica) y el viento (energía eólica), pero no son tan predecibles y controlables. Asimismo, se considera que “el desarrollo del **almacenamiento** tiene que ir parejo al de las renovables, necesitamos frigoríficos eléctricos”, por ejemplo, mediante centrales hidráulicas reversibles y baterías. Además, hay que tener en cuenta que es una energía barata, que no presiona en el precio (entra en el *pool* ofertando a precio cero) y que no emite CO₂, y que “el sistema marginalista ha permitido históricamente abaratamiento de costes, aunque ahora sea un momento distinto puntual” y esta puede ser la principal razón de que Europa no quiera cambiarlo aunque así lo proponga España.

Por qué el modelo nuclear francés ofrece una salida a la crisis energética: sin monopolios y avalado por Bruselas

Francia obtiene aproximadamente el 70% de su electricidad de la energía nuclear gracias a 45 reactores atómicos.

Macron insiste en que se trata de una alternativa de "transición" hasta dar el salto definitivo a las renovables.

Falta por ver si la UE da el paso de considerarla "energía limpia".

20minutos.es, 05 de diciembre de 2021

El Gobierno de Emmanuel Macron ha dado un paso importante adelante para hacer frente a la crisis energética que asola buena parte de Europa. **Francia quiere explotar su capacidad nuclear para usar esta energía como un elemento "de transición"** hasta consolidar las renovables. El Elíseo se ha propuesto construir reactores nucleares de pequeño tamaño que sirvan para cubrir necesidades a un nivel importante, y el modelo galo se ha convertido en una referencia a la que muchos miran. **¿Por qué?**

Francia **obtiene aproximadamente el 70% de su electricidad de la energía nuclear gracias a los 45 reactores** atómicos que siguen en activo. Un conglomerado de empresas estatales construye desde 2007 un reactor de nueva generación, del tipo EPR, con unos 1.650 MW de potencia, en Flamanville (Normandía, noroeste), pero el proyecto está plagado de problemas técnicos y sobrecostos que han causado largos retrasos.



Macron aseguró hace semanas que el inicio de la construcción de nuevos reactores **ayudará a "garantizar" la independencia y el aprovisionamiento energético del país**, a la vez que se avanza hacia el objetivo de que Francia alcance la neutralidad de sus emisiones de carbono para 2050.

Y es un paso avalado por Bruselas, aunque ahora falta por ver si la UE la termina por considerar energía limpia, algo que genera discrepancias entre algunos expertos.

Además, el sistema francés evita el monopolio **porque es Electricité de France (EDF), una empresa pública, la que controla este modelo**. Precisamente esto vino dado por el malestar de la Comisión Europea con un monopolio que, hasta hace 14 años, sí estaba en manos de EDF. Ahora lo que sucede es que quienes antes eran sus competidores ahora comparten la producción de la empresa estatal. Se ha llegado al no monopolio rompiendo con uno que existía, y al mismo tiempo el país galo mantiene una "nacionalización" de la energía nuclear.

Una energía a la que no se puede renunciar

En un estudio de **proyecciones a 30 años vista**, la Red de Transporte de Electricidad (RTE, un organismo estatal) subraya que desde el punto de vista económico **la mejor solución es lanzar un programa de construcción de nuevos reactores nucleares**. Los autores del estudio señalan que aunque el precio del kilovatio hora de las nuevas centrales nucleares que habría que construir es más elevado en términos brutos que el de las instalaciones renovables, como las plantas eólicas o solares, estas implican "importantes necesidades en flexibilidad".

Es decir, que dado el carácter intermitente de su funcionamiento, **harían falta dispositivos de almacenamiento y de gestión de la demanda, así como centrales** que pudieran aportar corriente en ciertos momentos. Por ello, su conclusión es que "los escenarios que comprenden nuevos reactores nucleares aparecen más competitivos".

El anterior presidente, el socialista François Hollande, **hizo adoptar una ley que prevé reducir el peso de la electricidad nuclear al 50% en 2025**, pero el actual, Emmanuel Macron, apuesta por relanzar la energía atómica y quiere construir más reactores de nueva generación del tipo EPR, como el que se construye en la costa de Normandía y que acumula muchos retrasos y enormes sobrecostes.

En su estudio, RTE elabora seis escenarios diferentes, **que van desde el abandono total de la energía nuclear para 2050, que significaría multiplicar las capacidades actuales de energía solar por 21** y las eólicas terrestres por cuatro, además de muchos parques eólicos marinos. Por el contrario, en el escenario con más energía nuclear, esta pesaría tanto como las renovables en la producción de electricidad.

Los autores del informe, en cualquier caso, estiman que para cumplir con el objetivo climático del llamado "cero neto" de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) **habría que reducir en un 40% el consumo de energía en los próximos 30 años**, y volver al nivel que había a finales de los años 1960.

Simultáneamente, habría que proceder a una electrificación del sistema energético (cortando el consumo de gas y gasolina, por ejemplo), de forma que la electricidad **pasaría de un 25% del total actualmente al 55% a mediados de siglo**. En términos absolutos, la producción eléctrica tendría que crecer de unos 400 teravatios hora actualmente a 645 en 2050 en un escenario medio.

El petróleo vuelve a ejercer de termómetro de la recuperación

La decisión de la OPEP de inyectar 400.000 barriles más desde enero proporciona una tregua al turbulento despegue económico global. Pero la tensión puede volver de inmediato

publico.es, 06 de diciembre de 2021

La OPEP ha vuelto a demostrar su capacidad de influencia económica y geopolítica. Quizás ya no sea el cártel determinante que precipitó a la recesión y al shock financiero a la práctica totalidad de las potencias industrializadas en los años setenta. Ni el club del poder emergente que logró mantener en los tres dígitos la cotización del crudo durante los largos meses que sucedieron al tsunami crediticio de 2008. O abastecer el mercado en los años de la doble incursión militar en Irak. Pero continúa teniendo un peso sistémico incuestionable.



La última de sus maniobras, casi contra pronóstico, ha sido inyectar 400.000 barriles diarios más desde enero para regar de crudo una parte de la **franja que separa la oferta de la demanda global**. Más petróleo a costa de **menos valor del barril**, dicen las más elementales ecuaciones de los analistas del sector.

Aunque, como siempre, las incógnitas son múltiples y, por tanto, su cotización responde a una amplia multiplicidad de factores. Visibles en jornadas como las de la pasada semana, con altas volatilidades y **"excesivas" oscilaciones de precios**", según los analistas de Commerzbank. Entre otras razones, por unas ínfulas demasiado proclives a una retirada de oferta por parte de la OPEP + como represalia al uso de las reservas estratégicas de EEUU -se alertaba desde ciertas sala de máquinas del mercado-, y otros mercados crudo-dependientes, y por unas correcciones también demasiado exageradas sobre los riesgos asociados a una caída de la demanda; en este caso, por la **virulencia de la variante Ómicron** en determinadas latitudes y las severas consecuencias que ha asociado a su propagación la OMS.

A estos aspectos coyunturales, sobre la oferta y la demanda del mercado del crudo, se suman otros de índole diversa. Entre los geopolíticos que añadir al **manto de petróleo estadounidense** "en la dimensión que fuera necesaria", según la Casa Blanca, destacan los **conflictos de intereses en el seno del cártel**. Desde Arabia Saudí, que entre bambalinas admitía preocupación por la renovada crisis sanitaria, mientras reconocía sentirse cómoda con un barril por encima de los 70 dólares que le permite corregir su déficit presupuestario por los **gastos militares en Yemen**. A Rusia, que afirmaba antes de la reunión de la OPEP + del jueves pasado esperar por más datos cuando, en el fondo, recababa información sobre las presiones reales de EEUU y Europa sobre su **cercos militar a Ucrania**. Pasando por Irán, cuarto productor, que exige garantías verificables de una posible retirada de sanciones por su **programa nuclear** tras la salida de la Administración Trump de la Casa Blanca, tal y como acaba de suscribir, a través de una misiva a Financial Times, su negociador jefe, Ali Bagheri, en la que deja la puerta abierta a un bombeo más generoso del que le exigen el actual reparto de cuotas de la OPEP.

La mano tendida de la OPEP desde enero, sellada por el Kremlin, aunque con la **advertencia de un cambio de planes inmediato si aparecen desajustes en el nuevo año**, airean los contrapesos entre los principales socios del club. Una nueva política de *wait and see* hasta comprobar, entre otras cuestiones, si la Casa Blanca activa el grifo de sus reservas estratégicas, y su capacidad para lograr que el resto de sus aliados en esta causa abran las espigas de sus inventarios. En medio de advertencias de Washington de que "no se va a reconsiderar" la decisión presidencial.

Una horquilla en torno a los 75 dólares

En Goldman Sachs ven esta maniobra como un balón de oxígeno a una coyuntura global que ya se encuentra demasiado expuesta a vicisitudes de alta enjundia como la obstrucción logística al comercio o las escaladas de los precios de la electricidad a las que se incorporaba desde hace ya varias semanas, la del oro negro. "En un par de semanas se comprobará el impacto" afirma Tariq Zahir, director gerente de Tyche Capital Advisors a *Bloomberg*, "antes de ver con claridad este **doble juego de oferta y demanda**". Tras el *boom* de cotización del Black Friday. El barril WTI, de referencia en EEUU, subió un 2,6%, hasta los 68,3 dólares, nada más conocerse la decisión de la OPEP+, lo que supone para Vandana Hari, fundadora de Vanda Insights en Singapur, "una vuelta a un estadio de inteligencia tras el pánico a un escenario que combinara un barril próximo a los tres dígitos con un agravamiento del Covid-19 por la variante Ómicron". Mientras que el Brent escalaba un 2,9% hasta los 71,7 dólares.

Pero la evolución de los precios del petróleo también depende -y cada vez más- de la batalla a la que se enfrentan la **vieja economía** y los modelos y estrategias corporativas que aún apuestan por los combustibles fósiles y que arraigan en industrias y empresas y el Acuerdo Verde -Green New Deal- de transición energética, emisiones netas cero en 2050 e inversiones sostenibles.

Tal y como alerta, al analizar el mercado del crudo y la repercusión del gas y del petróleo en el recibo de la luz Jeff Currie, estratega de Goldman Sachs desde que estalló la crisis energética al inicio de otoño. **"Es la revancha de la vieja economía**, de la que surgen aún los clásicos problemas de **la economía de producción fósil**" y que ya ha logrado reactivar la extracción de carbón en ciertos mercados. O la misma que advertían los expertos del FMI en su cumbre otoñal para aclarar que la inflación -e, incluso el peligro latente de estanflación que apareció entonces- "no había sido un foco de preocupación especial desde la década de los setenta, cuando se produjo otro shock exógeno del petróleo". Y que ha llevado a el banco de inversión de Currie a vaticinar, durante algunas semanas, un barril de **tres dígitos** a lo largo del primer semestre de 2022.

En sintonía con el diagnóstico que, a finales de octubre -antes del órdago estratégico de la Casa Blanca- hacía Bank of America, a través de Francisco Blanch, su estrategia de materias primas y derivados para Europa, en el que elevaban hasta los 120 dólares el precio del barril en el primer semestre de 2022. El equipo de investigación de mercado del banco llegó a estimar un precio promedio del Brent de entre 75 y 85 dólares por barril y del WTI que oscilaría entre una horquilla de 70 y 82 dólares a lo largo de 2022 y de 2023. Con un matiz de visión estratégica a largo plazo: "Las expectativas de un pico de demanda de petróleo en esta década debido a las presiones del cambio climático ha mantenido los precios del petróleo a largo plazo deprimidos". Sin embargo, **si después de la COP26, "no se consigue una senda de descarbonización** clara, agresiva o neta cero, es probable que el mundo necesite más crudo del actualmente disponible para satisfacer el crecimiento de la demanda en la década de 2020".

Desde ING, tras el anuncio de la OPEP+ se asegura que el mercado petrolífero volverá a tener superávit productivo en 2022. Dando por hecho una estabilidad en los contratos de futuro. Al menos, mientras persista la amenaza de la Covid-19 y EEUU y sus aliados no enciendan el botón de las reservas estratégicas. Planteamientos que suscribe plenamente el secretario general del Foro Internacional de la Energía, Joseph McMonigle. Un giro interpretativo diametral del análisis privado que, en cualquier caso, y como suele ocurrir, hay que mantener en cuarentena.

EEUU: las mayores reservas estratégicas de 'oro negro'

La decisión de Biden de hacer uso de las reservas de petróleo es un arma de política exterior que la Casa Blanca ha utilizado para combatir la espita con la que el cártel de la OPEP abre o cierra el grifo productivo del *oro negro* en el mercado. No siempre con resultados efectivos, aunque la mayoría de las ocasiones, con suficiente capacidad de influencia como para devolver los precios con más o menos celeridad, a unos niveles de cierto equilibrio. Pero, ¿desde cuándo dispone el principal mercado del planeta de inventarios estratégicos? Y, sobre todo, ¿cuánto stock ostenta y cómo ejerce de estabilizador de la cotización del barril de crudo? Un breve repaso a su historia ayuda a comprender su peso geopolítico.

1.- Desde la crisis del petróleo de los setenta. La Reserva Estratégica del Petróleo americana se fecundó con el embargo saudí de 1973. Nació con fórceps, aunque con una concepción vital que todavía persiste en la actualidad: dotar a EEUU de una red de seguridad energética. Hasta crear la mayor reserva de emergencia petrolífera del mundo, almacenada a buen recaudo y bajo unas medidas extremas de seguridad en el subsuelo de los miles de kilómetros de costa de soberanía federal en el Golfo de México.

2.- ¿De qué cantidad de crudo dispone la principal potencia mundial? La Casa Blanca tiene sus reservas casi a tope. En concreto, a 12 de noviembre, tenía acumulado 606,1 millones de barriles que equivalen al 85% de los 714 millones de su capacidad máxima de almacenaje. Una cantidad suficiente para sufragar las importaciones de crudo estadounidenses de medio año.

3.- ¿Bajo qué circunstancias pueden los presidentes americanos acudir a estos inventarios? Es mucho más que una prerrogativa del jefe del Estado y del Gobierno. Sólo el inquilino de la Casa Blanca puede, en virtud de la ley de 1975 sobre el uso de las reservas, ordenar su empleo total en caso de "una severa interrupción de la demanda energética" que pueda convertirse en una seria amenaza para la seguridad nacional. La norma específica también estipula que, en retiradas de más de 30 millones de barriles se deben justificar "interrupciones en el flujo doméstico o en la entrada de esta materia prima de manera significativa o de duración continuada".

4.- ¿Cuáles han sido las sustracciones de reservas más recientes? Varios presidentes han hecho uso de este acopio de barriles. Por orden cronológico creciente, George Bush padre las reclamó en 1991 -17 millones de barriles- para atender las necesidades energéticas del Ejército durante la Guerra del Golfo. En 2005, su hijo (11 millones) para sufragar las carencias y los destrozos del Huracán Katrina. En 2011, Barack Obama solicitó 30 millones de barriles como parte del esfuerzo conjunto con otras naciones para atender las disrupciones productivas de Libia tras la primavera árabe en el país mediterráneo. Y en 2017, Donald Trump, a través del Departamento de Energía, autorizó el uso de 5 millones de barriles a las refinerías estadounidenses del Golfo de México en aras de garantizar el suministro energético tras el Huracán Harvey. Todas ellas fueron solicitadas para emergencias temporales, y las capacidades de crudo, reparadas, casi de inmediato, a tenor de las revisiones periódicas que se realizan.

5.- ¿Qué exigencias temporales plantea esta medida? La capacidad máxima de uso del crudo estratégico es de 4,4 millones de barriles diarios, según la website del Departamento de Energía de EEUU, y requiere 13 días para incorporarlos al mercado federal tras la decisión presidencial. Sin embargo, el mero anuncio de su utilización suele tener un efecto inminente sobre el precio del crudo.

6.- ¿Qué otros países poseen reservas estratégicas? China, India, Japón o Corea del Sur entre las naciones asiáticas. Todas ellas, economías consumidoras de crudo que se han adherido a la causa de la Administración Biden. También los socios de la UE manejan un inventario combinado de 825 millones de barriles de emergencia, según datos de Eurostat de junio pasado.

7.- ¿Cuál es la coyuntura energética actual de EEUU? El reciente boom productivo de la industria petrolífera estadounidense le ha llevado a ser el principal productor mundial de crudo, aunque es un cartel al que tradicionalmente ha renunciado para acudir al mercado y garantizar el stock de reservas estratégicas. Sobre las que existe también un poderoso lobby opositor al mismo por la elevada capacidad extractiva del país. Pero en los meses recientes su poder productivo se ha estancado, mientras la demanda se ha incrementado y las importaciones mantienen una senda alcista. En ocasiones, se han utilizado para sufragar ajustes presupuestarios o gastos en redes e infraestructuras. Dentro de planes recientes en los que la Casa Blanca ha considerado reducir a la mitad sus reservas estratégicas. A pesar de que el uso periódico de las mismas podría atender necesidades urgentes en caso de desastres naturales, como los huracanes.

España no valora su ingeniería ni su industria: la nuclear tiene un gran prestigio, pero Ribera pasa, y el Gobierno permite que Florentino venda Cobra

Tecnatom nació en 1957 y forma a los operadores nucleares españoles y de otros países durante tres años con teoría y práctica y mucha exigencia (el aprobado en los exámenes es un 8). Por su parte, Cobra pasará a estar controlada por el grupo Vinci.

Hispanidad.com, 06 de diciembre de 2021

A España le cuesta valorar todo lo bueno que tiene, pese a que todo ello sí recibe gran aprecio fuera de nuestras fronteras, y es que dentro se nos da mejor ser una España cainita y la política no aporta gran cosa para que cambien las tornas. Por ejemplo, nuestro país no valora su ingeniería ni su industria, como se puede ver en que la **nuclear** tiene un gran prestigio en el exterior, pero **Teresa Ribera** sigue pasando de esta energía barata y que no emite CO₂; el Gobierno ha autorizado que **Florentino Pérez** venda **Cobra**; y la crisis de la **industria del automóvil** se agrava sin que desde Moncloa se pongan los remedios necesarios para mejorar la situación.



Vayamos por partes. Lo primero es remontarnos a los años 50 del siglo XX y al **Banco Urquijo** (banco privado creado en 1870 en Madrid, que se fusionó en 1984 con **Bankuni6n** y despu6s la **familia March** entr6 como mayoritario, pero lo vendi6 en 1998 al grupo belga **KBC Group** y en 2006 fue adquirido por **Banco Sabadell**). En concreto, el Servicio de Estudios del Banco Urquijo, con el fin de apoyar e impulsar el desarrollo de nuevas actividades industriales, propuso que se estudiara el uso de la energa nuclear para producir electricidad en Espa6a y la idea se materializ6 en la creaci6n de la ingeniera **Tecnatom** en 1957. Tras un proyecto preliminar de central nuclear para **Uni6n El6ctrica Madrile6a** (que m6s tarde se fusion6 dando lugar a Uni6n Fenosa, que despu6s compr6 Gas Natural y actualmente es Naturgy), esta pidi6 al Gobierno construir una central en Almonacid de Zorita (Guadalajara), que se denomin6 **Jos6 Cabrera** y tuvo una potencia de 160 megavatios, estuvo en operaci6n entre 1969 y 2006, cuando ces6 su actividad.

La estadounidense Westinghouse Electric Company se ha hecho con el 50% de Tecnatom, tras comprar las participaciones de Iberdrola y de Naturgy, convirti6ndose en su copropietaria y cogestora junto a Endesa a trav6s de una ‘joint venture’.

Desde su creaci6n, Tecnatom presta servicios en el sector nuclear, por eso en su accionariado estaban las siete el6ctricas que participaban en el Programa Nuclear espa6ol. Tras a6os en los que dentro del sector el6ctrico se han dado fusiones y compras, y ahora con un calendario progresivo de cierre de los siete reactores que quedan operativos para 2027-2035 encima de la mesa, el pasado octubre, hubo una novedad en el accionariado de la ingeniera: la estadounidense **Westinghouse Electric Company** se hizo con el 50%, tras comprar las participaciones de **Iberdrola** y de **Naturgy**, convirti6ndose en su copropietaria y cogestora junto a **Endesa** a trav6s de una *joint venture*. Adem6s, de servicios al sector nuclear, adiestramiento de operadores y la ingeniera, en la 6ltima d6cada Tecnatom se ha diversificado y ha entrado en otros sectores industriales (aeron6utico, ferroviario, petroqu6mico, etc.).

Esta ingeniera forma a los operadores nucleares espa6oles y tambi6n de otros pa6ses que trabajan en la sala de control, un puesto cuya **formaci6n** requiere una **inmersi6n total**. Tras un severo proceso de selecci6n (“normalmente de titulados medios; t6cnicos; graduados en ingeniera mec6nica, el6ctrica o qu6mica”, explica **Manuel Fern6ndez Ord6ñez**, director de Comunicaci6n, ante una visita de un grupo de periodistas), los candidatos seleccionados se incorporan a la plantilla de la ingeniera. All6 inician su formaci6n que dura unos tres a6os, donde se combinan clases te6ricas y pr6cticas en un simulador que es una r6plica exacta de la sala de control de la central en la que trabajar6, con ex6menes semanales en los que **el aprobado es un 8 sobre 10** (o sea, que la **exigencia** es muy alta, no como la que habr6 en la educaci6n secundaria y el bachillerato con ‘ley Cela6’). Y tras esto, a6n queda el examen de licencia que realiza el Consejo de Seguridad Nuclear (**CSN**), con una parte te6rica, otra en el simulador y otra en la propia central; y en caso de no obtenerla, se da un reciclaje para otras funciones en la planta.

“Ante cualquier eventualidad o accidente nuclear hay tiempo para el diagn6stico y nadie hace nada sin leer los manuales, porque todo est6 procedimentado para evitar errores humanos e interpretaciones, por lo que siguen cada paso, sin saltarse ninguno” y hay muchas m6s elementos que dan gran seguridad

Se considera que se necesitan 40 personas con licencia por reactor. En cada turno de la sala de control trabajan cuatro operadores (uno opera la parte nuclear, otro la turbina, un supervisor y un jefe de turno). “Ante cualquier eventualidad o accidente nuclear hay tiempo para el diagn6stico y nadie hace nada sin leer los manuales, porque **todo est6 procedimentado** para evitar errores humanos e interpretaciones, por lo que siguen cada paso, sin saltarse ninguno”, afirma Fern6ndez Ordo6ez. Pero hay muchas m6s elementos que dan **seguridad**: hay una sala de control de emergencia en otro edificio, que puede llevar a la planta a parada segura en cuesti6n de segundos; y hay botones cr6ticos que est6n protegidos por otros **botones permisivos** (obligan a pulsar varios botones, uno antes y otro seguidamente para ejecutar una acci6n, y otros exigen levantar una tapa), todo para evitar que se pulsen por error.

En Alcobendas, Tecnatom tiene el simulador de Trillo y antes tambi6n contaba con el de Almaraz, pero ahora hace meses lo traslad6 a C6ceres, al igual que ha ocurrido con los de las centrales de Cofrentes (Valencia) y Tarragona (Asc6 y Vandell6s) que se han instalado cerca de estas.

En las últimas remesas de candidatos a operadores, “las **mujeres** rondan el 50% por el aumento de su acceso a carreras técnicas y suelen ser recién licenciados de 22-23 años”, señala Fernández Ordóñez. Además de la formación inicial, todos los trabajadores reciben un número de horas de “**re-entrenamiento**” (más de 40 horas) todos los años.

¡Oh capitán, mi capitán! se ha desprendido de la mayor parte de su división industrial y ha acordado con Vinci crear una empresa conjunta a la que se aportarán, a precio de mercado y cuando estén conectados a la red y listos para producir, todos los activos renovables que desarrolle la división industrial

Paralelamente, Florentino Pérez, presidente de **ACS** y del Real Madrid, ha obtenido la autorización del Gobierno para vender **Cobra** al grupo industrial francés **Vinci** por unos 4.900 millones de euros. Este permiso se esperaba y más después de que el mes pasado, diera su bueno la **Comisión Europea** al considerar que no planteaba riesgos para el espacio económico europeo. De esta forma, ¡Oh capitán, mi capitán! se ha desprendido de la mayor parte de su división industrial y por tanto, de su *know-how*, y ha acordado con Vinci crear una empresa conjunta a la que se aportarán, a precio de mercado y cuando estén conectados a la red y listos para producir, todos los **activos renovables** que desarrolle la división industrial, como mínimo, durante ocho años y medio. Los franceses de Vinci controlarán el 51% de esta nueva sociedad y ACS, el 49% restante.

Y por último, el sector de la **automoción** representa el 11% del PIB español y la crisis que surgió con el Covid, se agrava por la escasez de semiconductores, la caída de la demanda y también la incertidumbre: [las ventas no remontan \(-33%\)](#) y hay fuertes caídas de [la producción y la exportación](#). Sin embargo, el Gobierno parece mirar para otro lado, pues en los Presupuestos de 2022 se han vetado las enmiendas que tenían algunas de las reclamaciones del sector y encima subirá el **impuesto de matriculación** el próximo 1 de enero.

‘Annus horribilis’ para Galán: la cotización se deprecia un 19% desde enero, se complica la compra de PNM y declarará como imputado en el ‘caso Villarejo’

El presidente y CEO de Iberdrola deberá comparecer el próximo 18 de enero en la Audiencia Nacional y está imputado por presuntos delitos de cohecho activo, contra la intimidad y falsedad en documento mercantil.

Hispanidad.com, 06 de diciembre de 2021

Parece que este 2021 está siendo un *annus horribilis* para **Ignacio S. Galán**. El presidente y CEO de **Iberdrola** tiene que ver cómo la cotización acumula una depreciación del 19% desde enero, se le está complicando la compra de [PNM Resources](#) y declarará como imputado en el ‘**caso Villarejo**’ dentro de mes y medio.

Una depreciación bursátil que se ha agravado en los últimos seis meses (-9%) y sobre todo en el último (-5,6%). Asimismo, hay que sumar que el pasado jueves, la cotización cayó un 4,27%, siendo la segunda más elevada dentro del Ibex 35, [tras quedarse sin el mayor parque eólico marino de Dinamarca](#) que quería levantar con la energética francesa **TotalEnergies**. Una noticia que impidió que se premiara en el parqué el contrato de hidrógeno verde alcanzado con la compañía sueca **H2 Green Steel** por 2.300 millones de euros.



A esto se suma que a Iberdrola se le está complicando la compra de PNM. Tres de los cinco miembros de la **Comisión de Regulación** del estado de Nuevo México (EEUU) han rechazado la operación por parte de **Avangrid** (filial que Iberdrola controla en un 81,5%) y han mostrado preocupación por posibles conflictos de interés e inquietudes sobre la “ética” de la eléctrica española y el “pobre historial” de servicios públicos de Avangrid.

Tres de los cinco miembros de la Comisión de Regulación del estado de Nuevo México han rechazado la operación por parte de Avangrid (filial que Iberdrola controla en un 81,5%) y han mostrado preocupación por posibles conflictos de interés e inquietudes sobre la “ética” de la eléctrica española y el “pobre historial” de servicios públicos de Avangrid.

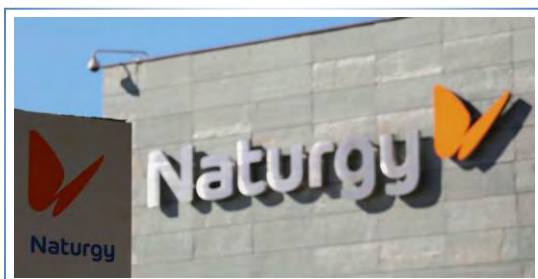
Los citados tres miembros de la Comisión de Regulación se han puesto así del mismo lado que el informe preliminar del examinador del organismo emitido [hace un mes](#), donde aconsejaba denegar el visto bueno a la compra y sugería algunas modificaciones. Eso sí, los analistas del Banco Sabadell consideran que, pese a ser una noticia negativa, la decisión aún no es definitiva y se espera una nueva audiencia de dicha Comisión donde hablarán algunos defensores de la operación y se votará definitivamente entre el 8 y 15 de diciembre.

Paralelamente, Galán, que ha recibido bastante presión en los últimos meses de los fondos (sobre todo de [BlackRock](#)) para que nombre a un CEO, deberá comparecer como imputado en el ‘**caso Villarejo**’ en la Audiencia Nacional el próximo 18 de enero. El presidente y CEO de Iberdrola ha sido citado por **Joaquín Gadea**, magistrado de refuerzo del Juzgado Central de Instrucción Número 6 (cuyo titular es **Manuel García-Castellón**), y declarará como imputado por presuntos delitos de cohecho activo, contra la intimidad y falsedad en documento mercantil. Galán lleva imputado [desde el pasado 23 de junio](#) y también está en dicha situación la filial **Iberdrola Renovables Energía**. De hecho, la eléctrica y **BBVA** son las [dos empresas del Ibex 35 que se mantienen imputadas como persona jurídica](#) en el ‘caso Villarejo’.

En el entretanto, Iberdrola ha vendido el negocio de almacenamiento de gas en Canadá al **Grupo ATCO**, presumiendo de continuar con su compromiso por la descarbonización y manteniendo la **estrategia de salida de negocios de gas** que inició en 2001. Una venta que se enmarca en la rotación de activos no estratégicos prevista en el Plan Estratégico 2020-2025.

Nueva ofensiva de IFM en Naturgy: compra un 1% y ya supera el 12%

eleconomista.es, 07 de diciembre de 2021



El [fondo australiano IFM](#) ha notificado este martes a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) la compra de otro 1% de Naturgy en el mercado, con lo que su participación en la energética **ya supera el 12%**.

Después de que la **oferta pública de adquisición (OPA)** por el **22,7%** de NATURGY terminara con una aceptación del 10,8%, el fondo ya había acudido al mercado para incrementar su participación hasta el 11%.

IFM ha incrementado su participación en casi diez millones de títulos, lo que supone una inversión por encima de **los 230 millones de euros**.

En total, el fondo de inversión acumula 116.742.516 acciones, una posición valorada en **su conjunto en algo menos de 3.000 millones de euros** a precios de mercado.

Los títulos de Naturgy continúan con su alza desde el anuncio de OPA y actualmente han roto la barrera de los 25 euros para **situarse en 25,3 euros**, un 1,2% más que al comienzo de la sesión, a poco más de una hora de que cierren los mercados.

IFM continuará como cuarto accionista de la firma detrás de los fondos CVC y GIP

Las acciones de la empresa española llevan acumulada una **revalorización de casi el 33%** en lo que va de año.

IFM continuará como cuarto accionista de la firma detrás de los fondos CVC y GIP, que **controlan cada uno un 20%** de la firma, y Critería Caixa, que suma un 26,7%.

Qué son y cómo funcionan las subastas de renovables

[Lacalle: «Se centra el debate de la luz en las malvadas nuclear e hidráulica para no hablar de impuestos»](#)

[¿Qué es la energía nuclear y cómo se produce?](#)

elperiodicodelaenergia.com, 07 de diciembre de 2021



Sin duda alguna el **gran reto de los últimos veinticinco años** en el sector de la energía a nivel internacional, y también en nuestro país, ha sido el de **desarrollar las energías renovables**. Un desarrollo que requiere por supuesto de una **importante inversión en fuentes de generación respetuosas con el medio ambiente**.

¿Cómo ha evolucionado la legislación en energías renovables en España?

Su reflejo a nivel legislativo en el derecho patrio, que llega hasta nuestros días, **arranca en buena medida con la ratificación por parte de España del Tratado de la Carta Europea de la energía de 11 de diciembre de 1997**. A partir de ahí se fue incorporando a nuestro derecho nacional todo el ordenamiento jurídico comunitario en materia de energía, que junto a cuestiones tan relevantes como la liberalización o la integración de mercados nos ha traído el efectivo fomento de las energías renovables principalmente en dos dimensiones: la creación de condiciones públicas que favorezcan la utilización de la energía de manera respetuosa con el medio ambiente a la par que económica, y por otro lado la promoción de la eficiencia energética.

Y si bien **en una primera parte del s. XXI todo ello derivó en el sistema de primas a las energías renovables, este sistema se demostró fallido al inicio de la segunda década del siglo**. Habiendo generado un déficit presupuestario de en torno a 30.000 millones de euros para las arcas públicas, y no habiendo logrado su principal objetivo, esto es, generar una disminución del coste real de la energía mediante la producción renovable, **se pasó a partir del año 2013 a un nuevo sistema público de incentivo de la inversión en energías renovables**.

¿Cómo cambió el sistema retributivo para la producción de energía renovable?

Este cambio de sistema se inició por parte del Real Decreto 9/2013 por el que se adoptaban medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, en un momento en el que la Unión Europea urgía al Estado Español a poner orden en el susodicho déficit, pero sin dejar de incentivar las energías renovables. **Y se consolidó con los principios previstos en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico**.

Finalmente se concretó en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que establece el régimen jurídico y económico para dichas instalaciones.

Esta norma, en desarrollo de lo previsto en la Ley 24/2013, **establece un régimen retributivo específico para las instalaciones de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable**.

¿Qué normativa da lugar a las subastas?

Cabe destacar que el artículo 14 de la Ley 24/2013 indica que **excepcionalmente el Gobierno puede establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, fijando los términos en los que ha de realizarse**.

Todo ello ha derivado en las subastas de energía renovable realizadas por el Ministerio de energía en cada momento, como mecanismo competitivo para otorgar dicho régimen retributivo específico, que se inician con el Real Decreto 947/2015 de 16 de octubre, y la subasta llevada a cabo en enero del año 2016. **Este es el sistema actual de subastas que ha llegado hasta nuestros días.**

¿Cómo funcionan las subastas?

Una subasta es un **sistema de venta, organizado generalmente mediante un acto público al que concurren los compradores interesados para dar sus ofertas.** Lo que hace el mecanismo de la subasta es organizar el acto de tal forma que se adjudiquen los bienes en venta a los compradores que resulten, según los criterios establecidos, como mejores postores.

En el caso de las subastas renovables, el mecanismo articulado suele ser el de la subasta a sobre cerrado con sistema marginal.

Referente al sobre cerrado, implica que cada postor oferente tiene que depositar su oferta para la subasta sin que ninguna de las otras partes, ni tampoco el organismo que celebra la subasta, puedan conocer la oferta hasta la apertura del sobre. Esto garantiza que cada oferente tenga que dar su mejor oferta desde el inicio si quiere tener opciones a adjudicarse el bien en liza.

Referente al sistema marginal, implica que el porcentaje de reducción aplicable a cada oferta que resulte adjudicada será el porcentaje de reducción de la última oferta casada.

¿Qué se subasta?

El bien objeto de subasta es potencia instalada para generación de energía eléctrica a partir de fuentes limpias con derecho a un régimen retributivo específico a cargo del Gobierno. La potencia que se va a adjudicar se denomina en la unidad de Mega Watios (MW).

Así por tanto, lo que hace el Gobierno, más concretamente el Ministerio de Energía (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico), es determinar cuánta potencia instalada para generación renovable es viable en cada momento subvencionar, y adjudicar la misma a los inversores interesados en ella que se demuestren más eficientes mediante el mecanismo de la subasta.

¿Cómo son los precios que se ofertan para la adjudicación de la subasta?

Volvamos un paso atrás. Hemos dicho ya varias veces que cada oferente presenta su oferta a sobre cerrado. Pero no hemos explicado hasta ahora qué dato se oferta en concreto para obtener la pretendida adjudicación de MW de potencia renovable.

Pues bien, **lo que ofertan son precios de energía (€/MWh) que cobrarían como régimen retributivo específico y por los que estarían dispuestos a instalar la potencia que piden adjudicarse.** De resultar adjudicatarios, se comprometen a realizar la inversión de los MW a cambio de recibir del Gobierno durante un tiempo determinado el precio en €/MWh que consta en su sobre por la energía (MWh) que produzcan los MW instalados.

Ya anticipamos por otro lado que el sistema es marginal: los participantes presentan ofertas relativas al porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia (solar, eólica, biomasa, etc...) y **una vez desarrollado el proceso de presentación de las ofertas y realizada la subasta se procede a la determinación de la potencia adjudicada y del porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia resultante.**

En todo caso, el sistema de subastas busca optimizar la integración de las renovables en el sistema eléctrico nacional, es decir, en el mercado mayorista diario. Por ello, se establece que el precio final que percibirán las instalaciones se obtendrá a partir del valor obtenido en la subasta corregido con cierta exposición a mercado: el 25 % en las tecnologías que tienen capacidad de gestionar su nivel de producción y un 5 % en aquellas tecnologías las que esto no sea posible.

¿Qué otros requisitos deberán cumplir los oferentes adjudicatarios?

Uno de los límites establecidos por la normativa es que **no se podrá adjudicar un volumen de producto superior a 1500 MW en cada subasta a una sola empresa.**

Otro de los requisitos es que el plazo de entrega de la energía comprometida no puede ser superior a 12 años en generación marina, hidroeléctrica, eólica terrestre, fotovoltaica y solar termoeléctrica, o a 15 años en generación con tecnologías de biolíquidos, biogás y biomasa.

Así también, **están obligados a presentar junto con su oferta un plan estratégico** que incluya empleo local, aspectos de economía circular, oportunidades para terceros, tratamiento de los equipos al fin de su vida útil, y un análisis de la huella de carbono de las instalaciones.

¿Qué obtienen los inversores oferentes?

Aquellas compañías inversoras que pujan por la adjudicación de MW de generación de energía renovable en estas subastas, mediante su oferta en sobre cerrado, **obtienen en caso de ser adjudicatarios no solo la autorización para la instalación de esta potencia de generación renovable, sino también un régimen retributivo específico, es decir, el derecho a cobrar por la producción generada un importe determinado durante un período de años concreto.**

Este importe será el de €/MWh que habían ofertado en sus sobres cerrados y que resulten adjudicados.

Es decir, podrán instalar los MW de potencia subastada asegurándose un cobro por parte del Gobierno por dicha cantidad específica durante buena parte de la vida útil de las instalaciones (vida útil regulatoria de la instalación tipo) con lo cual garantizan el plan de amortización de las mismas.

En definitiva, **la energía producida por dichas instalaciones entrará cada día en el Pool o mercado mayorista diario, cubriendo buena parte de la demanda, pero no cobrará el precio resultante del mercado diario, sino el régimen retributivo específico adjudicado en la subasta.**

Esto permite también a los inversores poder acceder de forma solvente a la financiación de sus inversiones. Dado que pueden recabar el capital financiero necesario para instalar la potencia de generación (molinos, placas, etc..) asegurando a sus financiadores (Bancos, fondos de inversión, instituciones de inversión colectiva, private equity, etc...) un plan de amortización estable que cubrirá los flujos financieros necesarios para la devolución.

¿Qué consiguen la sociedad y la economía española con estas subastas?

El objetivo último es doble. En primer lugar **promover la inversión de energías de producción renovable**, haciendo que el parque de potencia instalada sea en buena medida respetuoso con el medio ambiente. En segundo lugar, **que esta transición hacia la generación no contaminante sea también eficiente.**

A su vez dicha eficiencia se divide también en dos aspectos importantes. Por un lado la necesidad de pujar en la subasta por el precio más ajustado posible, que hará que **solo los proyectos más eficientes accedan al régimen retributivo público.**

Por otro lado que desde que comienzan a generar energía eléctrica la misma cubre buena parte de la demanda en el mercado diario **desplazando a otras tecnologías más contaminante y contribuyendo a un precio más bajo para el consumidor final.**

Endesa logrará en 2021 las mayores ganancias en 7 años

eleconomista.es, 08 de diciembre de 2021

Obtendrá el noveno mayor beneficio del Ibex 35

Firmará el sexto mayor crecimiento entre sus rivales europeas en el trienio

Ni el **impacto negativo de los precios de la energía** ni las **medidas regulatorias** para mitigar el efecto en la factura eléctrica de los consumidores evitará que **Endesa** alcance este año, si se cumplen las estimaciones de los analistas, un **beneficio neto** de 1.703 millones de euros, **el mayor desde 2014**, cuando obtuvo 3.327 millones.

Este resultado supone mejorar en un 22% **las ganancias que logró en 2020** a pesar de la pandemia y colocarse como el noveno **beneficio más alto de todo el Ibex en 2021**, por detrás de **Repsol** y **400 millones superior** al que se espera que obtenga **Bankinter**.

Con todo y aun cumpliéndose estos pronósticos, Endesa aún se quedará muy por debajo de los **beneficios históricos que conquistó en 2008**. Unas cuentas distorsionadas por las plusvalías de 4.564 millones originadas por la venta a E.ON de **la totalidad de Endesa** Europa y de las centrales térmicas de Los Barrios y Tarragona, así como por los resultados generados por dichos activos durante el periodo del año en el que permanecieron en manos de Endesa.



¿Qué cabe esperar de cara a los próximos años? El pasado 25 de noviembre la firma energética presentó al mercado **la actualización de su hoja de ruta**, en la que **umentará el volumen de sus inversiones** hasta 2030 un 22% respecto a su anterior plan, apoyada en previsiones de **mayores beneficios**, y un **pago menor de dividendos**.

En este sentido, el consenso que reúne FactSet proyecta un aumento de las ganancias de la compañía del 32,7% en el trienio 2020-2023, cuando prevé que supere los 1.800 millones de euros. Se trata del **mayor crecimiento de beneficios entre las utilities españolas** y el sexto entre sus pares europeas, sólo por detrás de **EDF, Enel, E.ON, Verbund y National Grid**.

"Los principales motores serán la **nueva capacidad en renovables** y las mejoras en comercialización y servicios, mientras que la contribución de los negocios regulados (distribución de electricidad y generación extra-peninsular) y de generación convencional se mantendrá estable en el periodo", observa el equipo de análisis de Bankinter.

Pago atractivo pese al recorte

La *utility*, que en conjunto del año retrocede en el parqué un 11%, distribuirá este año entre sus accionistas un dividendo de 0,5 euros brutos por acción, cuyo pago se **efectuará el próximo 3 de enero**. La rentabilidad de este pago a precios actuales se mantiene en el entorno del 6%, mientras que de cara al año que viene se quedará ligeramente por debajo, en un 5,6%.

Pese a la reducción en el *pay out* (porcentaje del beneficio que se destina al pago de dividendos) previsto por **la empresa hasta el 70% en 2022**, el consejo de administración espera que la remuneración de los accionistas "se maximice" gracias a "un nivel de generación de caja significativo".

Marruecos compra gas en mercados internacionales y negocia llevarlo desde España a través del gasoducto cerrado por Argelia

Desde Rabat se dice que el acuerdo no se ha podido formalizar aún "por razones políticas"

larazon.es, 08 de diciembre de 2021



España y Marruecos negocian la utilización, con flujo inverso (desde nuestro país al magrebí) del gasoducto (GME) que quedó inutilizado tras la decisión de Argelia de cortar el suministro de energía a través de esta vía. **No se trataría del envío de gas argelino, lo que ha prohibido Argel, sino del que negocia Rabat en mercados internacionales**. Las conversaciones, llevadas a cabo por las empresas respectivas, no han prosperado hasta ahora por "**razones políticas**", que no se citan.

Según Le360, revertir el flujo del GME es una solución entre otras fuentes alternativas de suministro.

Se trata de abastecer a dos centrales eléctricas marroquíes (las que funcionan con gas, Tahaddart y Aïn Beni Mathar, en las que empresas españolas tienen una importante participación) desde una instalación marítima o por otras vías.

“Si se pusiera en marcha la opción de suministro desde España, **no se trataría de introducir gas marroquí o argelino por una vía indirecta, como quisieran crear algunos medios** (especialmente los medios argelinos, y a su cabeza la agencia oficial de prensa APS), o gas extraído del mercado español, en detrimento de los consumidores nacionales en este período de precios vertiginosos”, según una fuente de la Oficina Nacional de Hidrocarburos y Minas (ONHYM), que cita el digital

“Por el contrario, sería gas comprado por Marruecos en los mercados internacionales y descargado utilizando infraestructuras europeas, españolas, portuguesas u otras, y enviado a Marruecos a través del GME, por operadores que se rigen por la normativa europea de libre acceso de terceros y no discriminación”, agrega.

Por el momento, no hay indicios de que se haya descartado definitivamente el escenario de reversión de GME y, por primera vez, el “regulador español ha implementado una tarifa de salida a través del gasoducto GME hacia Marruecos, como es el caso de Portugal o Francia. La solución de flujo inverso **podría implementarse sin demora**, si se tomara la decisión al respecto”, dijo la misma fuente.

La utilización del GME se considera liberalizada una vez que Argelia decidió cortar el suministro por esta vía y los contratos rescindidos, por lo que no podría tener ningún tipo de consecuencia. “El anuncio realizado por Argelia en agosto de no permitir a España utilizar el gasoducto marroquí supuso de facto el fin del acuerdo el 31 de octubre de 2021; y también “el fin de la gestión de GME por parte de las empresas españolas y portuguesas”. “La gestión corresponde a Onhym y su futura filial, Onhym-Midstream, encargada de las infraestructuras gasistas marroquíes”, agrega Le360. Desde entonces, Onhym ha asegurado la continuidad operativa de la estructura (del GME), asistido por la empresa Metragaz, cuya plantilla marroquí ha demostrado su experiencia durante 25 años”, indica la misma fuente.

En cualquier caso, todas estas gestiones se realizan a la espera de la formalización y puesta en marcha del contrato firmado recientemente **con la empresa británica Sound Energy** para explotar el gas extraído de los campos de Tendrara (en Marruecos) para suministrar energía a las centrales térmicas de Tahaddart y Aïn Béni Mathar. La cantidad contractual anual es de 350 millones de m³ por año.

El proyecto consiste en producir gas natural mediante la perforación de varios pozos para lograr el flujo diario contractual, mediante la instalación de una unidad de procesamiento y transportar el gas tratado a través de un nuevo gasoducto, a lo largo de 120 kilómetros, que se conectaría al GME.

El plazo de ejecución de obra es de 24 meses para permitir el inicio de la producción una vez que se haya tomado la decisión final de inversión.

Choque entre la gran industria y las renovables por el precio de la luz en un 2022 crítico

Grandes grupos industriales presionan al Gobierno para que obligue a las renovables con prima a vender una parte de la electricidad a precios bajos y fijos desde el 1 de enero.

epe.es, 09 de diciembre de 2021

La **gran industria** se moviliza de urgencia para conseguir electricidad a precios previos a la crisis energética de cara a un 2022 que anticipa que será negro. Grandes consumidores industriales **presionan al Gobierno** para conseguir **más ayudas y bonificaciones en su factura**, mayores rebajas de impuestos de manera permanente y también para que fuerce a eléctricas y a plantas renovables a suscribir contratos a precios razonables de cara al próximo año en plena espiral de subidas. “Necesitamos urgentemente cerrar contratos de suministro eléctrico a precios razonables. El año 2022 va a ser crítico. Necesitamos energía”, alerta Fernando Soto, director general de la **Asociación de Empresas de Gran Consumo de Energía (AEGE)**, en la que se integran gigantes como **ArcelorMittal, Acerinox, Sidenor, Sener, Ferroatlántica o Tubos Reunidos**.



La patronal anticipa que algunas factorías no podrán aguantar simplemente con los paros intermitentes que ya se están produciendo para rebajar los costes energéticos, y que no podrán soportar otro año de precios eléctricos altos.

Desde AEGE se reclama expresamente al Ministerio para la Transición Ecológica que emprenda una reforma legal que fuerce a las plantas de energías renovables que cuentan con una retribución garantizada (**régimen Recore**) a aportar a partir del 1 de enero parte de su producción eléctrica a un precio fijo para que la utilicen los grandes consumidores. Una reforma que el Gobierno valoró hasta hace unas semanas aplicar de manera incluso aún más ambiciosa y que acabó descartando por la falta de consenso y **las ampollas que levantó en diferentes ámbitos del sector eléctrico**.

De hecho, el Ministerio comandado por la vicepresidenta Teresa Ribera estudió sacar del mercado mayorista eléctrico durante 2022 toda la producción de las plantas Recore -unos 85 terawatios hora al año- para cubrir a precios fijos no sólo el consumo de grandes grupos industriales, sino también para suministrar a los más de 10 millones de clientes domésticos acogidos a la tarifa regulada de electricidad.

Los **consumidores electrointensivos** reclaman ahora al Gobierno que retome la iniciativa y que la aplique de manera inmediata para cubrir la demanda eléctrica de las factorías industriales.

Las instalaciones del régimen retributivo específico de renovables, cogeneración y residuos (Recore) antes recibían ayudas en forma de primas y ahora cuentan con una rentabilidad garantizada ligada a la inversión realizada. A estas plantas de renovables se les garantiza una rentabilidad del 7,1% durante 25 años, que para el próximo año se traduce en un precio de casi 59 euros por megavatio hora (MWh).

Y ése es el precio que AEGE aspira que establezca el Gobierno a parte de esa producción renovable que se reserve para contratos bilaterales con las plantas industriales en 2022.

En los últimos meses el mercado mayorista eléctrico, al que las grupos industriales están recurriendo para comprar la electricidad de manera mayoritaria, se ha instalado de manera consistente por encima de los 200 euros MWh en los últimos meses.

RECHAZO A LA VENTA OBLIGATORIA

Desde el sector de las renovables se rechaza que se imponga la venta obligatoria de parte de la producción Recore al precio regulado. “Otro cambio drástico de la regulación nos haría daño. Cambiar las reglas del juego otra vez dañaría a imagen como país y como sector”, explica el director general de **APPA Renovables**, José María González Moya.

La asociación de empresas de renovables concede, en todo caso, que el Gobierno incentive que los productores de energía verde firmen acuerdos bilaterales de venta de electricidad a precios estables con las empresas industriales. “Tiene que ser voluntario, no se puede obligar al sector a dejar de vender en el mercado mayorista por una situación coyuntural de precios altos”.

Otras voces del sector renovable son más directas en sus críticas a los grupos industriales por su estrategia de contratación de energía. “En los años 2019 y 2020, cuando el mercado eléctrico estaba a 20 o 30 euros por MWh, fuimos tocando a todas las puertas de las compañías industriales para firmar contratos de suministro a precios estables. La industria eligió conscientemente y entonces no quiso contratar a medio o largo plazo porque salía más barato comprar a precios de mercado”, explica un ejecutivo del sector renovable. “Ahora que los precios del mercado eléctrico son altos, sí que quieren los contratos que rechazaron”.

SUBASTA PROPIA

AEGE sigue trabajando para realizar en el primer trimestre de 2022 una subasta de energía renovable para comprar electricidad a un precio fijo durante años con la que sortear las subidas de la luz y rebajar su factura energética, tal y como **adelantó EL PERIÓDICO DE ESPAÑA**.

La asociación está avanzando en el desarrollo de las condiciones concretas de su propio sistema de subastas renovables al margen de las que organiza el Gobierno y que estén reservadas a los consumidores electrointensivos.

Los planes de las grandes industrias pasan por convocar a productores de eólica y de fotovoltaica para que presenten sus ofertas de venta de electricidad a un precio fijo. Posteriormente, las compañías industriales y las eléctricas sellarían acuerdos bilaterales de compra de energía o PPA (*power purchase agreement*), que contarían con el aval del Estado a través del fondo de garantía para la industria electrointensiva, gestionado por la Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE).

“La energía que los grupos industriales compran a través de esta subasta será para suministros de 2023 o 2024. El problema es que no tenemos energía para 2022”, resume Fernando Soto, de AEGE. “Necesitamos electricidad para el próximo año o la situación de muchas empresas industriales va a ser muy complicada”.

“PÁJARO EN MANO”

Las plantas de renovables del Recore tienen garantizada una **rentabilidad del 7,1% durante 25 años** (para algunas esa garantía asciende al 7,4%) y cada tres ejercicios se ajusta los ingresos realmente recibidos con los asegurados por el sistema eléctrico. Al final del periodo ésa será la rentabilidad que obtendrán las instalaciones energéticas, pero cada trienio se calcula los ingresos para adaptarlos. El próximo ajuste está previsto para finales de 2022.

Si el mercado eléctrico ha tenido precios bajos y no se ha alcanzado la rentabilidad garantizada, se les da una retribución adicional. Si los precios eléctricos han sido altos y las plantas han ingresado por encima de la rentabilidad asegurada, las compañías devuelven el excedente con ajustes a la baja de la rentabilidad en los años siguientes.

A pesar de que al final se ajustarán los ingresos a la rentabilidad garantizada, desde el sector renovable se rechaza que obligarles a vender ahora parte de la producción al precio regulado tenga un impacto neutro en sus cuentas. “Las renovables del Recore ahora estamos ingresando más por los altos precios del mercado, pero estamos utilizando esos ingresos para amortizar créditos y reducir intereses”, resumen desde una empresa implicada. “Francamente, más vale pájaro en mano”.



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...



Unidos somos más fuertes-MUCHA FUERZA PARA MI ISLA BONITA LA PALMA

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