

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Iberdrola recibe la licencia municipal para iniciar el derribo de la térmica de Lada

La autorización para el desmantelamiento, con un coste de 9 millones, está condicionada a la presentación de un plan para evitar los ruidos y el polvo

Pressreader.com La Nueva España (Cuenca) , 02 de septiembre de 2021



Iberdrola ya tiene la autorización del Ayuntamiento de Langreo ya para iniciar el desmantelamiento de la central térmica de Lada, que cesó su actividad hace meses. El proyecto presentado tiene un coste de ejecución de nueve millones y un plazo de tres años, indicó el gobierno local. El permiso municipal, que ya da luz verde para poner en marcha los trabajos, está condicionado a una serie de cuestiones como la presentación de un plan para reducir ruidos, un aval sobre el desembolso total y la restauración ambiental de la parcela. El desmontaje de la planta langreana generará 102.488 toneladas de residuos, de los que se prevé reutilizar 65.683.

“Acabamos de dar, desde el Ayuntamiento de Langreo, la licencia del desmantelamiento de la central térmica de Lada”, indicó ayer la regidora langreana Carmen Arbesú. “Iberdrola había pedido ya el cese de su actividad y el desmontaje de la instalación al Gobierno, lo cual fue concedido en octubre de 2020. A partir de ahí era el Ayuntamiento el que tenía que dar esa licencia para esa obra”, señaló.

La alcaldesa esgrimió que, “después de un intercambio de escritos y conversaciones con la central térmica y con Iberdrola, al final se da esa licencia, condicionada a una serie de cuestiones. Deben presentar un aval que valoramos en dos millones de euros para garantizar la continuidad de la ejecución de ese desmantelamiento, la restauración medioambiental que lleva pareja esa parcela y la regulación de todas las actividades existentes y que están relacionadas”, aseguró Arbesú.

También expuso la regidora langreana que “deben presentar las autorizaciones sectoriales necesarias para poder realizar esos trabajos y, a la vez, un cronograma con una periodicidad quincenal en la que se indiquen todos los tráficados pesados de entrada y salida a esa parcela. Aportando además la inspección técnica y el certificado de vehículos y maquinaria”. Además, argumentó, Iberdrola debe “trasladar el plan de vigilancia de la calidad acústica con todas las mediciones en las áreas habitadas próximas a la instalación mientras duren las obras y en cada fase de implantación de maquinaria susceptible de poder originar molestias acústicas o de producción de polvo, que nos parecen cuestiones importantes”.

En las condiciones de la licencia se recoge que “no se realizarán trabajos en horario nocturno y se evitará solapar aquellas actividades más ruidosas”, señaló Arbesú: “Condicionado a estas cuestiones el lunes ya se concedió esa licencia y empezarán las obras de desmantelamiento de la central ya”

Iberdrola ya desarrolló algunas tareas previas al desmantelamiento de los equipos de la planta de Lada. Las tareas se centraron en la retirada del combustible (fueloil y gasoil empleado para los procesos de arranque y parada de la caldera) y el desmontaje de algunos aislamientos térmicos. También se está retirando la maquinaria ligera y motores auxiliares, algunos de los cuales han sido trasladados a otros centros de trabajo para su aprovechamiento. Se trata de labores previas a lo que será el achataremiento de la central.

Las unidades que necesitarán más tiempo para su demolición, por su magnitud o su localización son la caldera, la chimenea, la nave de turbinas y la desulfuradora, enmarcadas en el área 4.

La última de las instalaciones que será desmontada será la presa sobre el río Nalón, necesaria para la toma de agua y el mantenimiento del tráfico rodado entre las márgenes. La compañía eléctrica calcula que requerirá cuatro meses de trabajo.

Iberdrola pide eliminar una veintena de impuestos que afectan al recibo de la luz

La compañía ve innecesario bajar el IVA si el Gobierno suprime el rosario de impuestos estatales y locales "cuyo fin es puramente recaudatorio" y que responden a "necesidades históricas de la Hacienda pública"

Lainformacion.com, 02 de septiembre de 2021

El Impuesto sobre el Valor de Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE), los impuestos estatales sobre la producción y el almacenamiento de combustible nuclear y la **docena y media de impuestos autonómicos** que gravan desde diversos enfoques la generación de energía eléctrica y cuyo **efecto se incorpora de manera automática al recibo de los consumidores** a través de los denominados suplementos territoriales. En conjunto, un paquete de una veintena de figuras impositivas con influencia en el recibo de la luz que a juicio de Iberdrola tienen un afán "puramente recaudatorio, que son fruto de necesidades históricas de la Hacienda pública, que distorsionan las decisiones de los consumidores - en la medida que sesgan las decisiones de los agentes a favor o en contra de fuente de energía concretas, singularmente a favor del gas natural y en contra de la electricidad-", y que serían perfectamente eliminables del actual marco fiscal porque ni cumplen una función ambiental ni contribuyen a la adecuada asignación de recursos en el mercado eléctrico.

En plena escalada de los precios de la luz, la propuesta de reforma de la fiscalidad energética remitida por Iberdrola al comité de expertos formado por el Ministerio de Hacienda **denuncia el exceso de cargas fiscales y parafiscales que soporta la energía eléctrica** y propone un replanteamiento radical de esas cargas para normalizar su factura fiscal, equipararla al de otras fuentes de energía a su juicio mejor tratadas y conseguir los fines ambientales que se supone que debe perseguir la fiscalidad energética. La idea de fondo es remover del marco fiscal todos los impuestos que no cumplan un objetivo ambiental y sustituirlos por figuras 'verdes', que graven la producción en función de las emisiones que genera.



La compañía presidida por **Ignacio Sánchez-Galán** habla de eliminar impuestos innecesarios, pero también de liberar a la generación eléctrica de toda una serie de cargas que **encarecen la producción y penalizan vía recibo a los consumidores de energía eléctrica**. Iberdrola pone el ejemplo de la financiación de los costes asociados al régimen retributivo específico de las renovables, cogeneración y residuos (Recore) a cuenta de la factura acumulada por el costoso despliegue de estas energías a principios de siglo. La compañía lamenta que a pesar de que estos sobrecostes tienen su origen en todo el consumo de energía la regulación haya cargado esa factura en un 88% a la producción eléctrica, que en realidad sólo aporta un 26% a la demanda total de energía. El sistema, subraya el informe de Iberdrola, no ha sido gratuito para los consumidores. "Esto equivale a penalizar el consumo de electricidad y favorecer el consumo de combustibles fósiles, lo cual obstaculiza la descarbonización de la economía".

Hacia un nuevo marco fiscal

El documento elaborado por la compañía incide en la responsabilidad de la regulación en los sobrecostes de la energía eléctrica y se apoya en las conclusiones del Comité de Expertos para la Transición Energética para reclamar un giro radical en el marco fiscal energético. El equipo fiscal de Iberdrola no ve particularmente necesario abordar una rebaja del IVA de la electricidad, **la solución que ha encontrado el Gobierno para tratar de reducir la factura de la luz**, y se limita a reclamar el mismo tipo impositivo para todos los productos energéticos "para no distorsionar los precios relativos de las distintas energías y no alterar artificialmente las decisiones de consumo e inversión de los agentes económicos".

El planteamiento de la compañía es más decidido en lo que se refiere a otras figuras fiscales. Es el caso del **Impuesto sobre el Valor de Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE)**, que grava con un 7% la generación de energía eléctrica con independencia de que su origen sea renovable o fósil. Iberdrola entiende que por esa misma razón no se puede hablar de que sea un impuesto medioambiental y, además, subraya que al no aplicarse sobre las importaciones, incentiva las importaciones incluso por delante de la generación nacional de menor coste.

En el punto de mira de la compañía, también los **impuestos autonómicos**. Un puñado de figuras fiscales que gravan aspectos tan diversos como la altura de una presa, la superficie del embalse, el número de generadores eólicos instalados o su potencia y que, a juicio de Iberdrola, no cumplen una función medioambiental clara, aunque sí elevan las cargas fiscales sobre la producción de electricidad "por lo que son discriminatorios" y se plantea eliminarlos. No sólo por su impacto económico, sino porque distorsionan, a juicio de la compañía, el orden en que las centrales cubren su demanda, impidiendo que se alcance una generación más eficiente...y más barata.

El documento propone cambios en otras dos figuras fiscales que tienen una incidencia directa sobre el recibo de la luz: el **Impuesto Especial sobre la Electricidad** y el **Impuesto sobre Hidrocarburos**. En relación al Impuesto Especial sobre la Electricidad, que es el que afecta de forma más directa al recibo de la luz, Iberdrola plantea una **reducción del actual tipo del 5%**, que se aplica de forma indistinta a la generación fósil o renovable, y el establecimiento de una escala en función del impacto ambiental del tipo de generación y con exenciones o reducciones para "la energía renovable o aplicada a nuevos usos eléctricos en transporte y climatización".

Trato especial a los colectivos más vulnerables

Iberdrola propone garantizar un **trato preferente a los consumidores con un menor nivel de renta**, pero plantea cambiar la figura del bono social eléctrico, [financiado por las eléctricas](#) y que garantiza una rebaja de entre el 25% y el 40% en el recibo de la luz a los consumidores más vulnerables, por una ampliación del llamado bono térmico, que financian los Presupuestos Generales del Estado. También plantea exenciones o compensaciones para transportistas profesionales de mercancías y pasajeros, agricultores, ganaderos, pescaderos y empresas industriales intensivas en consumo de energía y sometidas a competencia internacional.

Endesa sube gracias a JP Morgan, que prevé que cumpla objetivos de ingresos

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

Bolsamania.com, 03 de septiembre de 2021



Endesa está liderando el Ibex este viernes tras la mejora de recomendación de JP Morgan. El banco estadounidense **ha subido su consejo hasta 'sobrependerar' desde 'neutral'**.

JP Morgan fija el precio objetivo en **25 euros por título (desde los 25,80 euros previos)**, lo que significa otorgarle un potencial de revalorización cercano al 20% desde los niveles actuales de cotización. Endesa sube a estas horas alrededor de 2%, hasta los 21,37 euros.

"Las recientes noticias del Gobierno español **demuestran que no cabe esperar ninguna intervención adicional significativa en el sector**, lo que debería reducir la presión sobre Endesa. Mientras tanto, el aumento de los precios de la electricidad, la suspensión del impuesto sobre la energía del 7% y la recuperación de los impuestos hidroeléctricos indebidos deberían compensar otros aspectos y **permitir que Endesa cumpla o supere los objetivos de ingresos netos para 2021-2023**", explica el banco.

Por su parte, José María Rodríguez, analista de Bolsamanía, indica que, "a pesar de las subidas de este viernes, **Endesa sigue en 'zona de nadie'**, a medio camino entre el importante soporte de los 20 euros y la resistencia de los 22,25 euros (hueco bajista del 31 de mayo) y de los máximos históricos en los aproximadamente 23 euros. Endesa es un valor alcista en términos de medio y de largo plazo, **pero que desde julio del año pasado se está desplazando dentro de un largo lateral**", detalla Rodríguez.

La luz marcará mañana el precio más alto de la historia en un sábado

El precio del "pool" alcanzará los 134,89 euros el megavatio hora pese a bajar por segundo día

Larazon.es, 03 de septiembre de 2021

El **precio medio de la electricidad** en el mercado mayorista ("pool") se ha situado para mañana sábado, 4 de septiembre, en **134,89 euros por megavatio hora (MWh)**, con lo que este indicador **encadena dos días a la baja, tras el máximo histórico fijado el jueves en 140,23 euros MWh**. Pese a esta bajada, el precio del "pool" para el sábado, día de menor consumo que un día de diario al cerrar parte de la actividad económica, más que triplica al que marcó el primer sábado de septiembre del año pasado (34,20 euros) y se convertirá en **el más caro registrado nunca este día de la semana**, según datos del operador del mercado OMIE.



Por franjas horarias incluso llegará a situarse por encima de los 150 euros. En concreto, entre las 22.00 y las 23.00 horas, el MWh se pagará a 152,27 euros, mientras que la hora más barata será entre las 17:00 y las 18:00 horas, cuando costará 106,3 euros. También se prevé la posible utilización de emplazamientos de combustibles tradicionales con lo que se garantiza tanto el aprovechamiento y eficiencia de infraestructuras existentes, la minimización de las obras necesarias para su implantación y la garantía de que sus ubicaciones dan respuesta a los flujos de tráfico tanto en el ámbito urbano como en el interurbano.

Detrás de estos elevados precios, que afectan a toda Europa, están el encarecimiento del gas, usado por los ciclos combinados y que marca el precio del pool en la mayoría de horas; el incremento del precio de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), y el aumento de la demanda por la recuperación económica y las altas temperaturas. Así, en el Reino Unido, el megavatio hora se pagará mañana a una media de 123,80 libras (144,4 euros), en Alemania a 106,88 euros; en Francia, a 107,35 euros; en Italia, a 136,36 euros, y en Portugal al mismo precio que en España al compartir mercado, según datos de los respectivos operadores recabados por Efe.

En el caso de España, según la consultora energética Grupo ASE, además, habría influido al alza del "pool" la, a su juicio, **"inexplicable" retirada de producción eólica**, que estaría provocando que en el 80% de las horas, el precio al que se retribuye toda la energía lo marquen las tecnologías más caras: ciclo combinados de gas e hidroeléctricas. Desde la Asociación Empresarial Eólica han defendido, por contra, que, en agosto, **la eólica mantuvo su peso en el mix de generación en comparación con los años precedentes** y han subrayado que, dado que la eólica carece hasta la fecha de posibilidad de almacenamiento, "cualquier planteamiento que implique no aprovechar dicho recurso no tiene sentido económico".

Sistema

En todos los países de la Unión Europea, el precio mayorista de la luz se fija por horas tras casar la oferta de los productores con la demanda prevista por el gestor del sistema y mediante un sistema marginalista que implica que la última tecnología en entrar (generalmente la más cara) sea la que marque el precio al que serán retribuidas todas las centrales que aporten energía en esa hora.

En España, **el precio mayorista tiene un peso en torno al 24% en la factura de la luz de más de 10 millones de hogares** acogidos a la tarifa regulada o Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), mientras que en otros países, la tarifa regulada se calcula tomando como referencia otros indicadores.

Los consumidores que contratan su suministro **en el mercado libre, que son unos 17 millones, pagan por el kilovatio hora los precios que pactan por contrato** con las comercializadoras, por lo que no se ven afectados por las oscilaciones del pool de manera inmediata, aunque sí verán sus facturas incrementadas en caso de que la tendencia al alza se mantenga en el largo plazo. Generalmente, los consumidores en el mercado libre pagan precios ligeramente superiores a los regulados precisamente porque incorporan una prima para reducir su exposición a la volatilidad del mercado.

En el marco de esta escalada de precios energéticos, PSOE y Unidas Podemos han registrado en el Congreso una **solicitud para crear una comisión de estudio sobre el precio de la luz y la mejora del sistema eléctrico**. Se trata de una propuesta conjunta de los dos socios del Gobierno, que llega después de que Unidas Podemos presentara el jueves, en solitario, una proposición de ley para la creación de una empresa pública energética.

Una empresa eléctrica pública podría influir en el precio de la luz... pero dentro de más de veinte años

- Unidas Podemos presentó esta semana una ley para crear 'Producción Eléctrica Española'
- Esta empresa se nutriría de las concesiones de centrales hidráulicas que vayan venciendo
- La gestión del agua es clave en el proyecto de eléctrica pública

Niusdiario.es, 04 de septiembre de 2021

Pretender frenar el precio de la luz con **un gas y unos derechos de CO2 camino de la exosfera** puede parecerse mucho al cuento de 'Los tres cerditos'. Es difícil construir defensas suficientemente robustas para contrarrestar la fuerza del *lobo* actual que nos acecha. Y de cara al invierno, con más necesidad de gas, puede ser todavía peor.



Unidas Podemos registró el jueves una ley para crear una empresa pública de energía. Se llamaría EPE, Producción Eléctrica Española. **Gestionaría, principalmente, las plantas hidráulicas conforme vayan venciendo su concesión a las compañías privadas.** ¿Puede el agua mitigar la subida del kilovatio? ¿O es la primera casa de paja del cuento? El socio del PSOE en el Gobierno **plantea fijar un precio tope para esta energía y la nuclear** y así conseguir un efecto inmediato en el mercado. Pero la ministra titular asegura que eso va contra las reglas europeas, pero no cierra la puerta al proyecto de empresa pública.

Para poder entender esta cuestión, hay que comprender mejor el papel que juega la hidráulica en el sistema.

La energía verde que puede almacenarse

Esta tecnología ha sido bastante protagonista en el mes con el mayor precio de la electricidad de la historia. La hidráulica ha marcado el precio máximo al que ha cobrado el resto de plantas más de la mitad del tiempo (56%). En total, en 417 horas de las 744 del mes.

La cifra es elevada, pero está en línea con la de agosto de 2018: entonces la hidráulica marcó el precio marginal 426 horas.

“Que la hidráulica marque el precio la mitad de las horas no es una anomalía. Esto ocurre muchos meses”, sostiene Francisco Valverde, responsable de Renovables en Menta Energía. Marcar el precio marginal es fijarlo para el resto. Es como decir: “por mí y por todos mis compañeros”.

“El agua entra cuando más se necesita. ¿Y cuándo es eso? Cuando el precio está más alto”, explica Pedro Linares, director cátedra BP Energía de la Universidad de Comillas. “Se llama ‘afeitar los picos’. **Te interesa guardar el agua para cuando más apretado está el sistema y esa señal te la da el precio**”. (A diferencia de otras renovables, el agua se puede almacenar: se puede usar hoy o guardar para mañana. Eso con el viento y el sol no ocurre).

A la propia ministra de Transición Energética le parece poco razonable este funcionamiento del mercado. “No tiene sentido que el precio lo fije una tecnología que no tiene costes por combustible ni CO2”, sostenía Teresa Ribera este lunes.

¿Por qué ocurre? **La teoría del mercado dice que la hidráulica lo que hace es evitar que entre a funcionar una planta todavía más cara.** Sí, es cierto: ofertar como hizo a 148 euros MWh el jueves a las 21.00 horas es un precio elevado para una energía tan barata. Pero si no hubiera entrado en juego el agua a ese nivel, quizá la siguiente en la lista era una planta de gas a 150 euros MWh. Y ese habría sido el precio final para todos: el agua nos ahorró dos euros, en este hipotético caso.

Valverde ofrece una explicación adicional. “Para una eléctrica que tiene ciclo combinado (gas) e hidráulica, **con los precios de gas y de CO2 tan elevados, ¿qué es más rentable? Pues darle al botón del agua;** vas a conseguir el mismo ingreso con un gasto infinitamente menor y, por lo tanto, tu margen va a ser mayor”.

El papel de una eléctrica pública

La teoría detrás de la creación de una empresa pública es que trataría de ofertar a un precio más bajo o al menos tratar de influir en el resto de las ofertas. **No operaría solo con la idea de maximizar beneficios como hacen las empresas privadas sino de lo que es mejor para el sistema.** Podría parecerse un poco, salvando las distancias, a la competencia desleal (también conocida como dumping): cuando una compañía vende más barato que el resto y obliga al resto a seguir esta línea.

“Tendrías que tener un tamaño suficiente para que se note ese dumping”, aclara Linares. **“La única manera de que no suba el precio es tener suficiente agua para que no entre el gas”.**

Y ahí radica el principal problema: **si el Gobierno quiere tener ese poder hidráulico en el mercado tendrá que esperar sentado.** Las próximas concesiones que vencen son pequeñas. Las tres con mayor potencia no volverán a manos públicas hasta el año 2044, 2045 y 2065.

“Hay que esperar muchos años. Con pequeños embalses no haces nada. Hasta que no tengas una buena cartera es complicado. **Pero no ver resultados hasta largo plazo no quiere decir que no sea una buena idea**”.

De hecho, **el agua es el complemento perfecto para cubrir la inestabilidad de las renovables.** Como se puede almacenar puede cubrir los momentos en los que hay menos generación verde o amortiguar las subidas de precios. Su papel en el futuro con cero emisiones va a ser decisivo. Y es posible que entonces sea como la casita de ladrillos de cerdito más trabajador.

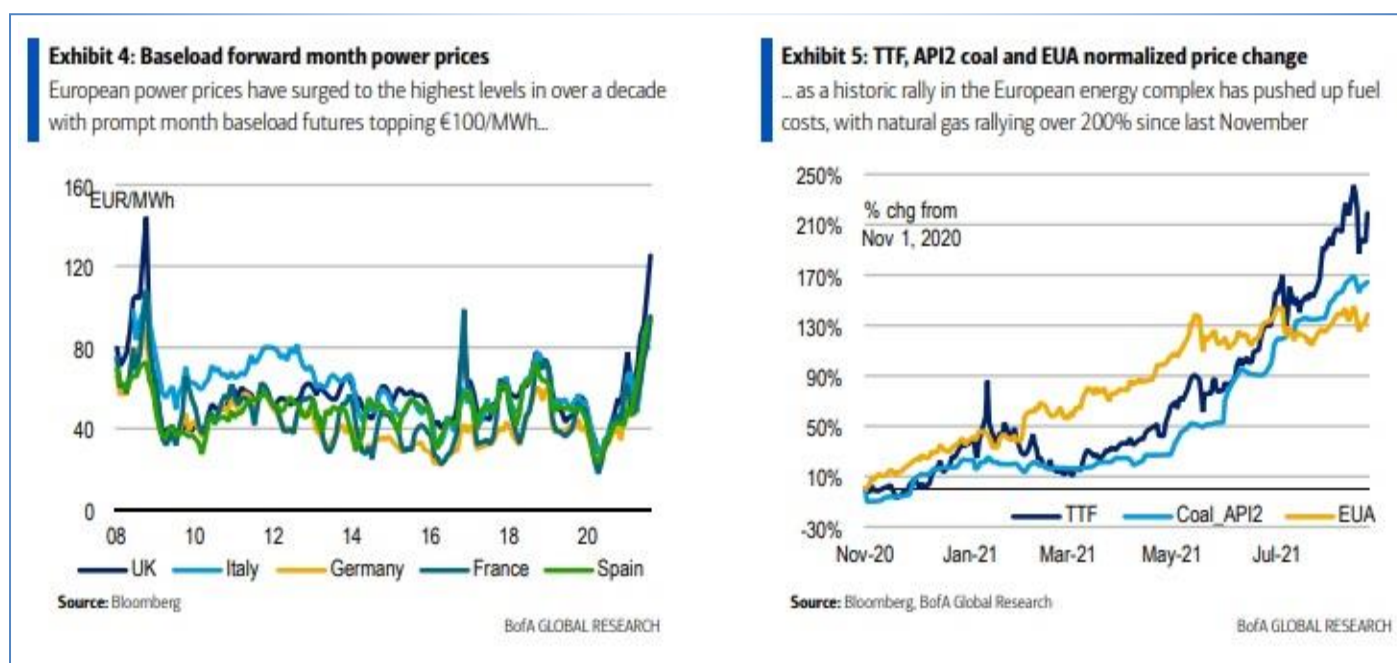
Factura de la luz: España, entre los países europeos más afectados... y el invierno podría ser aún peor

España, Italia o Reino Unido han registrado en los últimos días precios superiores a los 120 euros/MWh.

Elboletin.com, 04 de septiembre de 2021

Los precios de la electricidad se han disparado en toda Europa a máximos de una década en pleno círculo vicioso que envuelve al gas natural, el uso del carbón y los derechos de Co2. Un informe de BofA Global Research muestra, sin embargo, que España es uno de los países más afectados junto con Reino Unido, al tiempo que avisa de que la subida no tiene visos de detenerse: el invierno podría ser especialmente complicado.

El equipo de research de Bank of America constata que aunque los **precios de la electricidad** han subido en toda Europa, ha habido una notable diferencia entre países. Reino Unido, **España** e Italia han registrado en los últimos días precios superiores a los **120 euros/MWh**, mientras que en Francia y Alemania los precios son más bajos.



Los países que se enfrentan a los precios más altos “suelen tener menos diversidad de suministro y dependen en gran medida del gas natural y las energías renovables”. En concreto, Reino Unido y España tienen una generación de carbón “limitada” y dependen en gran medida de las energías renovables y el gas natural, al tiempo que “no se benefician del mismo nivel de redes interconectadas del que disfrutaban los países de Europa central”.

El círculo vicioso detrás de la subida de precios

“¿El conductor principal [de la subida de la luz]? Un rally histórico en todo el complejo energético europeo y una lenta generación renovable”, señalan los expertos. “Los precios europeos del gas natural, el carbón y el CO2 se han duplicado al menos con respecto a los niveles del año pasado”.

En particular, fue el gas natural el que “encendió el repunte, ya que las menores importaciones rusas de gas y GNL llevaron a una grave situación de almacenamiento antes del invierno. Como resultado, los breakevens de gas a carbón se volvieron más competitivos, lo que ayudó a impulsar los precios del carbón y con él los precios del CO2, **creando un círculo vicioso de precios de la energía europeos en constante aumento**”.

Y la subida parece que tiene todavía recorrido por delante. “Seguimos viendo un **riesgo alcista asimétrico para los precios europeos del gas natural durante este invierno** y posiblemente el próximo verano dado el entorno actual de bajos inventarios”, avisa BofA Global Research. “Con un colchón de almacenamiento limitado, cualquier interrupción en el suministro de Rusia, Noruega o GNL o simplemente un invierno frío podría hacer que los precios del TTF y los precios europeos de la energía se disparen”.

EY negocia sacar del concurso a la matriz de Abengoa y que vuelva a cotizar en la Bolsa

El administrador plantea que se quede una parte de la filial operativa; la solución implica que Abenewco 1 comparta parte del dinero del rescate

Cincodias.elpais.com, 05 de septiembre de 2021



El culebrón de Abengoa se alarga desde 2015. Ahora con la filial operativa, Abenewco 1, en el centro del rescate, después de que en febrero la matriz, Abengoa SA, entrara en concurso de acreedores. El administrador concursal, EY, negocia en paralelo el salvamento del negocio, que la matriz salga del concurso y que pueda volver cotizar –para lo que necesita conservar una participación de Abenewco 1–, y que los acreedores aporten al grupo nuevos avales antes de que se firme el eventual rescate, en el que la SEPI es decisiva.

La gran misión es salvar la compañía que aglutina el negocio, con la oferta de Terramar, que ofrece 200 millones de euros, 60 de ellos en forma de capital y los restantes 140 millones como créditos. Pero, al mismo tiempo, el administrador concursal de Abengoa SA busca llegar a un acuerdo con los acreedores de la matriz para revocar el concurso e incluso que pueda volver a cotizar. Para ello es preciso que parte del dinero del rescate de la filial suba a la matriz y también que se quede una parte de Abenewco 1.

El objetivo, en un principio, era que la matriz en concurso lograra una inyección de **liquidez de unos 25 millones de euros, como publicó CincoDías el pasado 3 de julio**. Pero ese importe puede crecer a costa de la participación en Abenewco 1. Los acreedores, previsiblemente, preferirán rebajar sus deudas antes que disponer de una participación en la filial operativa.

Aun así, el objetivo es que Abengoa mantenga una posición en el entorno del 3% en Abenewco 1, de manera que pueda volver a cotizar, **después de que la CNMV la suspendiera de negociación en julio del año pasado**. El modelo sería similar al de Pescanova, cuyo único activo es una participación en Nueva Pescanova, la sociedad operativa, del 0,34%.

El valor en Bolsa de Abengoa SA dependerá del porcentaje que retenga; en el plan original de agosto de 2020, que nunca llegó a ejecutarse, se quedaba con un 2,7% de Abenewco 1.

GRANT THORNTON Y PKF, JUECES DE SI EL GRUPO PUEDE ACCEDER A LA SEPI

- Elegibilidad. Abengoa solicitó la intervención de la SEPI a través del Fondo de Solvencia de Empresas Estratégicas por importe de 249 millones el pasado marzo. Pero este vehículo de rescate, dependiente del Ministerio de Hacienda, debe chequear que la empresa en cuestión cumple las condiciones para acceder a él. Uno de los requisitos es que la compañía no estuviera en crisis antes de diciembre de 2019. Y, aunque Abengoa ya había firmado dos rescates, uno en 2017 y otro precisamente en 2019, las fuentes financieras consultadas señalan que cumplirá los requisitos para acceder a las ayudas. En todo caso, las consultoras Grant Thornton y PKF Attest son las que están elaborando el preceptivo informe para determinar si Abengoa es elegible de cara a estas ayudas.
- Estratégica. Que Abengoa es una empresa estratégica para el tejido productivo es incuestionable. Cuenta con una plantilla de más de 12.000 personas, 2.000 en España.
- Duro Felguera. El precedente de la compañía de ingeniería asturiana, **al que la SEPI le ha concedido un rescate de 120 millones de euros**, es un argumento a favor del salvamento de Abengoa.

La sindicatura de accionistas AbengoaShares, con más del 21% del capital, se opuso contra viento y marea a ese plan y continúa afirmando que un eventual rescate por Terramar supondrá un fracaso. Fuentes cercanas a la agrupación señalan que esta trata de armar un salvamento alternativo que dé mayor peso a los pequeños accionistas. El problema es que el administrador concursal ha puesto un límite para la presentación ofertas: finales de este septiembre.

Deudas

El pasivo de Abengoa SA a cierre de 2019 ascendía a 1.007 millones, de los que 354 eran deudas con empresas del grupo. La misión de la liquidez es amortizar parte de ese pasivo e imponer quitas para el resto. Entre las propuestas, tentativas y vinculadas al rescate de Abenewco 1, el porcentaje más alto de quita llega al 95%, con la conversión de ese importe en un bono obligatoriamente convertible en cuatro años.

El administrador concursal ha encontrado además otras palancas para lograr dinero para Abengoa SA que se sumarían a la liquidez que le llegara del eventual rescate: “Ingresos por rentas de activos inmobiliarios, por dividendos financieros, desinversiones en activos artísticos e inmobiliarios y devoluciones de activos”, señala Abengoa en un documento enviado a la CNMV.

EL GRUPO PIDE 40 MILLONES EN AVALES YA PARA SEGUIR CON VIDA

El grupo de ingeniería lleva en la cuerda floja desde 2015, pero los problemas de la ausencia de un rescate desde que se anunció su necesidad, en mayo del año pasado, han erosionado su caja y su capacidad de contratación. Así, el administrador concursal solicita que, antes de ningún rescate, se pongan los medios para que la compañía pueda seguir operando, como publicó CincoDías el pasado 1 de septiembre. Y la necesidad más imperiosa para no perder negocio son avales. Las peticiones a los acreedores ascienden a 40 millones de euros en estas garantías, según las fuentes financieras consultadas.

Entre los acreedores aparecen bancos españoles, como Santander y CaixaBank, y también se encuentra Crédit Agricole. Es con ellos con los que se negocia la concesión de esas garantías, según las fuentes consultadas. El problema es que al final no haya rescate. Un punto intermedio es que esperen al menos a que haya un dictamen que verifique que Abengoa puede acceder a la ayuda estatal. Esto sería un punto de inflexión de cara al salvamento.

En su informe provisional sobre la situación del grupo, el administrador concursal también avisa de “tensiones de tesorería que imponen la necesidad de obtener con carácter inmediato financiación e instrumentos de garantía que permitan asegurar la continuidad de las operaciones”. La necesidad de liquidez, pese a las dificultades de los últimos tiempos no es tan acuciante, sin embargo, como la obtención de nuevos avales para evitar la pérdida de negocio a corto plazo. El calendario que baraja Terramar contempla que la SEPI dé su bendición al rescate en noviembre.

La locura del precio de la luz sólo interesa en España: por qué al resto de países de la UE no les importa que suba

Ni en Alemania, Dinamarca, Italia o Francia, la prensa escrita o las televisiones nacionales hablan del mercado eléctrico.

Elespanol.com, 05 de septiembre de 2021



Desde hace un par de meses uno de los temas centrales es la factura de la luz. [Si en mayo y junio se habló sobre el cambio de tarifas](#), a partir de julio [la subida del precio en el mercado mayorista](#) ha sido una cuestión con la que se han abierto informativos y portadas de periódicos.

Sin embargo, según ha podido saber Invertia, no ocurre lo mismo en los países vecinos europeos, pese a sufrir la misma evolución al alza en el precio de la electricidad. **Ni Alemania ni Dinamarca, o Francia, Holanda, Italia y Reino Unido** se habla sobre ello. Ni una palabra.

Pero ¿por qué importa tanto el precio de la luz en España, tan al contrario que a nuestros vecinos? Según **Eurostat**, para los consumidores domésticos (con un consumo anual entre 2500 kWh y 5000 kWh) de la UE-27, la factura de la luz en la segunda mitad de 2020 fueron más altas en **Alemania** (0,3006 euros/kWh), **Dinamarca** (0,2819 euros/kWh) y **Bélgica** (0,2702 euros/kWh).

Si se comparan los precios del primer trimestre de 2021, **el precio de la electricidad varía un poco**, según [Quarterly Report on European Electricity Markets](#) de la Unión Europea. Como es costumbre, Noruega y Suecia fueron los más baratos, con 43,7 euros/MWh y 42,9 euros/MWh, seguido de Dinamarca con 48,8 euros/MWh, mientras que los más caros fueron Reino Unido con 73,1 euros/MWh o Irlanda con 69,6 euros/MWh. El mercado ibérico (España y Portugal) se mantuvo dentro del grupo de los más baratos con 44,7 euros/MWh.

Y en lo que va de septiembre, la **electricidad** en el mercado mayorista en Europa **va superando los 100 €/MWh en prácticamente todos los países menos Polonia**.

Incluso los países nórdicos, que suelen disfrutar de los precios más bajos del Viejo Continente, el coste se disparó por encima de un 60% en términos interanuales. Y aunque el mercado ibérico ha sido el segundo más caro solo superado por Italia, el resto deberían preocuparse por lo que ocurre con su energía. Y no lo hacen.

Pobreza energética

"Una de las causas podría estar en los ratios de pobreza energética", explican a Invertia expertos del sector.

Sin embargo, según los datos de la oficina estadística europea **Eurostat** de finales de 2020, **España está en la quinta posición de los países con más pobreza de la Unión Europea** con un 20,7% de personas en riesgo, pero con datos muy similares a, por ejemplo, **Italia o Portugal**. **Y en estos países no es portada los altos precios de la luz.**

La pobreza energética supone que una familia no puede pagar las facturas, no puede calentar la casa o no puede afrontar gastos imprevistos, una situación que afecta al 5,6% de la población europea. Los países con cotas más altas de este tipo de pobreza grave se dan en Bulgaria (19,9%), Grecia (16,2%) y (Rumanía 14,5%).

Poder adquisitivo

Según el **Banco Mundial**, **España se encuentra en el puesto número 18 de los 27 países miembros del ránking por poder adquisitivo**. Lidera Luxemburgo con un ratio de 118,359, y le sigue Irlanda y Dinamarca. Italia, Francia y Alemania también nos superan y Portugal solo está ligeramente por detrás.

"No hay un solo elemento sino una suma de ellos, porque a esa pobreza energética habría que sumarle **el esfuerzo que tienen que hacer las familias y las empresas en función de su renta** cada vez que aumenta el precio de la luz", señalan.

Dependientes del pool

Otra razón podría encontrarse en que [la gran mayoría de los consumidores en España dependen de lo que ocurra en el 'pool' mayorista](#), porque tiene una repercusión directa en la factura que llega todos los meses en las casas.

Tanto los que están en la tarifa regulada (PVPC) como en el mercado libre tienen como referencia el mercado diario, por lo que influye mucho cualquier cambio.

El precio del gas y el CO2

De lo que no hay duda es que tanto el precio del gas como el del CO2 marcan máximos históricos y afecta en la misma medida a los mix eléctricos de los países europeos, aunque depende de si predomina la **generación nuclear** (como ocurre con **Francia**, que representa **un 77%** del consumo de electricidad) o del **carbón** (como con **Polonia**, cuyo mix depende casi en **un 80%** de este mineral fósil).

"Precisamente tanto Francia como Polonia, y especialmente esta última, han sido los que mejor han sabido bandear la situación. Y demuestra, que pese a los altos costes del CO2, con un gas tan caro, compensa quemar carbón, justo todo lo contrario de lo que pretende la Unión Europea con el Mercado de Derechos de Emisión (ETS EU)", puntualizan.

"La última opción para explicar este fenómeno es que los partidos políticos hacen 'populismo energético', es decir, utilizan esta situación para sacar rédito político, algo que por otra parte no sorprende porque es lo que suelen hacer", concluyen.

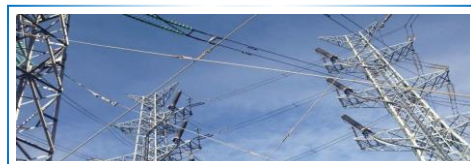
El Gobierno obligará a las grandes eléctricas a subastar energía fuera de mercado

El Gobierno obligará a las grandes eléctricas a subastar energía entre comercializadoras e industriales, una medida que irá incluida en un plan de choque para amortiguar el impacto en el recibo de la luz

Estrelladigital.es, 06 de septiembre de 2021

El Gobierno obligará a las grandes eléctricas a subastar energía entre comercializadoras e industriales, una medida que irá incluida en un plan de choque para amortiguar el impacto en el recibo de la luz del encarecimiento del mercado eléctrico mayorista y que prevé aprobar en las próximas semanas.

Los precios en el mercado eléctrico o pool se encuentran actualmente en máximos históricos, entre otras cuestiones, por los altos precios del gas natural, materia prima que utilizan los ciclos combinados, las centrales más caras y que están marcando el precio al que retribuyen todas las energías que participan en el mercado.



"La perspectiva del gas sigue siendo preocupante", por eso, el Gobierno trabaja desde comienzos de verano en un paquete de medidas adicionales, ha dicho en declaraciones a Antena 3 la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Energética, Teresa Ribera, que ha confiado en poder llevar dichas medidas al Consejo de Ministros en las próximas semanas.

Esas medidas incluirán el fortalecimiento de la cobertura a los consumidores vulnerables y medidas para asegurar que la malas prácticas en el uso de las concesiones hidroeléctricas (venden su producción cuando los precios de mercado están más altos para maximizar sus beneficios) no se vuelva en contra de los consumidores.

Además, se crearán mecanismos de mercado "alternativos" compatibles con el derecho comunitario para que las empresas con un "peso importante" en el sector deban vender parte de su energía a las pequeñas comercializadoras o a industriales "a un precio fijado por subasta", ha dicho la ministra.

Europa no permite que los gobiernos fijen precios de tecnologías como la hidráulica o la nuclear (más baratas de producir), ha recordado Ribera, que ha subrayado que por ello están trabajando en pujas en las que las distintas tecnologías subasten su producción al precio al que la quieran comprar las pequeñas comercializadoras o los industriales.

"Evidentemente habrá un suelo, que son los costes, pero no porque el Gobierno decida y publique de manera obligatoria el precio al que se debe vender, porque esto no nos lo permite Europa", ha añadido la ministra en referencia a la petición de sus socios de Gobierno (Unidas Podemos) de intervenir el precio de la hidráulica o la nuclear.

El objetivo es "hacer las cosas bien", para evitar batallas legales o arbitrajes internacionales, y buscar otros modos para fijar el precio de la energía al margen del mercado mayorista, según Ribera, que en reiteradas ocasiones ha abogado por "achicar" el pool.

La ministra ha insistido en que aunque la subida del pool es llamativa, lo importante es que nadie se agobie por ello, porque hay que ver qué pasa con la factura y no sólo con el mercado mayorista.

"El crecimiento exponencial del pool no se ha reflejado en las facturas. Alguna gente ha pagado lo mismo, otra algo menos u otra algo más", ha afirmado Ribera, tras recordar que el Ejecutivo ha rebajado temporalmente el IVA que graba el recibo eléctrico y suspendido el impuesto a la generación.

En todos los países de la Unión Europea, el precio mayorista de la luz se fija por horas tras casar la oferta de los productores con la demanda prevista por el gestor del sistema y mediante un sistema marginalista que implica que la última tecnología en entrar (generalmente la más cara) sea la que marque el precio al que serán retribuidas todas las centrales que aporten energía en esa hora.

En España el precio del pool tiene un peso en torno al 24 % en la factura de la luz de más de 10 millones de hogares acogidos a la tarifa regulada o Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), mientras que en otros países la tarifa regulada se calcula tomando como referencia otros indicadores.

Los consumidores que contratan su suministro en el mercado libre, que son unos 17 millones, pagan por el kilovatio hora los precios que pactan por contrato con las comercializadoras, por lo que no se ven afectados por las oscilaciones del pool de manera inmediata, aunque sí verán sus facturas incrementadas en caso de que la tendencia al alza se mantenga en el largo plazo.

Tarifazo eléctrico. Ribera no sabe qué hacer para reducir el precio de la luz

No hará grandes rebajas de impuestos e insiste en que "los peajes y cargos sí tienen que ver con el sistema eléctrico". ¿Y?

Hispanidad.com, 06 de septiembre de 2021



El **tarifazo eléctrico** no parece que vaya a tener un final cercano. Este lunes es el más caro de la historia en lo que a precio de la luz se refiere (132,65 euros por megavatio-hora) y el martes bajará un 4%, al 127,36 euros, pero eso no es ningún consuelo. Y es que **Teresa Ribera** no hará grandes rebajas de **impuestos**, ni los sacará de la factura (de la que representan cerca del 60%), pues defiende que "los **peajes y cargos** de la factura sí tienen que ver con el sistema eléctrico".

La vicepresidenta tercera y ministra de Transición Ecológica y Reto Demográfico ya ha reducido el **IVA** del 21% al 10% hasta final de año y ha prorrogado la suspensión del **impuesto del 7% a la generación** también hasta esa fecha, aunque en un principio sólo iba a durar el tercer trimestre.

Eso sí, en materia fiscal no se pilla los dedos, pues el asunto lo maneja la ministra de Hacienda, **María Jesús Montero**: **revisa la fiscalidad de la luz**, pero lo hace sin prisa y no habrá resultados hasta dentro de unos meses.

La vicepresidenta tercera advierte que el Gobierno pondrá límites al vaciado de embalses, cambiará el modelo de subastas para que se hagan al margen del mercado mayorista, y prepara la prórroga del “suministro mínimo vital”

Ahora Ribera es una habitual de las entrevistas en los medios de comunicación (una buena muestra puede verse en la entrevista del domingo en *Eldiario.es* y las de este lunes en *Expansión* y el programa ‘Espejo Público’ en *Antena 3*). La miembro más ecologista del Gobierno Sánchez ha señalado que con las comunidades autónomas se analizarán las posibilidades de modificar el **impuesto eléctrico** (algo más del 4% sobre la factura). Eso sí, “los peajes (costes fijos que cubren el uso de las redes, entre otros) no se sacarán de la factura”, como le reclama el **PP**.

El Gobierno limitará el vaciado de embalses, después de haber abierto una investigación por el rápido vaciamiento de varios y anunciar que se crearía una empresa pública a medida que las concesiones hidráulicas vayan llegando a su caducidad

Entre las medidas que Ribera prevé aprobar próximamente para intentar paliar la subida de la luz, está la **limitación al vaciado de embalses**, aplicando la actual Ley de Aguas, después de haber abierto una investigación por el rápido vaciamiento de varios y anunciar que se crearía una empresa pública a medida que las concesiones hidráulicas vayan llegando a su caducidad. Asimismo, quiere reducir el peso del mercado mayorista en recibo, favoreciendo opciones como el **autoconsumo**, las **comunidades energéticas**, los contratos a largo plazo (los llamados PPA) o las subastas de energía primaria. Y en estas últimas, como en las de renovables, se concederán licencias a las empresas con cualquier tecnología que se comprometan a generar luz al precio más barato, al margen del mercado mayorista.

Entre las medidas, que se harán “siempre dentro del margen que deja la legalidad europea”, algo que supone un recado ante la propuesta de los ministros podemitas **Ione Belarra y Alberto Garzón de topar los precios de la hidráulica y la nuclear**. Ribera también ha anunciado que se prepara la extensión del “**suministro mínimo vital**” desde los cuatro a los ocho meses, lo cual garantiza que no se corta la luz por impago. Unas medidas que se han anunciado después de que PSOE y Unidas Podemos registraran **una comisión parlamentaria** para analizar la subida del precio de la luz.

Y ojo, porque Ribera ha subrayado que en el compromiso anunciado por **Pedro Sánchez** de que cuando acabe 2021 los españoles habrán pagado de luz lo mismo que en 2018 se toma ese año porque “es el año que llegó al Gobierno”. Pero tiene cierta trampa: sería descontando el IPC.

Tarifazo eléctrico. Starace (Enel) pide reformar el mercado eléctrico: apoya que se desligue la tarifa regulada del mercado mayorista diario

El CEO de Enel refiere que lo que más ha trastocado el mercado han sido los precios del gas, “que se han disparado coincidiendo con la subida del CO2”. Mientras, Bogas, CEO de Endesa, prevé que el precio de la luz empiece a bajar en el segundo trimestre.

Hispanidad.com, 07 de septiembre de 2021

Tras semanas de **tarifazo eléctrico** y con la luz encadenando un récord tras otro, la vicepresidenta tercera, **Teresa Ribera**, **parece que no sabe bien qué hacer, aunque no hará grandes rebajas de impuestos**. En este escenario, cobran relevancia las palabras de **Francesco Starace**, CEO de Enel (energética que es dueña del 70% de Endesa) y vicepresidente de Endesa, en una conversación con *Expansión*, pidiendo **reformar el mercado eléctrico**, es decir, que apoya que se desligue la **tarifa regulada PVPC** del mercado mayorista diario del que actualmente depende al 100%, como ya sucede en otros países.

Starace ha señalado que “es el momento de cambiar el sistema de fijación de precios, el mecanismo por el cual se establecen las tarifas que paga el usuario final para **evitar la enorme volatilidad** intradía de los mercados mayoristas”. Asimismo, ha añadido que pediría a Ribera “que escuche más a **José Bogas**, porque está planteando cosas muy sensatas de las que se pueden hacer”. Y es que el CEO de **Endesa**, **cuando se presentaron los resultados semestrales**, ya pidió una “reforma” de la tarifa regulada para proteger a los consumidores domésticos de electricidad del actual contexto de altos precios en el mercado mayorista, que “no está beneficiando a las compañías eléctricas como Endesa, ya que tenemos vendida a clientes energía a precios menores de los que está marcando el *pool*”.

Recuerden que Endesa es la primera eléctrica en nuestro país por número de **clientes**, pues contaba con 10,2 millones al cierre del segundo trimestre. De estos, 5,7 millones en el mercado liberado y 4,5 millones en el mercado regulado.

El precio medio del ‘pool’ se duplicó en el primer semestre, situándose en 58,6 euros/MWh, principalmente por el gas. Ascenderá a 97,1 euros/MWh en el segundo semestre de este año, pero bajará a 71 euros/MWh en 2022 y a 54,2 euros/MWh en 2023.



El pasado agosto, la **Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec)** también señaló que “la revisión de la tarifa regulada vinculándola a precios estables, tal y como se hace en los países europeos, permitiría evitar la volatilidad en la factura que pagan los hogares”. Asimismo, recordó que la tarifa PVPC “hace recaer sobre la factura **impuestos, cargos y tasas** que no dependen de su propio consumo” y aclaró que las eléctricas “no se están beneficiando de la subida del precio en el mercado mayorista. Por el contrario, la actividad gasista es la que se ha visto beneficiada por la actual situación del mercado”.

Starace ha subrayado que no son tanto los derechos de emisión de CO₂ lo que ha trastocado el mercado “sino los **precios del gas**, que se han disparado coincidiendo con la subida del CO₂”. De hecho, el gas natural costaba en agosto cinco veces más que hace un año. Y ojo, porque Bogas prevé que **el precio de la luz bajará a partir del segundo trimestre de 2022**, como ha señalado en una entrevista en *Telemadrid*. En la presentación de los resultados semestrales (ver documento adjunto), Endesa ya ilustró que el precio medio del *pool* se había duplicado (+102%) en Iberia, pasando de 29 euros por megavatio-hora (MWh) a 58,6 euros/MWh, principalmente por el gas (unos 21 euros), frente al CO₂ (unos 6 euros) y el impuesto del 7% y otros (unos 2 euros). Asimismo, apuntó a que el precio medio del *pool* se situará en 97,1 euros/MWh en el segundo semestre de este año, pero bajará a 71 euros/MWh en 2022 y a 54,2 euros/MWh en 2023. Además, refirió que la factura media anual de PVPC pasará de los 530 euros del año pasado a 665 euros este año, lo que supondrá un 25% más.

España, la reina del hidrógeno verde en Europa: alberga más de la mitad de la capacidad planificada de electrolizadores para 2030 con 72.000 MW

Elperiodicodelaenergia.com, 07 de septiembre de 2021

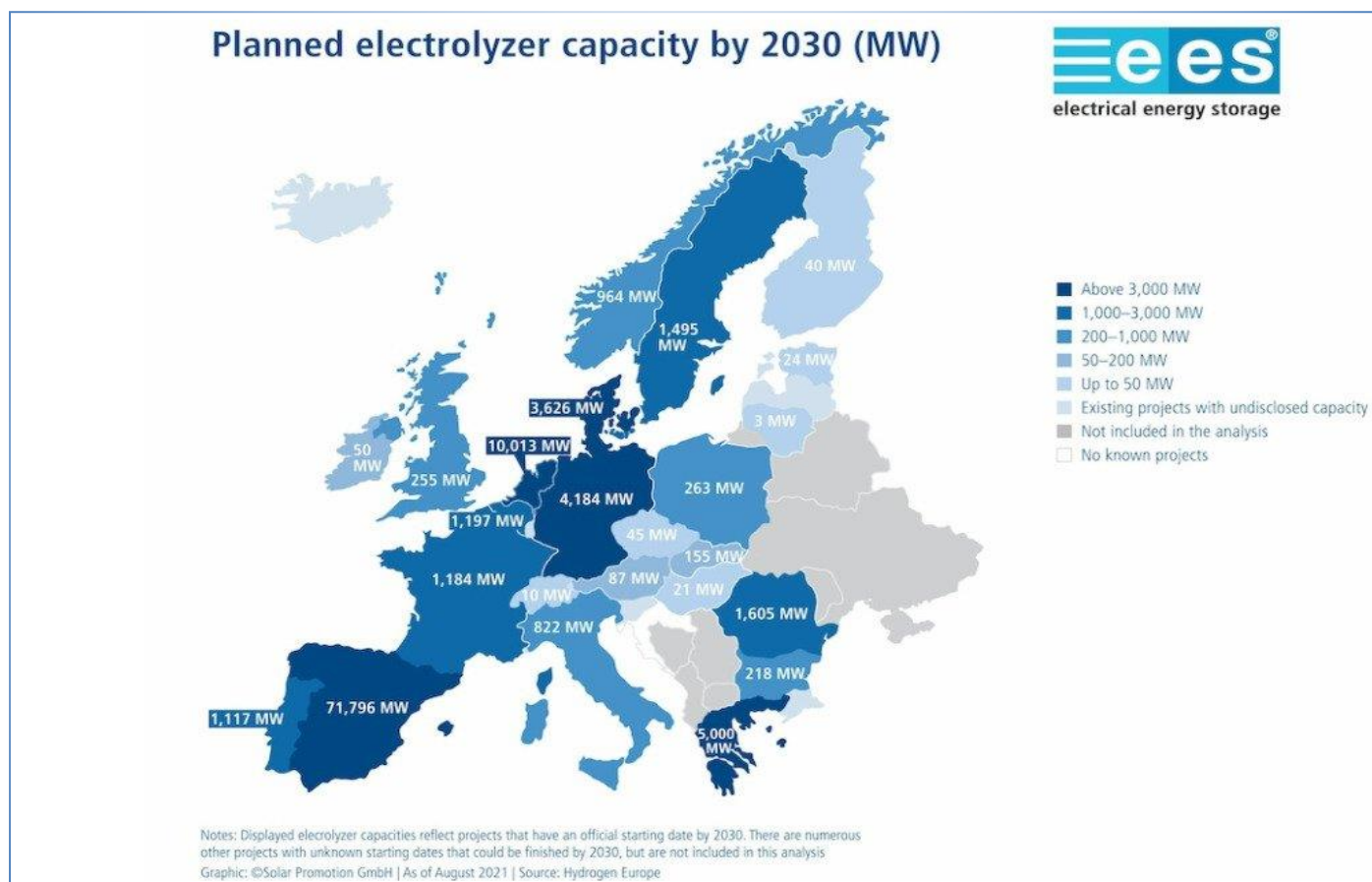
La producción de hidrógeno verde como catalizador de una Europa climáticamente neutra y competitiva internacionalmente está impulsando la expansión de las plantas fotovoltaicas y eólicas. Existe un enorme potencial: con el hidrógeno verde, será posible descarbonizar las aplicaciones industriales relacionadas con el transporte marítimo, los vehículos pesados y la aviación, que no pueden funcionar eléctricamente. “La combinación de energía renovable e hidrógeno podría ser el nuevo equipo de ensueño de la transición energética”, dice **Werner Diwald**, presidente de la **Asociación Alemana de Hidrógeno y Pilas de Combustible**.

La UE también se ha dado cuenta de esto: durante tres décadas, la estrategia del hidrógeno de la UE tiene como objetivo invertir al menos 470.000 millones de euros en la generación de hidrógeno, preferiblemente a partir de fuentes renovables, con 340.000 millones de euros destinados al desarrollo de energía fotovoltaica y eólica.

Para 2030, se alcanzará una capacidad de producción de hidrógeno verde de 80 gigavatios (GW) en la UE. Para ello, la UE estableció la **European Clean Hydrogen Alliance (ECH2A)**, a la que se han sumado más de 1.460 empresas, organizaciones y ministerios. Los miembros están planificando y ejecutando proyectos que suman una capacidad de producción de hidrógeno de 8,97 millones de toneladas para 2030, de las cuales el 84 por ciento proviene de la electrólisis (de energía renovable), el 15 por ciento de la metanización y el uno por ciento de la producción de hidrógeno a partir de materiales biogénicos.

Jorgo Chatzimarkakis, secretario general de la asociación europea **Hydrogen Europe**, llamó la atención sobre los impresionantes avances en las inversiones en hidrógeno y su tremendo potencial. Por ejemplo, el proyecto europeo HyDeal Ambition tiene como objetivo transportar hidrógeno verde generado por electrólisis impulsada por energía solar desde la Península Ibérica a Francia y Alemania a través de gasoductos.

España, con un total de 71,8 gigavatios de capacidad de electrolizadores planificados para 2030 se va a convertir, sin duda, en la reina del hidrógeno verde en Europa, con más del 52% de la capacidad proyectada en Europa para esa fecha. A gran distancia figuran Países Bajos, con 10GW; Grecia, con 5GW, Alemania, con 4,2 GW, y Dinamarca, con 3,6 GW de capacidad de electrolizadores, según los datos de Hydrogen Europe, como se puede ver en el siguiente gráfico.



En los países de la UE, está previsto que comiencen 176 proyectos de electrólisis para 2030, y para 2040 más de 230 proyectos de energía a hidrógeno, con una capacidad de alrededor de 136 GW, de los que más de la mitad, se desarrollarán en España. Ucrania podría ser un socio importante para Europa, ya que el país tiene planes de crear una capacidad de producción de hidrógeno verde de 10 GW para 2030. Además, las redes de gasoductos existentes están destinadas a ser utilizadas para el transporte a Europa.

La principal dificultad en la producción de hidrógeno verde ha estado relacionada con los costes hasta ahora, que el año pasado se situaron en 4,75 € el kilo. Pero los expertos están seguros de que, a medida que disminuyan los costos asociados con la electrólisis y la generación de energía a través de la energía fotovoltaica y eólica y se produzca más hidrógeno verde, los costos de producción se reducirán en consecuencia.

Chatzimarkakis anticipa que los costes idealmente se reducirán a mucho menos de 3 € por kilo para 2030 y considerablemente menos de 2 € por kilo para 2050.



Será crucial promover el aumento del mercado del hidrógeno verde en los próximos años; esto implica reducir los obstáculos regulatorios, ofrecer incentivos financieros y de otro tipo (incluido un precio ambicioso del carbono), así como una expansión integral de las plantas fotovoltaicas y eólicas.

Oradores de primer nivel presentarán información sobre los últimos desarrollos, innovaciones, tecnologías, servicios y soluciones de infraestructura relacionadas con la tecnología del hidrógeno, las pilas de combustible, la electrólisis y Power-to-Gas en el **Green Hydrogen Forum**, que se celebrará durante la exposición **ees Europe Restart 2021** del 6 al 8 de octubre en **Messe München**.

La ONU reconoce ahora que la energía nuclear es necesaria en plena subida de la luz

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?

Okdiario.com, 08 de septiembre de 2021

El precio de la luz no da tregua y ha continuado marcando récords en las últimas semanas. En concreto, este miércoles el **precio medio** se sitúa en los 135,65 euros/MWh, un aumento de seis puntos porcentuales con respecto a este martes, volviendo a superar la cota de los 130 euros/MWh. En este contexto, parece que la energía nuclear podría ser una solución para bajar el precio de la luz, pero el Gobierno sigue penalizando fiscalmente a las escasas centrales nucleares que existen en España.

Al respecto, la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas (UNECE por sus siglas en inglés) ha publicado un informe que revela que la **energía nuclear** puede ayudar a cumplir la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible.

El organismo explica: «En muchas partes del mundo, las centrales nucleares son una opción rentable para generar electricidad. En otros lugares, aunque las nuevas plantas nucleares pueden ser más caras que las alternativas, ofrecen resiliencia y beneficios ambientales que justifican estas inversiones y harán que el sistema energético general sea más asequible y sostenible».

Para combatir el cambio climático

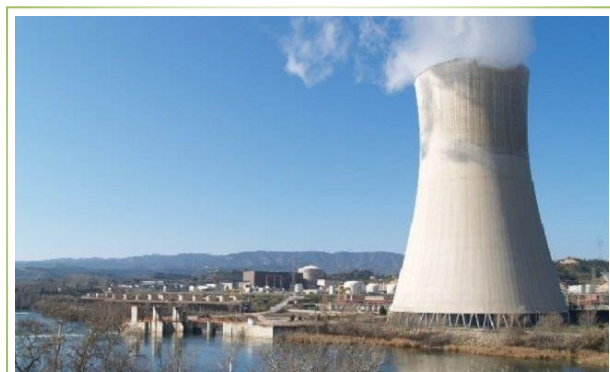
Según UNECE, el funcionamiento a largo plazo de las centrales nucleares existentes evitará emisiones de CO2 innecesarias y reducirá los costes de la transición energética. «Las plantas nucleares producen tanto electricidad como calor con bajas emisiones de carbono, lo que abre oportunidades para la descarbonización de sectores difíciles de reducir más allá de la electricidad», desvela el organismo.

En este sentido, el informe matiza que en los últimos 50 años, el uso de la energía nuclear ha reducido casi dos años del valor total emisiones globales de CO2 procedentes de la energía. «Sólo la energía hidroeléctrica ha desempeñado un papel más importante en la reducción de emisiones», asegura el estudio.

Proporciona el 20% de la energía

En 2019, la energía nuclear proporcionó el 20% de la electricidad generada en los países de la región **UNECE** y el 43% de la generación con bajas emisiones de carbono. Sin embargo, «los combustibles fósiles todavía dominan el suministro y proporcionar más del 50% de la electricidad en la región», explica el informe.

En concreto, la región UNECE está formada por los países de Europa, países de América del Norte (Canadá y Estados Unidos), Asia Central (Kazajistán, Kirguistán, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán) y Asia Occidental (Israel).



En España, a pesar del impulso de las renovables, la energía nuclear se mantuvo en 2020 como primera fuente de producción de electricidad, con una cuota del 22%. Mientras que **todas las energías renovables** produjeron el **43% de la electricidad**.

Enel da un nuevo acelerón en renovables para frenar el arma secreta de Iberdrola

Inversion.es, 08 de septiembre de 2021

Francesco Starace, director ejecutivo de **Enel**, sube una vez más su apuesta. El gigante italiano, máximo accionistas de **Endesa**, ha elevado recientemente **sus previsiones de crecimiento en energías renovables**. Un movimiento que tiene dos lecturas complementarias. La primera es que refuerza su posición dominante en el sector en Europa. La segunda que es un nuevo desafío que lanza a su gran competidor: **Iberdrola**. Así, la guerra abierta por la conquista del mercado de ambos gigantes promete ser feroz en los próximos años.

En un principio la batalla de ambos colosos la ganaría la transalpina con contundencia. Enel es la compañía energética más grande de Europa con un Ebitda, beneficio de explotación, **superior a los 18.000 millones**. Una posición de liderazgo que quiere reforzar próximamente, de tal manera, que **las nuevas estimaciones son que alcance los 21.000 millones en un par de años**. Iberdrola, por su parte, se quedaría muy por detrás con una estimación del beneficio de explotación cercana a los 15.000 millones en 2025.

Pero no todo es tan fácil. Las cifras de Ebitda sirven a la perfección para comprender la situación actual de una compañía no de su futuro. En ese punto entra la verdadera batalla entre Enel e Iberdrola, ya que desarrollar **más capacidad energética renovable puede ser la llave para disputar ese liderazgo** en las próximas décadas. Aun así, la italiana parecería que lleva la delantera, dado que es la que mayor disposición energética limpia tiene del continente, con 45 GW, aunque Iberdrola tiene otro potencial que inquieta a Starace.

EL SECRETO GUARDADO DE IBERDROLA PARA HACER FRENTE A ENEL

Así, cuando se pone la lupa en la capacidad de cada uno se comprueba que Iberdrola le gana a Enel, sin contar las centrales hidráulicas. En concreto, **Enel Green Power (EGP)** es la mayor empresa europea de energías renovables con 45 GW pero, excluido el agua, sus 18 GW de nueva capacidad renovable, como eólica o la solar, **están por detrás de lo que la disposición en dichas tecnologías que mantiene Iberdrola**.

Ese escenario es el que ha llevado a Starace a forzar la maquinaria para añadir más producción renovable, eólica y solar, en los próximos años. En concreto, la nueva estrategia apunta a **15,4 GW adicionales** de nueva capacidad en energías renovables para 2023, lo que convierte a Enel en «**una de las empresas más ambiciosas del sector**», según señala **Paul Vickers**, analista senior de *Bloomberg Intelligent*.



«Consideramos que la nueva guía es factible, ya que comprende principalmente proyectos eólicos y solares terrestres de bajo riesgo, de **los cuales el 60% se encuentra en la etapa final de ejecución**, mientras que la capacidad de 5,8 GW está programada para entrar en funcionamiento en 2021”, explica Vickers acerca de la evolución de la compañía italiana. Las nuevas cifras permitirán que el Ebitda relativo a las energías renovables **se eleve un 11% anual hasta alcanzar los 6.500 millones** de euros en 2023.

Aunque la capacidad en energías renovables no es el único campo de batalla de ambos gigantes. También lo son las redes. También conocido como el negocio de distribución se encarga de la construcción, operación y mantenimiento de líneas eléctricas o subestaciones para trasladar la generación al usuario final. Se trata de **un área muy rentable, y muy bien valorada**, debido a que supone la entrada de un elevado caudal de efectivo

LA GUERRA DE FONDO: STARACE VS SÁNCHEZ GALÁN

En este apartado Enel lleva cierta delantera a Iberdrola. **Así, las redes de la italiana son las más rentables de Europa**. El segmento de distribución genera **un Ebitda de casi 8.000 millones** de euros y el objetivo es que crezca al 5% anual durante los dos próximos años. Un crecimiento apoyado, principalmente, por la expansión de la firma en América Latina un territorio donde ya ha chocado con Iberdrola en otras ocasiones. De hecho, ambas batallaron por comprar la brasileña Electropaulo que finalmente engordó las cifras de la transalpina.

Las guerras en materia de adquisiciones también pueden intensificarse entre una y otra en los próximos años. Aunque más allá de los muchos campos de batalla en los que chocarán una y otra existe otro enfrentamiento, menos evidente, pero más belicoso **entre el propio Starace e Ignacio Sánchez Galán**, el hombre que condensa todo el poder en Iberdrola. Unas figuras que se están disputando el trono energético europeo con armas (personalidades) muy distintas.

Así, el italiano no encaja en la definición propia de un director ejecutivo de la firma energética más importante de Europa. Starace destaca por **un carácter pausado y soñador**, quiso convertir las centrales de carbón de Enel en museos y galerías de arte, explican aquellos que lo conocen. Unas cualidades moldeadas tras décadas de lectura apasionada de poesía, mientras **Sánchez Galán si encaja con ese perfil de tipo serio y brusco**. Una locomotora que no es capaz de para, dicen los que le conocen, que se lleva por delante todo aquello que se pone en su camino.

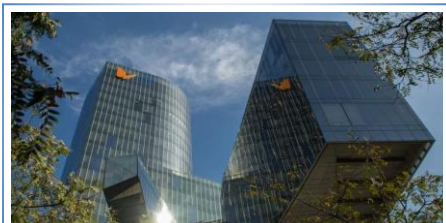
En definitiva, ambos colosos siguen moviéndose para posicionarse dentro de su batalla particular. Una guerra que se prevé larga en el que Enel ha hecho el último movimiento. ¿Contratacará Iberdrola con una nueva guía de desarrollo de renovables?

El inversor particular aún puede arañar un 1% en la opa de Naturgy

Se anota en bolsa un 18% desde que se lanzó la opa el 26 de enero

En 2021 la española sube un 15%, frente al 1,4% del sector europeo

Eleconomista.es, 08 de septiembre de 2021



La CNMV ha autorizado este miércoles la OPA parcial del fondo IFM sobre el 22,69% del capital de **Naturgy**. Pese a que se ha especulado mucho en los últimos meses sobre la firma australiana mejoraría la oferta, finalmente el precio ofrecido es de **22,07 euros por acción**, ya que desde los 23 euros iniciales se ha ido ajustando a los dividendos pagados por la eléctrica el 17 de marzo de 0,63 euros brutos por acción y el 4 de agosto por 0'30 euros por acción.

Aunque la de IFM no es una opa a la totalidad, los títulos de la *utility* que preside Francisco Reynés se anotan en bolsa cerca de un 19% desde **el pasado 26 de enero, cuando se lanzó la oferta**, y un 15% en 2021, en contraste con el repunte del 1,5% que firma el sectorial europeo en el mismo periodo.

La oferta se dirige a un máximo de 220.000.000 de acciones, representativas del 22,69% del capital de Naturgy. Si la aceptación supera el máximo, se aplicarán las reglas de prorrateo del art. 38.1 del Real Decreto de opas. Ahora bien, ¿cuánto le queda por rascar al inversor minoritario? Desde niveles actuales, apenas un 1,5%.

¿Acudir o no?

La efectividad de la oferta está condicionada a la aceptación de un mínimo de 164.834.347 acciones, representativas del 17% del capital. Y este es, precisamente, el punto de discordia entre los analistas de mercado a la hora de animar o no a acudir a la opa.

"Nuestra recomendación sigue siendo acudir a la opa, a pesar de ser un valor que podríamos mantener de forma estratégica en cartera, creemos que si al final IFM consigue una aceptación de al menos el 17%, el *free float* que quedaría sería demasiado bajo como para que el precio pudiese mantener esa característica de estabilidad", apunta Susana Felpeto, directora de renta variable de atl Capital.

No comparten esta visión desde Bankinter, donde creen que al estar condicionada a ese 17%, "el *free-float* de Naturgy se vería reducido substancialmente (hasta situarse por debajo del 10%) si IFM consigue este porcentaje y los demás accionistas no acuden a la oferta". En opinión de los analistas de la entidad, "a pesar de una posible ligera mejora en la oferta de IFM, no vemos interesante comprar las acciones", explican, "teniendo en cuenta el potencial modesto para los próximos meses, la posible mejora en el precio de la oferta sería limitada y existe el riesgo de una reducida liquidez", concluyen.

Para el consenso que recoge FactSet, los títulos la eléctrica cuentan con recorrido para avanzar un 4,2% más, hasta los 22,75 euros por acción en los que fijan su precio justo. Esto es un 3% más que el precio actual de la opa.

La luz escala a un nuevo récord sin visos de bajar en seis meses

El precio del megavatio hora de mañana quedará en 141,71 euros, un 4,5% respecto a ayer. El sector culpa de ello al gas y a los derechos de emisión de CO²

Abc.es, 09 de septiembre de 2021

La cuesta de septiembre se hace más empinada cuanto más pone uno la lavadora, o la plancha. La razón: que darle al botón de 'encendido' se convierte cada día en un mayor esfuerzo económico.

El precio de la electricidad en el mercado mayorista marcará hoy jueves un nuevo récord histórico en los **141,71 euros** el megavatio hora (MWh), según el operador del mercado OMIE. Otro más, tras varios meses ya de escalada prácticamente sin freno.

El techo del precio es desconocido, según apuntan fuentes del sector. La única certeza constatable es que las cifras se han desbocado día a día, con máximos continuos. El jueves pasado se marcó el último récord en 140,23 euros. La primera vez que se superaba esa cota. Pero no sería la única, tras la subida que se registrará mañana, de algo menos del **4,5%** en solo un día, desde los 135,65 euros de ayer.

Septiembre va camino de convertirse en el mes más caro de la historia, después de que julio y agosto marcaran también récords según el megavatio hora iba escalado de precio. La tendencia sigue imparable, con el gas y los derechos de CO² disparados y, por tanto, repercutiendo en que la electricidad no pueda normalizarse. Según fuentes del sector eléctrico, **«por cada 1 €/MWh que sube el gas, el coste de la electricidad se incrementa en 2 €/MWh, mientras que por cada 1 €/t que sube el CO², el coste de la electricidad se incrementa en 0,33 €/MWh».**



Ambos son culpables de la subida de precios de la luz en toda Europa, no solo en nuestro país, aunque España cuenta con otros dos pecados originales que nos dejan en peor posición: mayores impuestos/cargos/tasas y la existencia de una tarifa regulada.

Fuentes del sector señalan que la única manera de tener algún tipo de referencia oficial sobre cómo avanzará la electricidad en los próximos meses es mirar el mercado de futuros. España cotiza sus precios del mercado mayorista para el próximo trimestre de este año en niveles similares a **Francia** y algo por encima de **Alemania** (135, 131 y 115 euros) y por debajo de **Reino Unido e Italia** (154 y 138 euros). Para el primer semestre de 2022, las cotizaciones se igualan en **España, Francia y Alemania** (103, 105 y 100 euros, respectivamente); ahí surgiría, en teoría, un ligero punto de inflexión a la baja. Tomando en cuenta todo el año 2022, los precios serían similares en España, Francia y Alemania, todos ellos por encima de 90 euros el megavatio hora pero por debajo de los 100.

Los futuros anticipan que se vivirá un fin de año todavía en niveles récord. Esto mismo lo reconocía también, a grandes rasgos, la vicepresidenta y ministra de Transición Ecológica, **Teresa Ribera**, quien apuntó a que todo indica que el último trimestre también se moverá en precios altos y que será difícil tirarlos a la baja tal como están el gas y los derechos de CO². Asimismo, **José Bogas**, consejero delegado de Endesa, ya vaticinó este pasado martes en una entrevista que el precio de la luz no empezará a bajar hasta el segundo trimestre del año que viene.

El ejecutivo, en un foro de energía organizado por 'El Economista', también fue claro sobre dónde hay que mirar respecto al precio de la electricidad: **«Tenemos que enfocar el tiro: el problema es el gas».** A reglón seguido aseguró que la tendencia alcista de los precios eléctricos no dependen «ni del Gobierno ni de las empresas del sector».

«El precio eléctrico continuará alto hasta la primavera del año 2022», auguró en el mismo evento la consejera delegada de Engie España, Loreto Ordóñez, al comienzo de su intervención, en la que habló de una «presión brutal» en los precios. «Vemos una situación todavía de tensión hasta primavera y, a partir de entonces, una bajada de los precios con la incertidumbre del CO²», explicó Ordóñez. La máxima responsable de Engie España también detalló importes: **«A partir de entonces, los precios bajarán de los 110-120 euros por MW hora –si descontamos los picos del último trimestre– a algo próximo a los 90 euros».**

Por su parte, el presidente de Naturgy, **Francisco Reynés**, predijo que el precio del gas irá bajando reduciendo en los próximos meses, pero recalcó que el precio de los derechos de CO² no lo hará «porque está cumpliendo su función» y «desincentivando las emisiones». «Ninguna compañía ni ningún país puede hacer nada», agregó.

Además, Reynés aportó su propia solución al encarecimiento del recibo de la luz y anunció una nueva tarifa fija para los hogares incluidos en el mercado regulado, es decir, aquellos cuyos contratos están vinculados al 'pool' o mercado mayorista. Reynés lanzó un órdago al resto del sector y avanzó una nueva tarifa liberalizada fija basada en un precio medio de 60 euros el megavatio hora para los próximos 24 meses.

Durante su intervención, la consejera delegada de Iberdrola en España, Ángeles Santamaría, también defendió el papel de las eléctricas: **«Significa un coste para nosotros que tenemos que asumir, no nos beneficia en absoluto»**, remarcó. Al mismo tiempo, pidió al Gobierno medidas ortodoxas y que cumplan la normativa europea. Entre ellas, mencionó una revisión de los impuestos y de los cargos incluidos en la factura de los hogares para paliar la escalada de precios de la electricidad.

Desde el lado de las petroleras, Repsol, por voz de su consejero delegado, Josu Jon Imaz, tampoco se quedó atrás en las soluciones. Reclamó al Gobierno y la Comisión Europea la puesta en circulación en el mercado de más derechos de emisión de CO², una medida que conllevaría una reducción de su precio y, en consecuencia, un abaratamiento del recibo final.



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...

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