www.sie.org.es | sie@sie.org.es | @SIE_Energia

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, bajo la lupa: el Gobierno abre expediente por el vaciado de embalses en el Duero, Tajo y Miño-Sil

Transición Ecológica indica que en esas tres cuencas se han producido unos niveles de explotación de algunos embalses "por encima de lo recomendable". En Ourense, embalses como el de As Portas y Cenza se encuentran en mínimos

Economiadigital.es, 19 de agosto de 2021

Transición Ecológica mueve ficha ante las denuncias del **vaciado de embalses** para favorecer aprovechamientos hidroeléctricos que se han reproducido en estas últimas semanas. El ministerio de Teresa Ribera anuncia que ha abierto expediente a las empresas que gestionan embalses de las cuencas hidrográficas del **Duero, del Tajo y del Miño-Sil.**

Fue el secretario de Estado de Medio Ambiente, **Hugo Morán**, quien este jueves anunció la apertura de expedientes a través de las confederaciones hidrográficas tras una reunión con alcaldes de municipios afectados por **el vaciado del embalse de Ricobayo (Zamora)**, donde se ha iniciado uno de los expedientes por **«mala praxis» en la gestión**. Este embalse es explotado por Iberdrola, que también pilota algunas de las centrales que realizan aprovechamientos en los embalses ourensanos de **As Portas o de Cenza**, que se encuentran en niveles de explotación muy altos.

Las concesiones, en el punto de mira

En el caso concreto de Ricobayo, donde el nivel ha pasado del 95 al 11 % de su capacidad en cuatro meses y los desembalses han sido especialmente acusados en junio y julio, coincidiendo con los precios máximos de la electricidad, **Morán ha indicado que no sólo se debe valorar si se han sobrepasado o no los límites de la concesión.**

Más allá de ello, en concesiones con décadas de antigüedad, como es el caso de ese embalse que data de los años treinta del siglo pasado, hay que ver **«si se ha superado lo que el sentido común recomienda a la hora de hacer frente a la gestión de un recurso público tan sensible como es el agua»**.

La ministra, "escandalizada"

El secretario de Estado de Medio Ambiente ha avanzado que también hay casos en los que se ha abierto expediente, no por explotación hidroeléctrica, sino por otros usos, y ha recordado que todos los años suelen producirse en estas fechas «situaciones de respuestas inadecuadas frente a la presión que supone la escasez«.

El anuncio de Morán se ha producido después de que la semana pasada la vicepresidenta tercera del Gobierno y titular del Miteco, Teresa Ribera, contactara con Iberdrola por la drástica reducción de agua en los embalses de Ricobayo (Zamora) y Valdecañas (Cáceres) y se declarara **«escandalizada ante lo que estaba viendo«.**

La relación con el mercado energético

El secretario de Estado de Medio Ambiente, a quien los alcaldes de la zona han expuesto que con el brusco vaciado se han desertizado más de 5.000 hectáreas y la cota ha bajado casi cuarenta metros, el equivalente a un edificio de trece plantas, ha admitido que su reivindicación es «justa» y canaliza el «sentimiento de agravio» de los vecinos.

Ha recordado que no se trata de una situación exclusiva de ese embalse zamorano, ya que se ha dado en otros en las últimas semanas como «consecuencia de la puesta en marcha de regímenes de producción eléctrica por encima de lo que son habituales en estas fechas«, algo que «probablemente» se debe a la situación del mercado energético.

Posibles sanciones

«Si se constata que hubiera una mala praxis» en la gestión del embalse, para lo que ya se ha abierto un expediente informativo, se pondrá en marcha **«el mecanismo sancionador correspondiente y las sanciones a las que pudiese haber lugar«**, ha advertido.

Morán ha admitido que las condiciones de algunas concesiones hidroeléctricas se fijaron cuando no era tan visible el impacto del cambio climático, por lo que se adaptarán a la nueva situación en los nuevos planes de cuencas que están actualmente en exposición pública y se aprobarán a mediados de 2022.

Se trata de unas «herramientas normativas jurídicas» que serán «suficientemente sólidas» para que no se repitan situaciones como la de Ricobayo y otras similares.

Hasta entonces, el Miteco se ha comprometido a dar instrucciones para limitar la capacidad de aprovechamiento de las concesiones.

Sobre la posibilidad de recuperar la gestión pública de ese y otros embalses, Morán ha indicado que **el Estado realiza actualmente el rescate de las concesiones «viables»** como es el caso de las de tres embalses de la cuenca del Duero, por lo que «no es una figura novedosa».

La hidráulica dispara el precio de la electricidad por encima de los 126 euros

Solo tres empresas -Iberdrola, Endesa y Naturgy- suman hasta el 96,2% de la potencia hidroeléctrica que hay instalada hoy en toda España, y están haciendo su agosto. Lo que el consumidor paga por la electricidad sale de una subasta que le fija un precio a cada hora del día siguiente. Pues bien, el precio medio diario del viernes 20 de agosto será el segundo más elevado de todos los tiempos: 117,14 euros por megavatio hora (frente a los 117,29 del viernes pasado). La franja horaria más cara del día será concretamente la de las 21 horas. La hidráulica, que ha sido la tecnología que le ha fijado el precio a esa hora, ha elevado ahí el listón hasta los 126,14 euros, el máximo de un día máximo.

Energias-renovables.com, 19 de agosto de 2021

Cuatrocientas ochenta horas (480) caben en los 20 días de agosto que ya se han subastado. Y el agua ha fijado el precio (hidráulica y bombeo) en 324 ocasiones. O sea, que a dos de cada tres horas le fija el precio el agua. El gas solo ha fijado precio en 64 horas. Ya lo hemos contado (lo que vamos a contar a continuación), pero quizá conviene repetirlo para que no se le escape nada a nadie. Vamos a explicarlo siquiera sea grosso modo: en el mercado mayorista (donde se celebra la subasta) pujan todas las tecnologías (sean limpias, sucias, modernas o antiguas). Imaginemos -hipótesis de trabajo- que la demanda estimada (la electricidad que va a necesitar ese día el país) es 100, por ejemplo. Pues bien, la nuclear y las renovables pujan en ese mercado (coloquialmente conocido como pool) a cero. ¿Por qué a cero? Pues porque las renovables tienen que vender lo que producen cuando lo producen (no se puede almacenar el viento) y porque a la nuclear, dadas sus características técnicas, le resulta más barato operar en modo fijo, y no andar parando y arrancando, parando y arrancando en función de la demanda. Así las cosas -y dicho sea grosso modo-, nuclear y renovables (entendidas estas por fotovoltaica y eólica) pujan siempre a cero para que siempre entre en el mercado la electricidad que producen.

Si entre todas ellas no suman 100 (suman 80, por ejemplo), entra a continuación (pongamos por caso) la termosolar, que sí puede almacenarse, dado que tiene tanques de sales térmicas que acumulan el calor del Sol diurno y liberan ese calor por ejemplo por la noche para producir electricidad con él entonces.

La termosolar, que solo tiene en España 800 megavatios con almacenamiento, puede así ofertar un precio de, por ejemplo, 20 (veinte en vez de cero). Si con la termosolar no hay suficiente tampoco para llegar a 100 (si con la termosolar suman 90 ó 95, por ejemplo), entra cualquier fuente de energía que se pueda almacenar (residuos que podemos almacenar en vertederos, agua que podemos almacenar en pantanos, gas que podemos almacenar en tanques). Todas esas fuentes de energía pueden esperar a que la subasta vaya encareciéndose para entrar en el último minuto (a diferencia de lo que ocurre con la eólica y la fotovoltaica -no almacenables- o la nuclear -condicionada técnico/económicamente-, como se ha dicho).

¿Y qué está ocurriendo? Pues que el gas y el CO2 se han encarecido en los mercados internacionales. Y las centrales térmicas de ciclo combinado que queman gas natural para producir electricidad tienen que vender su electricidad más cara para cubrir costes y obtener su margen de beneficio. Eso encarece. Sí. Pero el agua está encareciéndolo todo aún más.

Los señores del agua estiman “a cuánto puede ofertar el gas para cubrir costes y obtener un margen de beneficio” y, una vez hecha esa estimación, los señores del agua ofertan en la subasta un ápice por debajo y se adjudican el megavatio. Por ejemplo, la hidráulica estima que el gas podría ofertar a 117,5 (el gas -estima la hidráulica- puede generar un megavatio hora a 117,5 euros cubriendo costes y obteniendo un margen de beneficio). Bien, pues los señores del agua van y dicen: pues yo puedo generar ese megavatio hora a 117,4… y se lo adjudican. Cobran 117,4 por ese megavatio aunque la hidráulica está produciendo ese megavatio hora a 3 euros.

Es decir, que la hidráulica aprovecha la subida en los mercados internacionales del combustible que utiliza su competidor (el gas) para hacer el agosto.

Porque la hidráulica puede mantener el grifo cerrado y no soltar el agua que mueve la turbina hasta que el precio de la subasta sea lo suficientemente atractivo, o elevado. Es lo que algunos llaman coste de oportunidad y otros denominan especulación.

Entra la hidráulica, gana el último megavatio y establece como precio por ejemplo 126 euros.

Hasta aquí, los actores; ahora, el escenario: el mercado marginalista

El legislador ha ideado un mercado eléctrico, y ha establecido unas reglas determinadas, según las cuales el precio 117,14 que cierra la subasta de hoy, el precio último, el precio que casa la demanda con la oferta (el precio del megavatio 100, si se me permite), es el precio que cobrarán todos los megavatios, los 99 megavatios anteriores: o sea, los que pujaron a cero, los que pujaron a 20 y los que pujaron a 40. Todos, todos, todos los megavatios van a cobrar a razón de 117,14. ¿Resultado? Como bien apuntan por ahí algunos analistas, estamos pagando panga a precio de caviar. ¿Otro resultado? Todos los generadores están contentos: el gas (que repercute en ese precio sus costes crecientes: combustible y CO2), las renovables (las que participan en ese mercado, porque hay muchas renovables que tienen un precio previo tasado y no participan ahí) y, por fin, la nuclear (que produce aproximadamente el 20% de la electricidad que usa cada año este país) y la gran hidráulica (que produce aproximadamente el 15%).

¿Y el resultado concreto para el día de hoy?

Pues el resultado concreto es que el precio medio diario de la electricidad en el mercado mayorista (coloquialmente denominado pool) encadenará este viernes su tercera subida, con un repunte del 3,3% con respecto al nivel marcado hoy, y se quedará a las puertas de un nuevo máximo histórico con 117,14 euros por megavatio hora (MWh). Así, el precio de este viernes supondrá el segundo más alto en la serie histórica del mercado mayorista eléctrico, tan sólo superado por el del pasado viernes 13 de agosto, cuando alcanzó los 117,29 euros/MWh. El pool eléctrico registrará para mañana un mínimo de 104,07 euros/MWh (entre las 17.00 y las 18.00 horas), mientras que el máximo horario será entre las 21.00 y las 22.00 horas, con 126,14 euros/MWh, según datos de OMIE (operador del mercado ibérico de electricidad) recogidos por Europa Press.

Evidentemente la escalada del precio de la electricidad tiene su raíz más profunda en el propio mecanismo de formación de precio que ha ideado el legislador, un mecanismo que propicia que el megavatio más caro sea el que fije el precio de todos los demás megavatios del día... todas las horas de todos los días. Pero es cierto también que determinados factores exógenos influyen así mismo en la formación del precio. Entre ellos hay que mencionar la subida del precio del gas (la materia prima que queman las centrales térmicas de ciclo combinado para producir electricidad) y la subida del precio del CO2 (quien contamina paga -clama la Unión Europea-, y por eso ha ideado una serie de medidas que se sustancian grosso modo en que si una central emite CO2 tiene que pagar por ello). Como el gas emite CO2 tiene que ofertar electricidad a un precio que internalice los dos costes: materia prima y emisiones.

En concreto, los derechos de emisión de CO2 se han encarecido hasta superar en lo que va de agosto los 55 euros por tonelada, cuando a principios de año cotizaban en torno a los 33 euros. Mientras, el precio del gas natural se sitúa en torno a los 45 euros por MWh, según datos de Mibgas.

El precio de la energía tiene un peso cercano en la factura de en torno al 24%, mientras que alrededor del 50-55% corresponde a los peajes -el coste de las redes de transporte y distribución- y cargos -los costes asociados al fomento de las renovables, a las extrapeninsulares y las anualidades del déficit de tarifa- y el resto, a impuestos.

Las oscilaciones en el precio diario afectan a los consumidores acogidos a la tarifa regulada (la denominada **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor**), algo más de 10 millones, mientras que estarían exentos los que están en el mercado libre (unos 17 millones), ya que cuentan con un precio "pactado" con su compañía. En todo caso, en los clientes con contrato no PVPC (o sea, en clientes con contrato con comercializadoras del mercado libre), la repercusión de la subida del precio de la luz en el mercado mayorista llega siempre a medio plazo, porque las comercializadoras acaban siempre repercutiendo las subidas del mercado mayorista a sus ofertas. Según la agencia Europa Press -que cita como fuente primera a "expertos del sector"-, el 88% del consumo eléctrico de España tiene contrato con precios fijos.

La factura más cara de la historia

Según el análisis quincenal (de la evolución del PVPC) que ha publicado esta semana la asociación de consumidores Facua -que recuerda que en agosto de 2020, el precio del kilovatio hora se situó en una media de 12,18 céntimos-, en la primera quincena de agosto de este año, el precio medio ha sido de 15,28 céntimos en horario valle, 19,85 céntimos en horario llano y 30,96 céntimos en horario punta. La media aritmética entre los tres tramos ha sido de 22,03 céntimos, un 80,9% más que hace un año. La media ponderada tomando como referencia el consumo del usuario medio en cada tramo ha sido de 21,01 céntimos, un 72,5% más elevada que en agosto de 2020 (los datos, quincenales, no tienen pues en cuenta las últimas subidas).

Primer descenso de los precios de los carburantes desde hace cinco meses

La caída responde a la bajada de la cotización del petróleo por la ralentización de la economía mundial

Abc.es, 19 de agosto de 2021

Los precios de los carburantes en nuestro país han registrado esta semana una **ligera bajada de pocos céntimos de euro**, pero bajada al fin y al cabo, ya que es la primera que se produce desde hace justo cinco meses.

El precio medio de la gasolina sin plomo de 95 octanos es esta semana de **1,418 euros el litro** (1,420 la semana pasada) y el del gasóleo es de **1,266 euros** (1,270 antes), según los datos del boletín petrolero de la UE.

Este descenso se debe a la **caída de la cotización del petróleo**, que este mes ha bajado un 10% ante los rebrotes del Covid-19 en muchos países, lo que está ralentizando la recuperación económica y, por tanto, la demanda de productos petrolíferos.

Tanto la gasolina como el gasóleo habían acumulado este año un incremento del 20%. Esto supone que **llenar ahora el depósito de un vehículo cuesta unos 12 euros más que al comienzo de año**.

El precio del gas natural golpea a las eléctricas

Los generadores denuncian que el coste del MWh bajaría a los 60 euros si no tuvieran que pagar la materia prima de los ciclos combinados un 139% más cara que la TUR

Larazon.es, 20 de agosto de 2021

Los altos precios de la electricidad no pueden explicarse solo por un factor, pero entre los muchos existentes para que el megavatio hora roce valores impensables hasta hace unos meses, de 117 euros de media diaria, figura el **incremento de los costes del gas natural** para la generación eléctrica. Esta variable hace que las eléctricas que utilizan el gas natural para «fabricar» electricidad a través de los ciclos combinados tengan que pagar fuertes sobreprecios para cubrir la demanda.

En Europa, el precio mayorista de la electricidad se determina por horas en un mercado organizado al que acuden los productores de electricidad (generadores) y la demanda prevista de los clientes. El precio horario se establece cuando casan la compra de energía de las comercializadoras para los clientes con el coste de producción de los generadores. Fuentes del sector indican que **entre un 70% y 80% de las ocasiones es necesario que los ciclos combinados produzcan energía** para cubrir la demanda, quedando establecido el precio final para todas las tecnologías de acuerdo a los costes de los ciclos combinados, que suman dos valores disparados: los costes de la materia prima (gas natural) y los derechos de emisión de CO2. Las mismas fuentes remarcan que el coste de producción de electricidad de los ciclos combinados se ha multiplicado por tres debido, sobre todo, al aumento de los precios de la materia prima.

Y es que el precio del gas natural supone **entre el 50% y el 70% de los costes de generación de los ciclos**, mientras que los derechos de emisión de CO2 apenas representan entre el 20% y el 30%. El resto son costes operativos (entre el 2% y el 5% del total) y los impuestos (el 7%, que ha quedado parcialmente suspendido este trimestre).

El coste de gas para generación eléctrica cotizó ayer a 45,5 euros MWh cuando hace exactamente un año lo hacía por debajo de los 10 euros MWh. De hecho, los precios actuales no se ven en Europa ni siquiera en los picos de frío invernal, en los que el precio se dispara, aunque siempre por debajo de los 40 euros MWh, como en enero de 2017.

Sin embargo, para la tarifa regulada (TUR) del gas natural, que esta referenciado al coste de los contratos de compra de gas nacionales, reconoce un **coste de gas de 19 euros el MWh**.

Así pues, **los generadores de electricidad pagan un 139% más** por el gas natural que lo estipulado en los contratos de la TUR, lo que encarece la electricidad más de un 40% de media en las últimas semanas.

Según fuentes del sector eléctrico, si los productores pudieran pagar el gas al coste de la TUR, el precio de la electricidad **bajaría a los 60 euros el MWh**.

El cálculo de la TUR de gas se basa en cómo compran los gasistas nacionales el gas, referenciado al barril de crudo Brent. Dado que este se ha incrementado, se les reconoce a los operadores un coste de gas de 19,3 euros el MWh desde julio, un 37,6% superior al del último trimestre de 2020.

Las eléctricas se quejan de que aparecen señaladas cuando están pagando el gas natural para generar electricidad **a más del doble del precio que el Gobierno reconoce para calefacción** y cocinas de los clientes residenciales.

Ganadores y perdedores

Si el coste de energía representa el 27% de la factura de los clientes residenciales y los costes no relacionados con el suministro (impuestos, recargos y otros) supone casi el 60% del recibo, ¿quién gana y quién pierde con los elevados precios de la electricidad?

El Estado es uno de los mayores beneficiados. **El Fisco prevé recaudar 9.000 millones de euros** este año (2.700 millones más que en 2020). Y los «beneficios fiscales caídos del cielo» provienen de varios frentes. El primero, el IVA, rebajado del 21% –uno de los mayores de Europa– al 10%, seguirá aportando jugosos beneficios con los actuales precios de la energía que pagan los diez millones de clientes del PVPC.

Además, están el 5,1% que pagan los usuarios por la energía consumida y la mayor recaudación por el importe de las subastas de derechos de CO2, no menos de 1.000 millones de euros adicionales. Pero pese a la subida, unos 20 millones de clientes eléctricos no se ven impactados por la evolución de los precios, al tener contratada su electricidad en el mercado libre a precio fijo con duración de un año o superior y que representan casi el 90% de la energía consumida, según estimaciones del sector.

Por contra, son los clientes de la **tarifa regulada** quienes más sufren los vaivenes de los precios, así como algunas comercializadoras y productoras de electricidad, casi un millar, a las que tampoco les cuadran las cifras.

Acciona proyecta un parque solar que ocupa 600 campos de fútbol en este municipio de Castellón

La compañía negocia con los propietarios de los terrenos arrendamientos a treinta años con un renta anual de entre 1.000 y 1.500 euros por hectárea

Elperiodicomediterraneo.com, 20 de agosto de 2021

Acciona trabaja en la instalación de un megaparque fotovoltaico con una extensión equivalente a seiscientos campos de fútbol en el municipio castellonense de El Toro. La compañía está ofreciendo a los propietarios de los terrenos entre 1.000 y 1.500 euros al año por cada hectárea de terreno con un contrato de arrendamiento a treinta años, según han confirmado fuentes cercanas a la negociación. **La megaplanta conlleva una inversión de más de 120 millones de euros**. La población de El Toro comparte con Barracas (municipio con el que colinda) el parque eólico de «El Mazorral» con trece aerogeneradores.

El objetivo de Acciona es ubicar la planta en la zona de «El Calorzo». Fuentes próximas al proyecto subrayaron que el municipio (en el que viven 150 habitantes en invierno) reúne unas condiciones idóneas para acoger la instalación. La compañía necesita arrendar 300 hectáreas de terrenos para sacar adelante el proyecto. **La empresa está ofreciendo a los propietarios contratos a treinta años** con una posible prórroga de otros diez años.

La firma abona al año entre 1.000 y 1.500 hectáreas en función de la cantidad de suelo que tengan los propietarios y de su ubicación, según precisaron las mismas fuentes.

El parque de El Toro es el segundo gran proyecto fotovoltaico que tiene Acciona en la **Comunitat Valenciana**. La compañía está trabajando en una planta más pequeña (85,7 megavatios) situada en los municipios de Ayora y Jarafuel. Esta segunda planta estará operativa en el primer trimestre de 2023. Acciona también dispone de parques eólicos en **Valencia** y **Castelló**.

La zona seleccionada por Acciona para promover su megaparque en El Toro carece de un especial valor medioambiental como otras áreas de la Comunitat Valenciana que han despertado el rechazo vecinal y de las asociaciones ecologistas. La ley autonómica que regula el despliegue de parques solares (aprobada el verano pasado) impide promover este tipo de instalaciones en parajes protegidos y con un alto valor medioambiental. La consellera de Agricultura, Desarrollo Rural y Emergencia Climática, Mireia Mollà, advirtió durante la tramitación de la ley que hay «suelos manifiestamente incompatibles» con el desarrollo de plantas solares como los que se encuentran en «parajes naturales, parques naturales o la Red Natura 2.000». **La prioridad para la Conselleria de Agricultura (controlada por Compromís) fue mantener «el territorio verde» y apostó por la instalación de este tipo de plantas en «suelos más degradados» siempre que «no estén en zonas inundables»**. En este contexto legal, los promotores de parques solares no pueden cometer «aberraciones» que «atentan contra el sentido común», según advierte la patronal valenciana de energías renovables (Avaesen).

Acciona ha optado por **El Toro porque ya dispone de un punto de conexión a la red** (que da salida a la energía producida por los aerogenadores del parque eólico de «El Maello») y el suelo seleccionado es llano.

Impulso

El Consell quiere impulsar con rapidez el despliegue de **parques fotovoltaicos** con una potencia de 6.000 megavatios y un coste de 4.800 millones de euros. La urgencia se debe al compromiso del Gobierno de que en 2030 el 74 % de la energía proceda de fuentes renovables. Un informe de la Secretaria Autonómica de Emergencia Climática y Transición Ecológica advertía de que «dadas las condiciones de nuestro territorio, más favorable que otras zonas del Estado para la fotovoltaica (mayor radiación solar), y la complicada implantación de la eólica (por cuestiones administrativas y del propio territorio) se hace **necesario ampliar el objetivo de plantas solares y reducir el de eólicas**. Hay que tener en cuenta que 6.000 megavatios de fotovoltaica suponen como máximo la ocupación de 12.000 hectáreas. Hablamos del 1,5 % del suelo común no urbanizable sin protección medioambiental (por ejemplo, el cultivo de cítricos ocupa 158.000 hectáreas)».

Los impagos de la luz abocan al trasvase en masa de clientes a grandes eléctricas

La escalada en los precios ha disparado la morosidad entre las pequeñas comercializadoras, que podrían verse obligadas a enviar a sus consumidores a otras empresas más resistentes a los envites del mercado.

Las eléctricas inflan el dividendo tras el rescate estatal contra el déficit de tarifa

Lainformacion.com, 21 de agosto de 2021

David lleva años ganando terreno a Goliat en la batalla por los contratos de suministro eléctrico. Pero la fuerte escalada del precio de la luz **ha disparado la morosidad entre las pequeñas comercializadoras** ('independientes' en la jerga energética), cuyo negocio está mucho más expuesto a los altibajos del mercado mayorista que el de **los gigantes del sector**, según fuentes del sector consultadas por **La Información**. El horizonte de precios desbocados hasta, como mínimo, el próximo año ha activado las alarmas de estos operadores alternativos que temen no poder hacer frente al sobrecoste derivado del descontrol del pool.

De darse el peor escenario, una ola de quiebras que diezme el número de independientes, **habrá un trasvase masivo de clientes** que favorecerá a las 'grandes' en primer lugar. Pueden darse dos procesos. Cuando un operador decide suspender su actividad, debe transmitírselo con varias semanas de antelación a sus clientes para que estos firmen un nuevo contrato con otro suministrador de su elección. Pero la **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico** recoge una serie de circunstancias en las que el Ministerio para la Transición Ecológica está avalado para decretar el cese de actividad de una comercializadora.

Entre las exigencias que impone la ley está la de abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución, así como el pago de precios y cargos fijados previamente, todo ello, "**con independencia de su cobro del consumidor final**". La escalada de la electricidad ha disparado los impagos entre estos últimos, como ya ocurrió con la subida de los precios de la luz de 2018 o, más recientemente, a consecuencia de la crisis sanitaria y económica del coronavirus.

Red Eléctrica (REE) ha empezado a alertar de episodios de morosidad por parte de algunas pequeñas comercializadoras que, dada su tradicional diligencia en los pagos, no eran sospechosas habituales del gestor de la infraestructura del sistema eléctrico. Por el momento, son solo casos puntuales, pero las fuentes consultadas advierten de que podrían producirse en mayor medida si el descontrol de precios en el mercado mayorista sigue al ritmo actual. Se debe tener en cuenta que durante la temporada invernal el coste de la energía tiende a subir.

En caso de que los impagos lleven al departamento que dirige Teresa Ribera a inhabilitar a estas compañías, es la autoridad competente la encargada de gestionar el cambio de sus clientes a una de las llamadas comercializadoras 'de referencia' que operan en el mercado regulado. De las ocho compañías de referencia que existen en España, la mitad están en manos de propiedad de **Endesa, Iberdrola, Naturgy, TotalEnergies** (antes EDP Residencial) y **Repsol**.

El último informe de supervisión de la CNMC, correspondiente al tercer trimestre de 2020, refleja que las cuatro 'grandes' acaparaban por esa fecha cerca del 79% del total de contratos en el mercado libre. **Tres años antes este dato rondaba el 87%**. La cuota de las pequeñas comercializadoras ascendía al 21,4% en 2020, lo que se traduce en alrededor de 4 millones de contratos de luz del mercado libre de los casi 30 millones que hay en España. Y tres años más atrás, **esta amalgama de firmas no llegaba al 14%**, lo que se traduce en 2,5 millones de puntos de suministro.

El horizonte de precios desbocados a largo plazo amenaza con revertir esta tendencia. Fuera de España también hay antecedentes. Iberdrola sumó **130.000 consumidores domésticos** a su base de 3,53 millones de clientes en Reino Unido el año pasado tras la quiebra de una de sus competidoras, **Tonik Energy**. El cese de actividad de esta pequeña comercializadora llevó a las autoridades británicas a sacar a concurso sus contratos de suministro y **la eléctrica que preside Ignacio Sánchez Galán**, a través de su filial Scottish Power, se llevó el gato al agua. La misma situación podría darse en nuestro país si las medidas del Gobierno no logran amainar la tormenta eléctrica.

¿Dónde está la transición energética? El carbón se encarece un 106% en el año tras dispararse su demanda

Ha subido un 106% este año, hasta los 166 dólares por tonelada métrica debido al aumento de la demanda eléctrica china y los precios del gas

Eleconomista.es, 21de agosto de 2021

En un momento en el que los gobiernos y las grandes multinacionales parecen más comprometidos que nunca con la lucha contra el cambio climático, que el carbón térmico australiano haya subido un **106% este año**, hasta superar los 166 dólares por tonelada métrica, siembra serias dudas sobre la transición energética.

Ante el aumento de la demanda eléctrica en China, las interrupciones del suministro en Australia, Sudáfrica y Colombia, y la subida de los precios del gas en todo el mundo, los compradores se han visto obligados a recurrir de nuevo al carbón para generar energía, dando lugar a este incremento del precio del carbón.

Para contextualizar la magnitud de este repunte, decir que el barril de Brent, uno de los pocos activos que han registrado ganancias comparables, solo ha subido un 33% en lo que va de año.

A pesar de que el carbón es el principal combustible fósil a sustituir en la transición energética, dadas las elevadas emisiones de carbono que genera su quema, y el compromiso tanto de gobiernos como empresarios en la lucha contra el cambio climático, muchos todavía dependen de los combustibles fósiles para satisfacer la creciente demanda de energía.

Perspectivas de los precios

Aunque es cierto que el carbón térmico mantiene una cuota de más del 35% en la generación de energía mundial, ésta **disminuirá en el largo plazo impulsada por la transición energética**, señala Yulia Buchneva, directora de recursos naturales de Fitch Ratings, en declaraciones a CNBC. Mientras que, en el medio plazo, aumentará en los mercados emergentes, en particular en la India, Pakistán y Vietnam, añade.

En cuanto a la tendencia que seguirá los precios del carbón, Buchneva señala que actualmente no son sostenibles y espera que se normalicen en lo que queda de año. En concreto, Fitch Ratings cree que el precio del carbón australiano descenderá hasta los 81 dólares.

Por su parte, Ole Hansen, jefe de investigación de materias primas del Saxo Bank, sostiene que, a pesar de la cuestión climática, el carbón sigue teniendo una demanda elevada tanto en EE.UU. como en Europa debido a la escasez de suministros de su mayor competidor: el gas natural.

El precio de luz bajará este lunes pero seguirá un 9,9% más alto que hace una semana

Más de 10 millones de españoles se beneficiarán del abaratamiento en un mes de agosto que pulveriza los récords de la serie histórica

Elpais.com, 22 de agosto de 2021

El precio medio diario de la electricidad en el mercado mayorista bajará este lunes un 2,74% respecto al domingo, por lo que **desciende por tercer día consecutivo** para situarse por debajo de los 100 euros por megavatio hora (MWH), en concreto en 97,76 euros. Sin embargo, continuará un 9,94% más alto que en el mismo día de la semana anterior; el lunes 16 de agosto era de 88,92 euros/MWh.

Así, el precio de la luz en el 'pool' eléctrico vuelve alejarse de los récords con los que coqueteó el pasado viernes (117,14 euros/MWH)), **el segundo precio más alto de la serie histórica**. Ello es debido a que los fines de semana siempre se registra un abaratamiento como consecuencia de la menor demanda.

El 'pool' eléctrico registrará para este lunes un mínimo de 85,84 euros/MWh y un máximo de 115,54 euros/MWh, según datos de OMIE recogidos por Europa Press. Unos niveles especialmente altos con respecto a hace un año, multiplicando por algo más de tres los 32 euros/MWh registrados en 2020 a estas alturas de agosto.

Durante este mes, se han pulverizado todos los récords, apuntando a un precio medio de 100 euros/MWh. Una espiral alcista que la semana pasada llevó a centrar el debate político en cómo abaratar el precio de la electricidad. De hecho, el Gobierno abrió la puerta a crear una empresa pública energética, como viene pidiendo su socio Unidas Podemos.

Las subidas en el 'pool' eléctrico están marcadas por el incremento en el precio de los derechos de CO2 y del gas, además de por el incremento de la demanda derivada de la ola de calor. Los derechos de emisión de CO2 superan los 55 euros por tonelada, si bien a principios de año cotizaban a 33 euros. El gas natural se sitúa en torno a 42 euros por MWh, según Mibgas. El precio de la energía tiene un peso cercano al 24% en la factura de la luz y más del 50% corresponde a los peajes (coste de las redes de transporte y distribución) y cargos asociados al fomento de las renovables y a las anualidades del déficit de tarifa, y el resto, a impuestos.

Las oscilaciones en el precio diario afectan a los consumidores acogidos a la tarifa regulada (PVPC), algo más de 10 millones. Están exentos quienes se encuentra en el mercado libre, unos 17 millones que han pactado el precio con su compañía.

Ambición climática y especulación: así se han disparado los derechos de CO2

Grandes fondos y banca de inversión juegan ya un papel clave en la formación de los precios finales de la energía

Diariovasco.com, 22 de agosto de 2021

No hay alivio para los consumidores. Los precios de la luz siguen desbocados y el megawatio/hora se mantiene en zona de máximos tocando el pasado viernes los 117,14 euros. Agosto amenaza con ser el mes con la factura mensual más cara de la historia, en plena escalada de los precios del gas. Pero también ante el encarecimiento de los derechos de emisión de CO2, un complicado mercado que desde 2018 vive un auténtico 'boom' con el acelerón en la política climática de la Unión Europea... y también con el carácter especulativo adquirido en los últimos años. ¿De dónde surge, cómo funciona y por qué afectan los derechos a la factura final del consumidor?

- ¿Qué es el mercado de derechos de emisión de CO2?

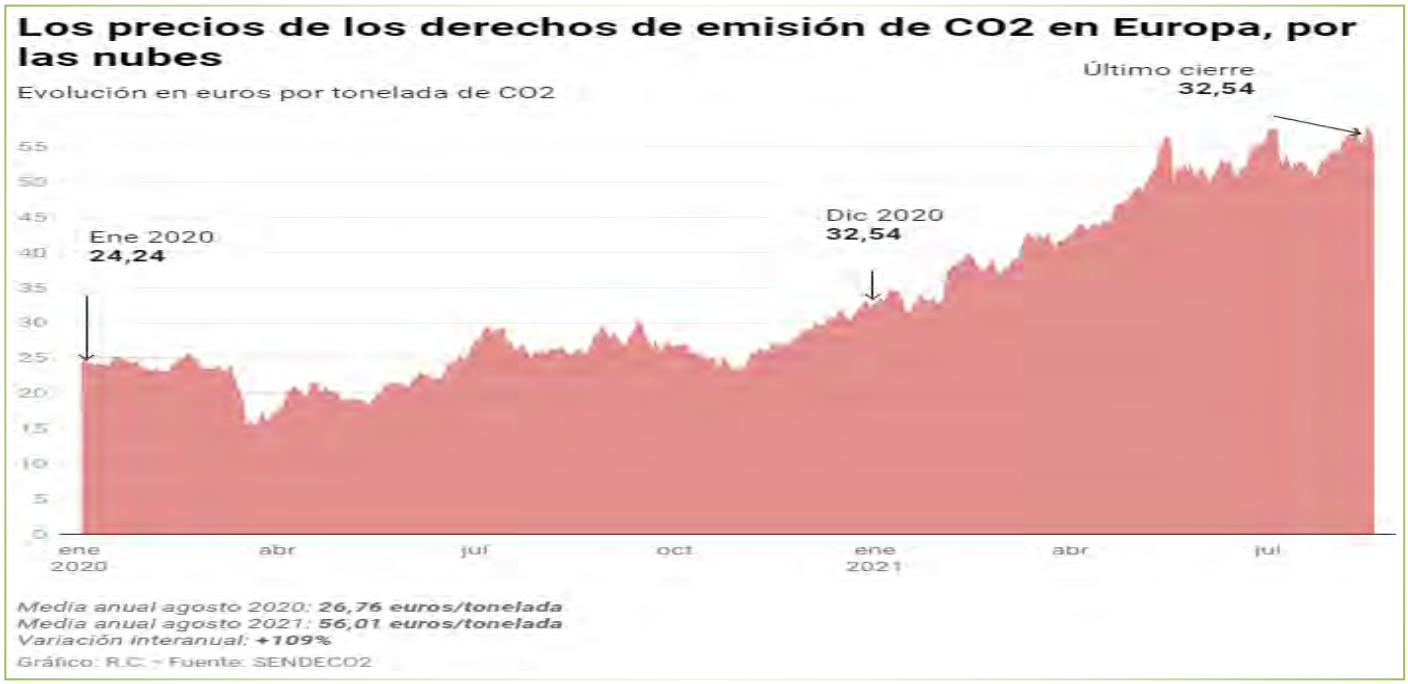
Es una fórmula que la UE puso en marcha en 2005 para ayudar a cumplir con el protocolo de Kioto, cuyo próximo objetivo es reducir en un 55% las emisiones de gases de efecto invernadero en 2030 respecto a 1990. Resumiendo mucho, los derechos es lo que pagan algunas instalaciones como eléctricas de gas para poder contaminar.

- ¿Cómo funciona el mercado?

Cada año, cada instalación contaminante tiene asignada una cantidad limitada de derechos de CO2 que pueden emitir a la atmósfera de forma gratuita. Como el número de derechos se va reduciendo con el paso del tiempo, si una instalación necesita emitir más de lo que le han asignado, debe acudir al mercado a comprar derechos a través de una subasta. Por lo general, se los compra a otras instalaciones que tengan excedentes porque han hecho los deberes reduciendo sus emisiones. Al crear oferta y demanda, el mercado establece un precio para esas emisiones.

- ¿Está cumpliendo su objetivo?

Como los derechos se van restringiendo con el paso del tiempo, su coste se va elevando (como está ocurriendo ahora). «En 2005, cuando el mercado empezó a funcionar, el precio de los derechos rondaba los 5 o 6 euros por tonelada, con lo que contaminar salía muy barato y no se beneficiaba al que hacía los deberes, porque tampoco le salía a cuenta vender sus excedentes», indican fuentes del sector. Sin embargo, con el paso del tiempo y la subida de precios, los contaminantes se ven obligados a buscar otro tipo de tecnologías más baratas como las renovables.



- ¿Qué instalaciones participan en el sistema?

Según datos oficiales, este régimen afecta a casi 1.100 instalaciones (11.000 en toda la UE) que representan un 45% de las emisiones totales. Se trata de centrales térmicas, de cogeneración, otras instalaciones de combustión de potencia térmica superior a 20 MW (calderas, motores, compresores…), refinerías, siderurgia, cementeras, vidrio o papeleras. La idea es que estas instalaciones prefieran ir reduciendo sus emisiones a pagar por los derechos para emitirlas. Las eléctricas no cuentan desde 2013 con asignaciones gratuitas y, por lo tanto, deben comprar todos sus derechos de emisión.

- ¿Por qué se han disparado los precios?

El precio de los derechos de emisión del CO2 cotiza actualmente en 53,5 euros por tonelada, muy lejos de los 26 de hace justo un año. Esta evolución se debe a la suma de varios factores. Entre ellos, la propia política climática de la Unión. «La descarbonización pasa por un precio del CO2 que tenga valor; cuanto más suba el precio, mayor será el incentivo que tendrán las instalaciones para cambiar a tecnologías menos contaminantes», insiste José María García, trader de Vertis Environmental Finance. Además, justo este año se ha producido el segundo mayor recorte de la historia en la asignaciones gratuitas (de 57,11 millones de toneladas a menos de 49 millones.

- ¿Justifica la transición energética la escalada de precios?

No de forma aislada. Es cierto que el aumento más rápido de los precios se aceleró en noviembre del pasado año, al anunciarse un retraso en el inicio de las subastas de este 2021. Y se intensificó cuando el Consejo Europeo elevó del 40% al 55% los objetivos de reducción de las emisiones para 2030. Pero hay algo más que ha influido en el encarecimiento de los derechos. El propio Banco de España cree que «la escalada ha sido tan elevada que, según algunos analistas, no puede descartarse un componente especulativo significativo».

- ¿Por qué se especula?

«Desde la entrada en vigor de la directiva europea MIFID II el 3 de enero de 2018, el derecho de emisión de CO2 pasó a ser considerado un instrumento financiero y, por tanto, atractivo para bancos y fondos de inversión», explican los expertos de Vertis.

- ¿Por qué les resulta atractivo?

Estas financieras saben que las instalaciones tienen la obligación de entregar los derechos todos los años al organismo nacional competente(los equivalentes a las emisiones realizadas) y, por tanto, siempre hay un volumen de potenciales transacciones en el mercado.

Fuentes del sector destacan el fuerte interés detectado al inicio de la pandemia. Con el desplome de la actividad empresarial, se necesitaban menos derechos y los precios comenzaron a bajar. «Justo en ese momento se dispararon los volúmenes negociados, evidenciando que los grandes fondos habían entrado para comprar». Según datos facilitados por un operador, en marzo de 2020 hubo sesiones en las que se rozaron los 90 millones de derechos negociados. Para hacerse una idea de la intervención de estos fondos, el anterior pico, precisamente en 2018, no superaba los 60 millones de derechos.

- ¿Cómo afecta todo esto al consumidor final?

El precio de la electricidad en el mercado mayorista se fija en subastas diarias en base al coste del CO2 en el mercado europeo y al precio del gas en los mercados internacionales. Según fuentes del sector, por cada euro que sube el gas, el coste de la electricidad se incrementa en 2 euros el MWh.

En el caso del CO2, por cada euro que sube, el coste de la electricidad se incrementa en 0,33 euros. Y eso se traslada a la factura final, en la que el precio de la energía tiene un peso que ronda el 27%, según datos de la CNMC, aunque varía según el perfil de consumo.

Hay que tener en cuenta que en España tenemos un sistema marginalista (la última tecnología que entra para ajustar oferta y demanda es la que prima en el precio final). Con la desaparición del carbón, los ciclos combinados han incrementado su peso en el mix de generación para cubrir el hueco que dejan las renovables. Estas centrales emplean gas natural para su producción y, para quemarlo, emiten CO2, por lo que necesitan comprar derechos para compensarlo, contribuyendo también a la subida de precios.

El cambio que esperamos: llegan los paneles solares semitransparentes

Este nuevo descubrimiento no solo abre la puerta a que los invernaderos se conviertan en masivas instalaciones de electricidad (pensemos en la extensión que tienen en la costa almeriense), sino que las ventanas son otra opción

Elconfidencial.com, 23 de agosto de 2021

Cada vez cultivamos más y más frutas y verduras en invernaderos porque permite un modelo de cultivo que facilita contrarrestar las inclemencias del tiempo (viento, frío...) a la par que una producción sostenible y eficiente de estos productos que consumimos a diario. Solo en España, concretamente en el sudeste del país, contamos con la mayor concentración de invernaderos, con más de **42.000 hectáreas de extensión**. No solo no son cultivos modificados genéticamente ni se emplean pesticidas no autorizados en ellos (les siguen persiguiendo estos mitos), sino que, además, requieren de menos recursos hídricos, al emplearse el riego por goteo para que la planta tenga exactamente el agua que necesita y no más.

Sin embargo, el desafío que **plantea este tipo de cultivo sigue siendo el requerimiento** de energía en la estructura para lograr una mayor autonomía.

La solar es la fuente renovable más abundante

En 2015, la eficiencia de las **células solares** orgánicas u OPV (Organic Photovoltaic Cells) -que utilizan materiales a base de carbono en lugar de silicio como semiconductor para producir electricidad a partir del sol-, parecía estabilizarse en **alrededor del 11%**. Sin embargo, a pesar de considerarse una buena idea nunca ha cumplido con los requisitos necesarios de eficiencia y longevidad. Pero las cosas han cambiado.

Asistimos a un renacimiento

Ahora, un equipo de científicos de la **Universidad Estatal de Carolina del Norte** (EE. UU.) ha planteado cara a este problema equipando el vidrio de los invernaderos con paneles solares orgánicos semitransparentes (o ST-OSC) cuyas longitudes de onda que recogen pueden ajustarse. Están diseñados para capturar partes no visibles del espectro de la luz solar. La idea es que, teniendo en cuenta que las plantas no usan todas las longitudes de onda de la luz para realizar la fotosíntesis, estos paneles solares absorberían precisamente las longitudes de **onda de luz que las plantan no necesitan** y conseguirían **generar electricidad en el proceso**.

Durante el experimento, colocaron estos paneles solares en invernaderos dedicados al cultivo de lechuga de hoja roja (Lactuca sativa). Expusieron los cultivos durante 30 días a diferentes tipos de vidrio y diferentes longitudes de onda de luz, sin cambiar las otras variables, incluida la temperatura (que en invernaderos suele ser un mínimo de 10-15º C y un **máximo de 30º C**), la **concentración de CO2**, así como el nivel de agua o el fertilizante; desde el momento de plantar la semilla hasta la madurez completa de la verdura. Lo único que cambió fue la luz. En total dividieron las lechugas del experimento en cuatro grupos: un grupo de control que recibió luz blanca regular y tres grupos experimentales que crecieron bajo la luz pasando por **diferentes filtros**, imitando las longitudes de onda que serían bloqueadas por los paneles solares de este tipo.

¿Qué tal les sentó a las plantas?

El resultado fue que los paneles solares semitransparentes suministraron la energía necesaria para el invernadero, regulando su temperatura sin que el crecimiento de las plantas se viera afectado: examinaron el tamaño y número de hojas, el peso, la cantidad de CO2 que absorbieron y los niveles de antioxidantes que contenían. “Nos **sorprendió un poco**. El crecimiento y la salud de las plantas realmente **no parecieron verse afectados**. Esto significa que se puede hacer realidad la idea de integrar paneles solares transparentes en invernaderos ”, explica **Heike Sederoff**, biólogo de la Universidad Estatal de Carolina del Norte en su trabajo publicado en la revista **Cell Reports Physical Science.**

"No solo no encontramos ninguna diferencia significativa entre el grupo de control y los grupos experimentales, tampoco encontramos ninguna diferencia significativa entre los diferentes filtros", **aclaró Brendan O'Connor**, coautor del estudio.

¿Invernaderos energéticamente neutrales?

Eso parece. **Dependiendo del diseño del invernadero y de su ubicación**, estos paneles solares semitransparentes podrían hacer que muchos invernaderos sean energéticamente neutrales, o incluso permitirles **generar más energía de la que utilizan**.

Según los expertos, hay mucho interés por parte de muchos productores. “Hemos tenido **suficientes prototipos y pruebas de concepto** para saber que esta tecnología **es viable**. Solo necesitamos que una empresa dé el salto y comience a **producir a gran escala**", aclaran los autores.

Una de las posibles formas de aumentar la aceptación pública de los paneles solares transparentes sería reducir su coste sustituyendo el vidrio por **otros tipos de materiales como el material polimérico**. Además, este tipo de panel fotovoltaico semitransparente podría emplearse de forma idéntica en las ventanas de los edificios, por lo que en un futuro podríamos contar con una **colocación masiva de estos paneles solares** más eficientes y transparentes que nunca.

En la Unión Europea contamos con un proyecto, **CITYSOLAR**, que tiene como objetivo **revolucionar el mercado de los paneles solares transparentes** en las ventanas con la intención de encaminarnos hacia una transición verde. Y es que en las grandes ciudades, hay muchos edificios y construcciones de gran altura con fachadas colosales que podrían, o deberían utilizarse, **para producir electricidad**, lo que haría que los edificios fuesen también energéticamente neutrales.

Cepsa pone en marcha Guadarrama, su mayor complejo solar en España: tres plantas fotovoltaicas con 454 MW ubicadas en Toledo y Madrid

Elperiodicodelaenergia.com, 23 de agosto de 2021

La petrolera **Cepsa** continúa poco a poco desarrollando sus proyectos de renovables en España. Ahora, ha puesto en marcha el que será su mayor complejo solar en el país. Se trata del proyecto **Guadarrama** que consta de tres plantas fotovoltaicas con un total de 454 MWp de capacidad.

Las plantas solares fotovoltaicas que se proyectan estarán ubicadas en los términos municipales de El Viso de San Juan (Toledo) y Moraleja de Enmedio (Madrid), junto a sus infraestructuras de evacuación asociadas que estarán ubicadas en los términos municipales de Carranque, Serranillos del Valle y El Viso de San Juan en la provincia de Toledo y Griñón, Moraleja de Enmedio, Móstoles, Fuenlabrada, Leganés y Getafe en la provincia de Madrid.

Así son las tres plantas fotovoltaicas:

- **Planta Solar Fotovoltaica «FV Guadarrama» de 104 MWp**: Situada en 54 parcelas del polígono 12 y 21 parcelas del polígono 1 del Término Municipal de Moraleja de Enmedio (Madrid), ocupará una superficie de 120,43 Ha disponiendo una agrupación de 205.929 módulos solares fotovoltaicos monocristalinos de 505 Wp, sobre estructura de seguidores solares a un eje, con una potencia total instalada de 104 MWp y una nominal de 95 MW. Se estima una producción nominal de 213,3 GWh /año. Se dispondrán 25 inversores string con una potencia cada uno de ellos de 3.800 kW y 25 centros de transformación con un transformador 0.69/30.0 kV de 3.800 kVA. Se contemplan trabajos de obra civil para limpieza y desbroce de la parcela, movimiento de tierras, ejecución de viales interiores y de acceso, drenaje, cimentaciones, zanjas, vallado perimetral y edificio de control.
- **Planta Solar Fotovoltaica «FV Guadarrama II» de 150 MWp**: Situada en 40 parcelas del polígono 13 y 12 parcelas del polígono 12, 6 parcelas del polígono 11, 1 parcela del polígono 5 y 1 parcela del polígono 6 del Término Municipal de El Viso de San Juan (Toledo), ocupará una superficie de 179,46 Ha disponiendo una agrupación de 272.700 módulos solares fotovoltaicos monocristalinos de 550 Wp, sobre estructura de seguidores solares a un eje, con una potencia total instalada de 150 MWp y una nominal de 143 MW. Se estima una producción nominal de 290,9 GWh /año. Se dispondrán 36 inversores string con una potencia cada uno de ellos de 3.800 kW, 2 inversores string con una potencia cada uno de ellos de 3.100 kW, 36 centros de transformación con un transformador 0.69/30.0 kV de 3.800 kVA y 2 centros de transformación con un transformador 0.69/30.0 kV de 3.100 kVA. Se contemplan trabajos de obra civil para limpieza y desbroce de la parcela, movimiento de tierras, ejecución de viales interiores y de acceso, drenaje, cimentaciones, zanjas, vallado perimetral y edificio de control.
- **Planta Solar Fotovoltaica «FV Guadarrama III» de 200 MWp**: Situada en 31 parcelas del polígono 11 y 13 parcelas del polígono 13 del Término Municipal de El Viso de San Juan (Toledo), ocupará una superficie de 234,41 Ha disponiendo una agrupación de 363.600 módulos solares fotovoltaicos monocristalinos de 550 Wp, sobre estructura de seguidores solares a un eje, con una potencia total instalada de 200 MWp y una nominal de 181 MW. Se estima una producción nominal de 389,0 GWh /año.

Se dispondrán 46 inversores string con una potencia cada uno de ellos de 3.800 kW, 2 inversores string con una potencia cada uno de ellos de 3.180 kW, 46 centros de transformación con un transformador 0.69/30.0 kV de 3.800 kVA y 2 centros de transformación con un transformador 0.69/30.0 kV de 3.180 kVA. Se contemplan trabajos de obra civil para limpieza y desbroce de la parcela, movimiento de tierras, ejecución de viales interiores y de acceso, drenaje, cimentaciones, zanjas, vallado perimetral y edificio de control.

A ello hay que sumar dos subestaciones elevadoras más otras dos líneas para evacuar la energía eléctrica del complejo. En total, el presupuesto del proyecto asciende a casi 216 millones de euros.

Bruselas avisa al Gobierno de que no puede haber intervenciones políticas en el precio de la luz

La Comisión Europea defiende que los repuntes periódicos del recibo serán inevitables en la lucha contra el CO_2

Elpais.com, 24 de agosto de 2021

Los vaivenes en los precios de la electricidad registrados en los últimos meses, **con máximos históricos en casi toda Europa**, se convertirán en habituales a medida que las tarifas incorporen cada vez más un componente de penalización por la carga de CO_2 de las fuentes de energía y una diferenciación entre las horas de consumo. La Comisión Europea considera que esas señales del mercado son imprescindibles para que compañías y clientes ajusten sus patrones de generación y consumo, pero avisa de que el precio de la luz debe estar ajeno a la intervención de cualquiera de los gobiernos.

Fuentes comunitarias indican que las normas actuales del mercado energético "crean las señales de precio que conducen la inversión hacia tecnologías nuevas y flexibles que apoyan la transición a la neutralidad climática". Las mismas fuentes atribuyen las últimas subidas a **la escalada de precios mundiales en el gas natural** —un factor que escapa al control de la UE— y al incremento de los derechos de emisión de CO_2, un incentivo para la reducción de emisiones que Bruselas considera positivo.

Lejos de pedir la intervención pública para evitar la escalada de tarifas, Bruselas recuerda que uno de los componentes básicos del sistema europeo son los precios de la electricidad basados en la evolución del mercado. "Los precios minoristas deben, por consiguiente, estar libres de cualquier intervención de los gobiernos", añaden las fuentes consultadas. A largo plazo, la normativa actual solo contempla la regulación de precios "en circunstancias excepcionales". La advertencia comunitaria, que se dirige a todos los gobiernos en general, se produce en un momento en el que el Ejecutivo español y, en particular, la ministra de Transición Ecológica, Teresa Ribera, ha criticado el sistema de fijación de precios por la UE.

Desde hace años, Bruselas se ha marcado como objetivo que las tarifas eléctricas no solo contribuyan a la introducción de las energías renovables (con recargos en muchos países para financiar su despliegue) sino también que **ajusten el precio en función del perfil del consumo**, con un sobrecoste para los usuarios de energía en los momentos de mayor intensidad de uso. De ahí, la introducción de los contadores duales. Bruselas considera que la tarifa plana existente ahora suponía un subsidio cruzado entre usuarios que penalizaba a quienes pueden trasladar su consumo a horas más baratas.

El objetivo de todas las medidas es establecer un umbral de dolor económico que ayude a reducir el consumo, a mejorar la eficiencia energética de viviendas y electrodomésticos o a buscar los suministradores más baratos. El problema es que el umbral del dolor es regresivo, es decir, inversamente proporcional al nivel de renta de los hogares.

El último informe de la Comisión sobre precios de la energía, de octubre de 2020, muestra que el porcentaje de gasto de los hogares en esa partida en relación con sus ingresos ha caído desde 2012.

Pero el mismo informe señala que en el caso de España, los hogares más pobres destinaban en 2010 el 5% de sus ingresos a la factura energética y el 5,3% en 2017. Los hogares de renta media y alta, en cambio, mantenían el mismo porcentaje, en torno al 4% o 3%.

Bruselas reconoce que **el impacto de la covid-19 ha aumentado el riesgo de pobreza** en Europa, que ya amenaza al 6,9% de la población de la UE y al 7,5% de la población española, según los datos de Eurostat, la agencia de estadísticas de la Comisión Europea. Y desde el departamento de la comisaria de Energía, Kadri Simson, se apunta que "la legislación de la UE permite a los Estados miembros aplicar salvaguardas, tales como intervenciones públicas en la fijación de precios para el suministro de electricidad a los hogares vulnerables o pobres energéticamente".

La Comisión está convencida de que **la progresiva introducción de renovables abaratará el coste de la energía**. Y que la competencia entre los productores, incluida la transfronteriza, contribuirá a contener los precios. Pero en el caso de España, al menos, la interconexión eléctrica es muy limitada. Y las tres grandes eléctricas (Endesa, Iberdrola y Naturgy) copan el 65% del mercado minorista y ningún rival tiene más del 5%, según los datos de la CNMC.

Las peticiones de Ribera

La escalada de precios de este verano ha penalizado sobre todo a los consumidores españoles. Hasta el punto de que la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica, **Teresa Ribera, ha reclamado a Bruselas una reforma del mercado eléctrico** para propiciar una formación de precios más acorde a las necesidades de los hogares. Ribera también planteó la necesidad de revisar el mercado de emisiones de CO_2 para evitar que las inversiones especulativas disparen un precio por tonelada (que ya ronda los 50 euros) que acaba repercutiendo en las tarifas de los consumidores minoristas.

La petición de Ribera ha causado cierta sorpresa en Bruselas porque las normas fueron aprobadas en mayo de 2019 después de casi tres años de negociación. Se aprobaron por unanimidad. Y el acta de votación del Consejo recoge que el Gobierno español, en el que ya se sentaba Ribera, votó a favor.

Desde entonces, **la UE ha aprobado la ley del clima**, que fija el objetivo de emisiones netas cero para 2050. Y el pasado 14 de julio, la Comisión **aprobó otra serie de proyectos legislativos para alcanzar en 2030 un recorte de 55%** en lugar del 40% previsto hasta ahora. Entre las últimas medidas propuestas, en proceso de tramitación legislativa, figuran un endurecimiento de la fiscalidad de la energía y un recorte de los derechos de emisiones de CO_2. Ambas tendrán un impacto, previsiblemente al alza, en los precios de la luz así como de los combustibles fósiles.

Precio del CO_2 al alza

Bruselas, de hecho, confía en que el precio de la tonelada de CO_2 siga al alza. La Comisión Europea ya ha ido endureciendo el sistema de concesión de derechos de emisión para propiciar un encarecimiento que fuerce la introducción de tecnologías más limpias. Se ha recortado tanto el techo de derechos de emisiones, casi un 21% entre 2012 y 2020, como el número de títulos entregados gratuitamente a los sectores expuestos a la competencia de empresas extracomunitarias sometidas a exigencias menos rigurosas.

Las medidas de la Comisión han surtido efecto. Entre 2013 y 2018, el precio por tonelada de CO_2 en el mercado europeo de emisiones no superó los ocho euros, una señal que podía ser ignorada por muchos operadores. Pero **el recorte de títulos y el interés de los inversores elevó el precio** hasta 30 euros en 2019, justo antes de que golpease la pandemia de la covid-19. Bruselas propone ahora poner fin de manera progresiva a la entrega de títulos gratuitos (que en 2019 eran el 47% del total) y un recorte del número de títulos disponibles para provocar una nueva subida del precio.

La caída del consumo a raíz de las restricciones introducidas para frenar la propagación del virus Sars-Cov-2 llevó a una caída del precio por tonelada de CO_2 hasta los 24 euros. Pero con la recuperación de la actividad, se ha doblado hasta los 50 euros y los analistas calculan que con el proyecto de reforma del mercado aprobado por la Comisión el pasado 14 de julio la cotización podría dispararse hasta los 70 euros, una señal ineludible para la mayoría de la industria y del sector energético.

Pero el propio mercado de emisiones puede ofrecer la solución para los hogares vulnerables. La directiva del mercado de emisiones establece que al menos el 50% de los ingresos de las subastas deben destinarse a políticas relacionadas con políticas de clima y energía. Desde 2018, **los Estados de la UE han ingresado 14.000 millones de euros anuales por la subasta de los derechos de emisión**. Incluso en 2020, con caída de precios y actividad, habían ingresado casi 8.000 millones hasta el mes de junio, según los datos de la Comisión. España ha ingresado más de 5.000 millones desde 2012, de los cuales, más de 3.000 millones llegaron a partir de 2018.

El plan de Naturgy para Meirama desencadena una cascada de alegaciones

Vecinos y entidades sociales se organizan contra los dos parques eólicos proyectados por Naturgy tras el cierre de la central térmica al considerar que son ilegales y que están fragmentados artificialmente

Economiadigital.es, 24 agosto 2021

Naturgy promueve dos parques eólicos entre los municipios de Cerceda, Carral y Ordes, es decir, en el entorno de la clausurada **central térmica de Meirama**, donde la eléctrica anunció también la construcción de una central de biogás y otra posible de hidrógeno verde como 'compensación' a la pérdida de tejido industrial provocado por el cierre de las instalaciones. Eso sí, con la esperanza de que **los fondos Next Generation allanen y abaraten el camino para su implantación**.

Los planes de la compañía de **Francisco Reynés**, sin embargo, se están encontrando con la resistencia vecinal y de entidades sociales y ecologistas, que no solo ven con alarma el impacto ambiental de los desarrollos proyectados, sino que también ven posibles irregularidades en la tramitación, "**un castillo de naipes desde el punto de vista administrativo, legal y económico**, que solo puede salir inicialmente adelante con la connivencia de la Administración, pero que será puntualmente recurrido en todos los estamentos posibles por los afectados", avanzan.

El pasado sábado, poco después de que saliera a exposición pública el parque eólico Meirama, 13 aerogeneradores entre Carral y Cerceda, un centenar de personas se reunieron convocados por **SOS As Encrobas y Salvemos A Comarca de Ordes** en un encuentro en el que **Adega** y **Sindicato Labrego Galego** dieron su punto de vista sobre esta instalación y sobre el parque eólico de As Encrobas. Entre las dos sumarían unos 70 megavatios.

"Al evidente impacto negativo que sobre el medio ambiente supone la construcción de los parques, en un **territorio que se recupera ambientalmente después de más de cuatro décadas de agresiones de las empresas mineras y energéticas**, se suman los impactos que provocarán sobre la salud, el paisaje, el despoblamiento, la economía, el agua para consumo humano", relataron los promotores del evento.

La indemnización a los expropiados

Del mismo modo que achacan al proyecto de Naturgy, que entienden como un todo artificialmente fragmentado, fuertes impactos, también le atribuyen importantes debilidades. Por ejemplo, la presunta ilegalidad del **Plan Sectorial Eólico de Galicia**, por no haber sido adaptado por la Xunta a la Ley 21/2013 de Evaluación ambiental, que puede producir la anulación en cascada de todas las autorizaciones autonómicas para la implantación de parques eólicos, así como de los proyectos vinculados a los mismos, entre ellos las plantas de producción de hidrógeno líquido.

Por otra parte, creen evidente que el parque eólico Meirama no se adecúa o a la **Ley de Expropiación forzosa** y a la **Carta de Derechos fundamentales de la Unión Europea** en lo relativo a la valoración e indemnización de los terrenos afectados dentro de la poligonal de ambos parques.

Los promotores prevén reclamaciones a través de los tribunales en caso de que la empresa pretenda no indemnizar a los afectados de producirse la aprobación del proyecto.

De hecho, en el acto se hizo advertencia a aquellos propietarios de suelo afectados directamente por las instalaciones de la necesidad de consultar con profesionales el contenido de los contratos para el mutuo acuerdo que ofrece la empresa, pues “diez de sus doce cláusulas pueden considerarse abusivas”.

La fragmentación del proyecto

Las entidades promotoras también achacaron a Naturgy una fragmentación artificial del proyecto para eludir un control ambiental más estricto. Desde que en noviembre del año pasado el Tribunal Superior de Xustiza de Galicia anulara la aprobación de un parque eólico en Mondoñedo por este motivo (el de Sasdónigas, promovido por Norvento), se ha convertido en una de las alegaciones clave, pues es una práctica habitual de las eléctricas, por un lado, y hay numerosa jurisprudencia que la condena, por otro.

Para los portavoces de las entidades resulta evidente que los dos parques eólicos de Naturgy forman parte de un mismo proyecto, “que la empresa fracciona en dos de menos de 50 megavatios con el fin de evitar su tramitación, más restrictiva, a través del **Ministerio de Transición Ecológica** haciéndolo a través de la Xunta, que permite un control más laxo de los impactos y una reducción sustancial de los tiempos de tramitación gracias a la Ley de Fomento de la Implantación de Iniciativas Empresariales en Galicia”.

Una vez más, **los parques eólicos se adentran en territorio judicial desde su mismo diseño**.

El empleo

Las alegaciones que se están presentando contra el parque eólico también recogen una cuestión central de la transición justa, el mecanismo por el que el proceso de descarbonización debería materializarse sin dejar en la estacada a los territorios –a las personas– que se quedan sin la actividad económica que generaba.

Dicha cuestión es el empleo, pues argumentan los afectados que **no se hace balance entre el escaso trabajo que se genera** con la construcción de este proyecto en relación con el que se destruye o con el que se podría generar vinculado al desarrollo rural y al medio ambiente si no se construyese.

El Gobierno destina otros 144 millones de euros a cicatrizar las heridas que ha dejado el carbón en Asturias y León

¿Objetivo? Recuperar suelos y masas de agua e impulsar alternativas económicas. Las ayudas -informa el Ejecutivo- financiarán la mayor parte de las tareas de restauración, una vez que las empresas mineras cerradas en los últimos años no lo hicieron por encontrarse en liquidación o en concurso de acreedores, y una vez constatado que los avales que las compañías presentaron en su momento para costear las recuperaciones ambientales han resultado claramente insuficientes.

Energias-renovables.com, 25 agosto 2021

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, por medio del **Instituto para la Transición Justa** (ITJ), anunció ayer la asignación de más de 143 millones de euros "a la restauración ambiental de zonas afectadas por explotaciones mineras de carbón cerradas en las comarcas leonesas de El Bierzo y Laciana, y en el suroccidente de Asturias". Con cargo al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), se invertirán más de 70 millones en el territorio de Castilla y León y 73,7 millones en el asturiano, a los que se añaden más de 12,4 millones en avales en manos de las administraciones autonómicas.

En total -precisa el Ministerio-, la inversión para recuperar suelos y masas de agua, y para impulsar alternativas económicas en las comarcas afectadas, superará los 156 millones en tres años, generando 350 empleos directos, con prioridad para los trabajadores excedentes de la minería del carbón, incluidas empresas auxiliares.

La que en su día fue la mayor mina de Europa, la Gran Corta de Fabero, con 700 hectáreas, es una de las explotaciones de carbón cerradas que serán restauradas.

El proyecto de restauración incluye un recinto para la observación y el estudio de los fósiles hallados en las excavaciones, y habilitando áreas recreativas entre vegetación autóctona repoblada.

La restauración de Tormaleo en Asturias también será una obra significativa, con una inversión de 50 millones, y en la que se trabaja -**informa el Ministerio**- con participación de los habitantes "para buscar soluciones que además de aportar seguridad y recuperación ambiental dinamicen nuevas actividades".

El objetivo es recuperar 1.062 hectáreas en Castilla y León, y otras 1.167 hectáreas en Asturias, con tres grandes áreas mineras en cada comunidad autónoma: en la primera son la Gran Corta Fabero, Casares-Ladil-Charcón y Torre-Villagatón, y en la segunda son Busteiro, Cerredo y Tormaledo.

Entre las iniciativas previstas, destacan la plantación de un millón de árboles en Tormaleo y Gran Corta, diversos proyectos de restauración de la red hidrográfica (solo en Gran Corta, está previsto recuperar 16 kilómetros de cauce) o la retirada de 8.400 metros cúbicos de residuos peligrosos y contaminantes.

Transición Ecológica y el Reto Demográfico

«Las actuaciones del Ministerio utilizarán las mejores prácticas de restauración ecológica e integración de objetivos ambientales, económicos y sociales. Recuperarán 1.062 hectáreas en Castilla y León, y otras 1.167 hectáreas en Asturias, con tres grandes áreas mineras en cada comunidad autónoma: en la primera son la Gran Corta Fabero, Casares-Ladil-Charcón y Torre-Villagatón, y en la segunda son Busteiro, Cerredo y Tormaledo. Las recuperaciones ambientales considerarán la diversificación de usos del suelo restaurado para dinamizar la economía del entorno rural y establecer las bases de nuevas actividades.

Merece la pena destacar que las actuaciones en los cauces fluviales y masas de agua permitirán cumplir objetivos de calidad establecidos para 2030 por la Confederación Hidrográfica del Miño-Sil»

Según Transición Ecológica, los trabajos durarán tres años en ambos territorios y se generarán 200 empleos directos en León y otros 150 en el Principado, “procedentes de forma prioritaria de los trabajadores excedentes de la minería del carbón, incluyendo las empresas auxiliares, que estén inscritos en la Bolsa de Trabajo del Instituto para la Transición Justa”.

Contexto

Las ayudas con cargo al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia fueron aprobadas por el Consejo de Ministros el pasado 5 de mayo. "Financiarán -informa el Ministerio- la mayor parte de las tareas de restauración, una vez que las empresas mineras cerradas en los últimos años no lo hicieron por encontrarse en liquidación o en concurso de acreedores, y una vez constatado que los avales que las compañías presentaron en su momento para costear las recuperaciones ambientales han resultado claramente insuficientes".

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico aporta concretamente 70 millones de euros a las actuaciones en Castilla y León, y otros 73,7 millones para los trabajos en Asturias, mientras que los ejecutivos autonómicos, respectivamente, añaden avales por 2,7 millones y 9,7 millones.

En total, las comarcas donde se ubican las seis explotaciones mineras a restaurar, muy próximas entre sí, recibirán una inversión para ellas superior a los 156 millones.

La CNMC denuncia que algunas eléctricas cobran más de lo debido por la luz con la nueva tarifa por hora

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia detecta que algunas eléctricas han elevado hasta un 30% el término de energía con las nuevas tarifas

Cadenaser.com, 25 agosto 2021

La **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia** (CNMC) ha constatado que existe un número de comercializadoras eléctricas que, además de la variación en el componente regulado (peajes), han incluido un incremento en el coste del término de energía medio facturado, llegando a ser hasta un 30% superior al que correspondería, con la entrada de los nuevos peajes eléctricos y las **nuevas tarifas** el pasado 1 de junio.

En estos casos, el regulador ha comprobado que, solo puntualmente, el comercializador ha informado de manera "transparente y comprensible" al cliente, mediante comunicación específica para esta cuestión, de la introducción de modificaciones más allá de las que corresponden al mero traslado de los componentes regulados, dando la posibilidad de rescisión del contrato sin penalización, todo ello de acuerdo con la normativa vigente, informó la CNMC en un comunicado.

No ha existido comunicación transparente

En el resto de los casos, el organismo presidido por Cani Fernández indicó que no ha existido esa comunicación transparente a sus clientes informando sobre la actualización de precios realizada y han indicado incorrectamente que esta se ha realizado para recoger la variación de los componentes regulados.

No obstante, la CNMC señala que la gran mayoría de los comercializadores han trasladado adecuadamente la variación en los nuevos peajes.

Solicita hacer las regularizaciones necesarias

En el caso de las irregularidades, el regulador ha solicitado a estas comercializadoras que realicen las regularizaciones necesarias en los contratos de sus consumidores de forma que incluyan los precios correctos y, además, les informen de manera transparente.

A la fecha de elaboración del informe, muchas de estas comercializadoras ya están realizando dichas regularizaciones, añade la CNMC, que subraya que, de esta manera, los consumidores deberían percibir la compensación equivalente por los precios que deberían haber abonado desde el 1 de junio.

Comenzar acciones si no se regularizan los contratos

Además, el organismo afirma que está realizando un seguimiento de las regularizaciones de dichos contratos y que, en caso de que estas no sean llevadas a cabo de manera diligente y adecuada y con la transparencia necesaria para el consumidor, "podrían iniciarse las actuaciones oportunas de acuerdo con lo previsto en los artículos 44.1.e) y 65.25 de la Ley 24/2013, en lo relativo al incumplimiento de la aplicación de las medidas de protección al consumidor y, con respecto a la transparencia adoptada en las prácticas comerciales llevadas a cabo para informar al consumidor en este proceso".

Actualmente, se está analizando los resultados correspondientes a la información solicitada en la segunda fase (18 comercializadoras adicionales).

Informe de seguimiento de adaptación a las nuevas tarifas

Estos datos salen del informe que ha aprobado el 'superregulador' sobre el seguimiento de la adaptación de los contratos de suministro de electricidad por los comercializadores de los nuevos peajes eléctricos.

El 1 de junio entró en vigor los cambios respecto a la nueva estructura y condiciones de facturación de peajes, por la que todos los consumidores pasaron a tener un peaje con discriminación horaria en los términos de potencia y energía. Concretamente, diferencia los términos de facturación de los peajes en función de los distintos periodos horarios -punta, valle y llano-.

En consecuencia, los contratos de suministro que mantenían las comercializadoras con los consumidores el 1 de junio, han tenido que ser adaptados para reflejar la variación de estos cambios normativos.

En este sentido, la CNMC está realizando un seguimiento de la adaptación realizada por parte de las comercializadoras. Para ello ha solicitado información a estas empresas sobre los precios facturados antes y después del 1 de junio, a una serie de clientes elegidos aleatoriamente.

En este primer análisis se ha tenido en cuenta la información de las 25 comercializadoras con mayor cuota de número de suministros, lo que representa una cuota de mercado del 91% del total del número de puntos de suministro en mercado libre en baja tensión y, el 84% del total de energía en mercado libre en baja tensión.

Las recomendaciones

La CNMC también recuerda que el pasado mes de abril aprobó una serie de recomendaciones para los comercializadores a la hora de aplicar la nueva circular de peajes. En el documento se establecieron los criterios para que las comercializadoras trasladarán adecuadamente a los consumidores las variaciones asociadas a los nuevos componentes regulados.

En concreto, se indicaba que en el proceso de adaptación se aplicaría una metodología que fuera replicable y que garantizara que, tras la adaptación de los valores de los conceptos regulados a la nueva estructura de peajes de acceso, el importe implícito del componente no regulado del precio del contrato no era superior al contemplado antes de la modificación.

Las hidroeléctricas vuelven a disparar el precio de la luz

Les cuesta producir un megavatio hora solo tres euros, pero hoy lo van a cobrar a 116,73, pues ese es el precio que ha salido de la subasta que se celebró ayer en el mercado mayorista. La electricidad más barata, la que producen las centrales hidroeléctricas, hiperamortizadas (algunas llevan funcionando más de cien años), la que generan con un recurso público como es el agua (cuyo uso está sujeto a concesión administrativa) es la que ha fijado el precio de las tres horas más caras del día de hoy, tercero más caro de toda la historia.

¿El techo? A las diez de la noche. A esa hora, la hidráulica le ha puesto a la luz un precio top: 129,15 euros.

Energias-renovables.com, 25 de agosto de 2021

El "precio medio diario" de la electricidad en el mercado mayorista se dispara hoy, miércoles, casi quince puntos (+14,37%) con respecto al precio de la luz del día de hoy. El disparo conduce a la electricidad al tercer precio más caro de toda la historia: 116,73 euros por megavatio hora. El registro medio para hoy solo queda superado por los **117,14 euros del pasado viernes** y por los 117,29 del 13 de agosto, que es el "precio medio diario" top de todos los tiempos.

La electricidad costará hoy, 25 de agosto, 116,73 euros, casi el triple de lo que nos costó el 25 de agosto del año pasado (39,85 €) y casi casi el triple de lo que nos costó el 25 de agosto de 2019, última fecha preCovid (39,28 €). Los sinsentidos del mercado mayorista (mercado marginalista en el que la tecnología más cara es la que le pone el precio a la luz) se hacen cada día más patentes. ¿Damnificados? La ciudadanía y el empresariado.

¿Beneficiarios? Los productores... Unos más que otros, pero todos

De los precios históricos se benefician fundamentalmente las empresas que más potencia de generación tienen (Iberdrola, Endesa, Naturgy, EDP), pues ellas pueden producir muchos, muchos, muchos megavatios cada día (y venderlos en la subasta del mercado mayorista diario). Pero de los precios históricos de estos días se benefician más aún (beneficios absolutamente desproporcionados) los propietarios de las máquinas que producen megavatios hora más baratos: **la hidroeléctrica, que tiene la inmensa mayoría de sus centrales más que amortizadas** (algunas operan desde hace más de cien años), y la nuclear, que también tiene su parque de generación amortizado (la central nuclear más "joven" del parque atómico nacional ya no cumplirá los treinta, que enfila ya la cuarentena, de años). El 96% de la potencia hidráulica que opera hoy en España pertenece a solo tres empresas: Iberdrola, Endesa y Naturgy. Y el 100% de la potencia nuclear pertenece también a las mismas compañías. [Abajo, el precio de la electricidad de hoy, salido de la subasta que ha tenido lugar hoy. La hora más cara ha rozado los 130 euros el megavatio. La ha marcado la hidráulica. Fuente: **OMIE**].

Ganan pues todos los productores, pues todos venden a precio top, pero unos -hay que insistir- ganan más que otros. Ejemplo: ganan los ciclos combinados que queman gas natural para producir electricidad. Ganan... a pesar de que tienen que comprar la materia prima (el gas) y a pesar de que tienen que pagar por el CO2 que emiten. Pero ciertamente (1) gana más la hidráulica, que no tiene que comprar materia prima alguna y no paga tampoco CO2, porque no emite, y (2) gana más una central nuclear, cuya materia prima -el uranio- es barata, y cuya producción de megavatios hora cada día es muy elevada (hoy por ejemplo se han adjudicado -venden a ese desorbitado precio- más megavatios -166.000- que ninguna otra tecnología).

Tal y como venimos contando estos días, según el estudio **Precios y Costes de la Generación de la Electricidad (Comisión Nacional de Energía, 2008)**, producir un megavatio hora eléctrico en una central nuclear amortizada costaba en ese año, en el año 2008, año de la publicación de ese informe, dieciocho euros (18 €). Hoy, las centrales nucleares españolas están 13 años más amortizadas que en 2008, cuando fueron publicadas aquellas cifras, por lo que generar un megavatio hora nuclear es presumiblemente más barato aún.

Además, hoy, el uranio, la materia prima con la que las centrales nucleares producen electricidad, cuesta poco más de la mitad de lo que costaba en 2008, porque Fukushima cerró muchas centrales en Japón y en Alemania (dos enormes potencias nucleares), y porque en otras latitudes la solución atómica ha dejado de ser atractiva a los ojos de la opinión pública, todo lo cual ha deprimido muy considerablemente el precio del uranio.

A pesar de todo ello, a pesar de que hoy, producir un megavatio hora nuclear cuesta muy probablemente mucho menos de esos 18 euros en las centrales amortizadas... a pesar de ello, lo estamos pagando a 116,73 euros, lo que implicaría un beneficio de más del 650%.

Los números, con la hidráulica, se salen ya por completo de madre. Según el mismo informe de la CNE, generar entonces (en 2008) un megavatio hora hidroeléctrico en una central amortizada costaba 3 euros. Y volvemos a lo mismo: aunque hoy esas centrales están 13 años más amortizadas, la gran hidráulica también está cobrando la electricidad hoy a 116,73 euros el megavatio. ¿Beneficio por megavatio hora? Más de un 3.800%.

¿Cómo infla el precio la hidráulica?

Lo venimos contando estos días, pero conviene el repaso. La hidráulica espera, espera y espera en la subasta, sabedora de que esta -la subasta- irá calentándose y encareciéndose. Espera... porque puede esperar: es una energía almacenable, como el carbón, el petróleo o el gas.

Espera, pues, y, llegado un cierto momento, cuando la demanda está a punto de colmarse (hay una demanda de 100 y otras tecnologías ya se han adjudicado 95, por ejemplo), entonces la hidráulica estima "a cuánto puede ofertar el gas para cubrir costes y obtener un margen de beneficio" y, una vez hecha esa estimación, la hidráulica oferta en la subasta un ápice por debajo y se adjudica esos cinco últimos megavatios hora. Por ejemplo, la hidráulica estima que el gas podría ofertar a 116,74 euros el megavatio hora. Pues bien, los señores del agua van y dicen: pues yo puedo generar ese megavatio hora a 116,73 euros… y se lo adjudican.

Cobran 116,73 euros por ese megavatio hora, aunque la hidráulica está produciendo ese megavatio hora a 3 euros. Es decir, que la hidráulica está aprovechando (1) la subida en los mercados internacionales del precio del combustible que utiliza su competidor **(el gas natural)** y está aprovechando (2) la subida del precio del CO2 en el mercado europeo **(el CO2 es otro coste de los ciclos combinados)** para hacer el agosto.

Se da la circunstancia además de que los propietarios de las centrales hidroeléctricas (Iberdrola, Endesa y Naturgy) son así mismo propietarios de 15.000 megavatios de potencia en centrales de ciclo combinado (gas natural), por lo que conocen con mucha precisión a qué coste pueden operar para obtener un margen de beneficio suficiente).

Y, ahora, una cuenta muy sencilla: la hidráulica ha colocado en el mercado de hoy 74.275 megavatios hora, según muestra la tabla elaborada por OMIE (el operador del mercado ibérico de electricidad). El coste de generación de todos esos megavatios asciende, según el informe de la CNE, a unos 222.000 euros (74.000 megavatios por 3€ de coste de generación por megavatio). Pues bien el precio que van a cobrar Iberdrola, Endesa y Naturgy por esa electricidad hidro asciende a más de ocho millones y medio de euros. En 24 horas.

Con la nuclear podemos hacer la misma cuenta. Según OMIE, la nuclear ha colocado en el mercado hoy 166.000 megavatios hora. Generarlos le ha costado (a razón de 18€ el megavatio, si nos atenemos a la cifra de la CNE de 2008) casi tres millones de euros. Pues bien, de la venta de hoy obtendrá (a razón de 116,73€ el megavatio) casi 20 millones de euros. En 24 horas.

Asociaciones de consumidores y partidos políticos demandan soluciones a esta enésima escalada del precio de la luz. Enésima, pero, en este caso, además, extrema. Incluso uno de los dos partidos que integran el gobierno de coalición, Unidas Podemos, ha propuesto aprobar **un Real-decreto Ley** para evitar, a la mayor brevedad posible, que esos beneficios desproporcionados continúen impactando en la ciudadanía y el empresariado, que son los que pagan la factura.

La inmensa mayoría de los actores sociales apelan a un precio de la luz que refleje realmente el coste de generar electricidad y evite la especulación. Unidas Podemos solicita una auditoría de costes. **Izquierda Unida ya lo hizo en 2013 y su petición fue tumbada en el Congreso de los Diputados: PP y CiU dijeron no, PSOE se abstuvo**. La pelota está en el tejado del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que asegura está estudiando la propuesta de su socio de Gobierno, Unidas Podemos.

Según **Red Eléctrica de España**, que es el operador del sistema eléctrico nacional, actualmente hay en el país 17.098 megavatios de potencia hidráulica. **Iberdrola** controla 9.715. **Endesa**, 4.793. **Naturgy**, 1.951. O sea, que tres empresas manejan los grifos de 16.459 megavatios hidro, el 96,2% del total.

Se da la circunstancia de que los que manejan el grifo de la hidráulica (Iberdrola, Endesa y Naturgy) también son propietarios del 100% de la potencia nuclear (más de 7.000 megavatios) y de 15.000 de los 26.000 megavatios de gas natural que hay instalados en España.

Y un último apunte

En 2018, el **Banco Europeo de Inversiones**, que es un banco de titularidad conjunta de los países de la Unión Europea, concedió a Iberdrola un préstamo en condiciones favorables por valor de 650 millones de euros para la financiación de tres nuevas presas y centrales hidroeléctricas en los ríos **Támega y Torno** (norte de Portugal). El proyecto incluye la construcción de esas instalaciones hidroeléctricas y la de una planta con sistema de bombeo. Iberdrola calcula que esta iniciativa precisará "una inversión aproximada de 1.500 millones de euros", por lo que el préstamo que le ha concedido el BEI equivale a casi el 45% de la inversión total. Las nuevas infraestructuras tendrán una potencia total de 1.158 megavatios (MW) y entrarán en funcionamiento en 2023.

Dos son las preguntas que cabe plantear

¿Utilizará Iberdrola esa formidable infraestructura para especular/inflar el precio de la luz a partir de mañana?

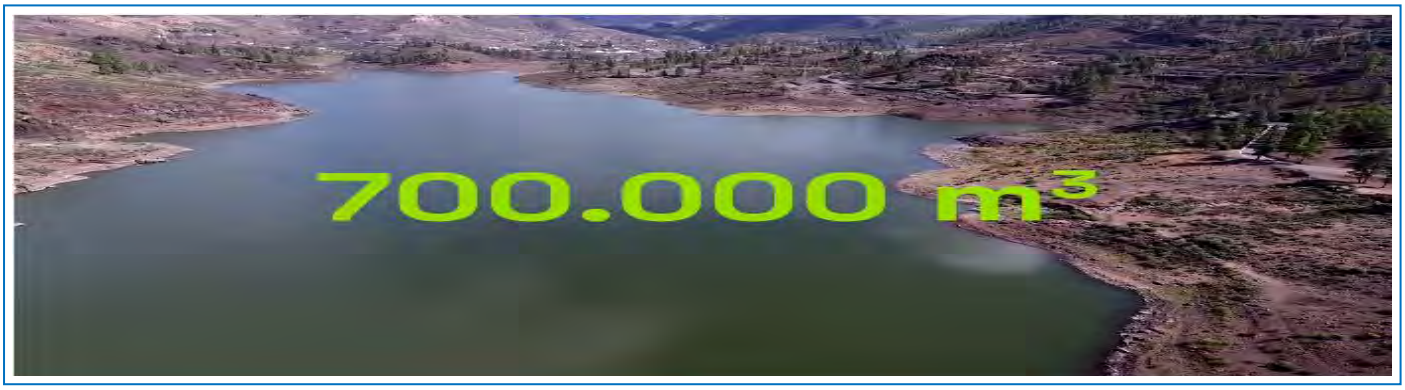
Y dos: ¿estamos empleando recursos públicos -Banco Europeo de Inversiones- para tejer con ellos los hilos de la soga con la que los accionistas de Iberdrola y compañía nos ahogarán aún más y mejor a partir de mañana?

REE firma el contrato de construcción de la desaladora del Salto de Chira

El plazo de ejecución de las obras se estima en 26 meses y se necesitan tres años de producción de la planta para que empiece el uso hidroeléctrico

Canarias7.es, 26 de agosto de 2021

La empresa Tedagua ha firmado ya con la concesionaria del Salto de Chira el contrato de construcción y puesta en servicio de la desaladora de agua de mar mediante ósmosis inversa, con una capacidad de producción de 7.800 metros cúbicos al día, que garantizará que el agua nunca falte para el uso de la central hidroeléctrica reversible.



Con un presupuesto aproximado de 20 millones de euros y un plazo de ejecución de 26 meses, el contrato entre la filial del Grupo Cobra-ACS y la de Red Eléctrica de España en Canarias (Reincan) se firmó a principios de este mes de agosto, después de que el proyecto de construcción del Salto de Chira lograse la declaración de impacto ambiental favorable el 30 de julio pasado.

Las obras contratadas, adjudicadas a finales de junio, no tienen todavía fecha de inicio, aunque el director de Reincan, Daniel Pérez Varela, confía en que comiencen en el último trimestre del año. Todavía faltan las autorizaciones administrativas, la licencia de obra y un estudio previo del fondo marino para que puedan empezar.

En concreto, la declaración de impacto de la central obliga a realizar antes del inicio de las obras un estudio cartográfico, batimétrico y bionómico del fondo marino donde se ubicarán el emisario e inmisario de la desaladora para detallar los hábitats y especies de flora y fauna que podrían verse afectados y proceder, en su caso, a la traslocación de los ejemplares que lo requieran y determinar medidas compensatorias basadas en la elaboración de arrecifes artificiales.

El contrato firmado con Tedagua, empresa nacida en Gran Canaria en 1983 y especializada en diseño, construcción y explotación de plantas de tratamiento de agua, comprende la cántara de captación, el inmisario y el emisario, la estación de impulsión de agua de mar a la planta, el depósito de agua producto y la primera estación de bombeo del agua desalada. También incluye una planta fotovoltaica para el autoconsumo.

El agua salada que entre en la desaladora de El Pajar será sometida a un pretratamiento, un proceso de ósmosis inversa y la posterior remineralización del permeado antes de su impulsión hacia las presas.

La construcción de la desaladora es solo la primera etapa del cronograma previsto para la creación del Salto de Chira y sus distintos elementos puesto que es necesario llenar los embalses de Soria (vaso inferior) y Chira (vaso superior) para poder realizar las pruebas hidroeléctricas y el volumen preciso para ello equivale a tres años de producción de la desaladora.

Una vez que se produzca el llenado de las presa, la desaladora repondrá las pérdidas de agua que se produzcan y permitirá poner a disposición del Consejo Insular de Aguas sus excedentes, estimados en 700.000 metros cúbicos anuales. El Cabildo se ha propuesto elevar ese volumen de agua desde Soria hasta Tejeda para garantizar el riego agrícola y forestal y la lucha contra los incendios en las cumbres.

La obra civil y las turbinas, a principios de 2022

Además de la construcción de la desaladora, REE ha licitado el suministro, montaje y puesta en marcha de las seis turbinas-bomba del Salto de Chira, con una potencia de 200 MW en modo turbinación y 220 en modo bombeo, y los trabajos de creación de las cavernas, el circuito hidráulico, los blindajes, los túneles, las galerías de acceso y auxiliares y las obras civiles superficiales de la central, con una duración prevista de antemano de 56 meses. La adjudicación de esos otros dos grandes contratos de obra está programada para principios de 2022.

Las obras necesarias para completar todas las instalaciones del Salto de Chira tienen un presupuesto de casi 400 millones de euros y un plazo de ejecución de 70 meses.

Hoy, nuevo récord histórico del precio de la electricidad

Costará de media 122,76 euros el MWh, con un máximo de casi 130 euros entre las 22 y 23 horas

Abc.es, 26 de agosto de 2021

El precio medio de la electricidad alcanzará hoy jueves un nuevo récord histórico en España: **122,76 euros el megavatio hora (MWh)**. Es un 4,7% más que el anterior récord, de 117,29 euros el MWh, registrado el pasado día 13 de este mes.

Además, **el precio máximo para hoy rozará los 130 euros** el MWh (129,81 euros) entre las 22 y las 23 horas. El precio más barato no bajará de los 119,95 euros, según OMIE.

Siete días más tarde, el precio fue de 117,14 euros y hoy de 116,73 euros. Entre las 21 y 22 horas se registrará un precio máximo de 129,15 euros

El precio medio de hoy en nuestro país (116,73 euros) es, una vez más, el más caro de Europa. Sin embargo, **mañana, el precio más caro estará en Italia (129,63 euros),** seguida de Eslovenia y Croacia (124,24 euros) y España.

En cuanto a la **tarifa regulada**, oscilará hoy entre los 0,1524 euros (entre las 4 y 5 de la madrugada) y los 0,2927 euros entre las 21 y 22 horas, según REE.

SIE **SINDICATO FUERTE E INDEPENDIENTE DEL SECTOR ENERGETICO**

SIEMPRE CON LOS TRABAJADORES, EN DEFENSA DE SUS DERECHOS