

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Canarias sanciona a Endesa con 16 millones de euros por el cero energético de Tenerife en julio de 2020

El Ejecutivo ha resuelto el procedimiento incoado a E-Distribución Redes Digitales, SLU, y Unión Eléctrica de Canarias Generación, SAU, por la comisión de infracciones administrativas muy graves

eldiario.es, 07 de abril de 2022

El Consejo de Gobierno de Canarias ha aprobado el decreto por el que se resuelve el procedimiento sancionador incoado a E-Distribución Redes Digitales, SLU, y Unión Eléctrica de Canarias Generación, SAU, ambas pertenecientes a Endesa, por la comisión de infracciones administrativas muy graves previstas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, proponiendo una multa total de 16 millones de euros por el **cero energético que tuvo lugar en julio de 2020 en Tenerife**.



Según informa el Ejecutivo regional, en concreto, se establece una multa de seis millones para la primera entidad y de diez millones a la segunda por el incidente que comenzó el 15 de julio de 2020 a las 9.41 horas en el sistema eléctrico de Tenerife, que ocasionó un cero energético en toda la isla sin que se pudiera recuperar el suministro pleno hasta las 16.44 horas.

Por su parte, en la instrucción del expediente se acredita que E-Distribución Redes Digitales, SLU, es responsable por no haber deslastrado la demanda exigida en el Plan de Deslastre vigente aprobado por la CNE, lo que contribuyó a que el incidente derivase en una interrupción total del suministro o cero eléctrico.

También quedó acreditada la falta de idoneidad técnica de la configuración del sistema de relés en sus instalaciones para cumplir con los objetivos de demanda a deslastrar establecidos en el plan vigente de la CNE.

Por estos motivos, en la propuesta de resolución del instructor del procedimiento sancionador se propone la imposición de una multa de 6.000.001 euros por la comisión de dos infracciones muy graves.

En cuanto a Unión Eléctrica de Canarias Generación, el procedimiento sancionador concluye que es responsable de originar la cadena de sucesos que provocó una reducción de la capacidad de generación disponible y una reducción del suministro que llevó aparejada una interrupción de este, primero parcial y, finalmente, en forma de cero eléctrico.

Por ello, en la propuesta de resolución del instructor del procedimiento sancionador se propone la imposición de una multa de 10.002.751 euros por la comisión de dos infracciones administrativas muy graves.

Ribera lamenta que se intente "hacer descarrilar" la propuesta para bajar la luz

La ministra confía en que Argelia cumpla con sus compromisos de gas con España

cincodias.elpais.com, 07 de abril de 2022



La vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera, ha lamentado que algunas empresas eléctricas no hayan reaccionado "de forma acorde con la realidad social", y les ha acusado de intentar "hacer descarrilar" la propuesta de España y Portugal para desacoplar el precio del gas del de la luz y bajar su precio.

En una entrevista con Efe, Ribera ha dicho que hay algunos que consideran que con el mecanismo que España y Portugal han presentado a la Comisión Europea (CE), que propone limitar a 30 euros el precio del gas destinado a producción eléctrica en los mercados mayoristas de esos países, "pierden unos ingresos fantásticos y están ya intentando hacer descarrilar esta propuesta, y lo lamentamos".

"Cuánto más margen de beneficio obtienen a los precios actuales, más protestan", ha subrayado la vicepresidenta, que se ha mostrado "decepcionada" con esas compañías, que tenían margen para haber sido más razonables". Ha destacado que esas compañías "no hubieran podido nunca jamás alegar que esperaban unos retornos, unos beneficios, unos precios como los que estamos viendo en estas semanas", y ha recalcado que el interés del Gobierno "debe estar en defender el interés de los consumidores, no el interés de las grandes empresas".

Asimismo, ha expresado su pesar porque algunas de ellas "no hubieran reaccionado de una manera mucho más acorde con la realidad social que estamos viviendo en este momento, reduciendo tarifas o haciendo ofertas de precios razonables". Ha recordado que "la transformación del sistema energético pasa por un incremento muy notable de la electrificación", con lo que el negocio de esas empresas "va a seguir creciendo y están en condiciones de poder reducir un poco sus beneficios para poder garantizar que sus clientes puedan disfrutar de las grandes ventajas de un alto nivel de penetración de energías renovables".

"Es una pena que en lugar de eso, lo que estén haciendo sea cuestionar la oportunidad de facilitar el respaldo de los consumidores a través de modificaciones temporales, proporcionadas a la situación de emergencia que estamos viviendo en el mercado eléctrico", ha añadido.

Ha subrayado que los "costes relativos" de esas empresas eléctricas "no se han visto incrementados, salvo los asociados al gas", que "no se va a dejar de pagar", ya que la diferencia con el coste que hubiera tenido de no existir un tope, que en el caso de la propuesta de España y Portugal es de 30 euros/megavatio hora (MWh), se prorrateará entre el resto de tecnologías, ha explicado.

"El gas se va a pagar. Lo que pretendemos es que no se sigan pagando el resto de las tecnologías a precio de gas", ha recalcado Ribera, que ha dicho que "el instrumento que queremos activar España y Portugal es robusto desde el punto de vista técnico y nos permite dar una respuesta que es temporal".

"Nosotros vamos a seguir defendiendo la propuesta" que es "robusta" y "solvente", ha dicho Ribera, aunque no ha descartado que la CE "nos haga algunas recomendaciones", lo que ha considerado "normal". Ha estimado que la autorización de la CE para aplicar ese mecanismo podría estar para finales de este mes de abril, tras lo cual se llevará inmediatamente al Consejo de Ministros y se publicará en el Boletín Oficial del Estado con entrada en vigor inmediata.

En cuanto al límite fijado para el precio del gas, ha indicado que la CE no ha pedido todavía "nada a ese respecto", lo cual cree que es una señal adecuada.

Reducción del 50% en la factura

Respecto al efecto que tendría la medida, ha dicho que si la línea de corte para el gas destinado a generación eléctrica son esos 30 euros/MWh, probablemente se vea una reducción de aproximadamente el 50 % del importe de las facturas que pagan hoy los consumidores con una tarifa indexada al mercado.

En la entrevista también se ha referido a la minoración que puso en marcha el Gobierno de los beneficios extraordinarios obtenidos por las compañías eléctricas debido al alza de los precios del gas, al cobrar las tecnologías que no lo usan, como hidráulica o nuclear, el mismo precio que los ciclos combinados de gas.

A su juicio, es un mecanismo que ha permitido preservar los precios de una buena parte de contratos bilaterales a plazo que había firmados. Ribera ha dicho que los precios de esos contratos bilaterales, en general, han quedado muy por debajo del precio del mercado mayorista, aunque considera que ésto no es suficiente y que en España faltan "contratos reales de medio y largo plazo", pues las eléctricas suelen firmar contratos con cláusula de revisión anual, "y eso no es un contrato a largo plazo".

Ahora el Gobierno ha incorporado un límite, por el que se aplicará la minoración a los nuevos contratos bilaterales a plazo o a los que se renueven con un precio de más de 67 euros/MWh.

Argelia, país "sólido, solvente y fiable"

Por otro lado, la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera, se ha mostrado confiada en que Argelia cumpla con sus compromisos en materia de suministro de gas a España, ya que se trata de un país "sólido, solvente" y "fiable".

"En la medida de que es un país fiable y que nunca jamás hemos tenido indicio de que vaya a faltar a sus compromisos, podemos estar tranquilos y seguros", ha dicho Ribera en una entrevista con Efe.

La vicepresidenta tercera se ha pronunciado en este sentido al ser preguntada por las declaraciones del consejero delegado de Sonatrach, Toufik Hakkar, en las que abría la puerta a revisar los precios del gas solo a España, y que se producen tras el cambio de posición española en el contencioso del Sáhara Occidental.

Ribera ha recordado que las compañías españolas están negociando con la empresa argelina desde el mes de octubre. "Tocaba revisión (...) y creo que, como vengo insistiendo en distintos formatos, tanto con los colegas argelinos como con empresas españolas, cuanto antes lleguen a un acuerdo en revisión de precios mejor", ha recalado.

"Ya estaban inmersos en esa negociación, que tradicionalmente siempre ha sido muy lenta, de muchos meses, por cultura de negociación, por diferencias... En un momento como éste, en el que las referencias de precio habían quedado tan desfasadas, es normal que haya una tensión adicional", ha añadido.

Ha afirmado, asimismo, que "para España, la sociedad española y cualquier Gobierno de España, la relación bilateral con Argelia y la relación bilateral con Marruecos es muy importante". "Con los dos países", ha recalado Ribera, que ha considerado que hay que "hacer todo lo posible por que la relación sea muy fluida con cada uno de los dos".

Acciona Energía anuncia "un proyecto revolucionario" de baterías en alianza con un grupo chino

Aprueba un reparto de dividendo de 0,28 euros por acción

cincodias.elpais.com, 07 de abril de 2022

Acciona Energía ha celebrado hoy en Madrid su primera junta general de accionistas tras la salida a Bolsa en julio del año pasado. En el que calificó de "año cero" de la compañía, su consejero delegado, Rafael Mateo, reiteró que esta mantiene sus objetivos de crecimiento para 2025 a los que se comprometió en la colocación de un 17% del capital, gracias, entre otros, a su presencia en 30 países, "que garantizan las oportunidades de inversión".



Con una previsión de producción de 20.000 GWh, a partes iguales entre España y el mercado internacional, Mateo aludió a la subida generalizada de las materias primas y los retrasos en el suministro, que supone "todo un reto para nuestra actividad constructiva". Sin embargo, añadió que la mayoría de los retrasos se sitúan entre cuatro y seis meses, por lo "que no va a impactar en el crecimiento".

A 2025, la compañía tiene una cartera de proyectos con una potencia de 17 GW y para 2030, de 33 GW.

Gracias a la buena situación financiera, con una deuda por debajo de 2.000 millones de euros en 2021, 1,83 veces el ebitda, la compañía aprobó ayer el reparto de un dividendo bruto de 0,28 euros por acción, que pagará el próximo 21 de abril.

Durante su intervención, el presidente de la compañía de renovables y de su holding, Acciona, José Manuel Entrecanales, anunció que están en conversaciones con una de las principales empresas energético-tecnológicas del mundo, que es china, para llevar a cabo un proyecto en España de fabricación de baterías y de minería de litio.

José Manuel Entrecanales, que no especificó el nombre de la compañía china ni dio detalles del proyecto, señaló que las conversaciones están en una fase avanzada y lo calificó de “revolucionario en España”.

El presidente aludió a la gran preocupación por los acontecimientos bélicos que se viven en Europa y envió toda “la solidaridad y deseos de paz” para Ucrania. Acciona tiene en el país invadido tres plantas fotovoltaicas de 100 MW de capacidad, de las que una ha parado su actividad por daños en la red, si bien, el equipo humano “está seguro”.

Tras señalar que Acciona fue pionera en el desarrollo de renovables, como eólica y fotovoltaica, consideró que lo va a seguir siendo en nuevos negocios de sostenibilidad, como el hidrógeno verde, la eólica offshore, la eficiencia energética, la hibridación o la recarga eléctrica.

Según sus palabras, “el tiempo de reaccionar en la lucha contra el cambio climático se acaba” y “nuestra situación es igual que hace décadas”. En su opinión, la relevancia de las renovables van más allá del aspecto medioambiental, y se ha convertido como el principal elemento económico y social y de autonomía energética para Europa. El conflicto actual demuestra que las renovables, además de contribuir a la descarbonización de la economía, “ofrecen independencia energética, estabilidad en los precios, más riqueza local y más empleos que cualquier alternativa fósil”.

Ambos directivos reclamaron estabilidad regulatoria para sus inversiones, que son a largo plazo. “Es profundamente frustrante cuando esa regla falla. En España, si no se hubiesen producido los cambios de 2013, hoy seríamos algo más que una isla energética, sin tanta volatilidad y con ventajas sociales e industriales”, afirmó Entrecanales. Este recordó que hacen falta, tres trillones y medio de dólares adicionales a lo que hoy se invierte para objetivos de descarbonización. “En un mundo cada vez más polarizado hace falta independencia y las renovables son la solución”, recalzó.

Los contratos a plazo verdes (PPA) de Acciona Energía con grandes corporaciones, aumentaron un 50% el año pasado (1.200 GWh). La compañía de Entrecanales revalidó asimismo su puesto como primera comercializadora 100% renovable en España; redujo las emisiones de CO2 a 14 millones de toneladas y recuperó en un 97% sus residuos.

La gasolina alcanza récords históricos para los viajes de Semana Santa: será un 38,4% más cara que en 2021 Mejora su recomendación hasta 'sobrepoderar' y sitúa el precio objetivo en 25 euros

20minutos.es, 08 de abril de 2022

El precio será el más alto en la historia de la Semana Santa en España, a pesar de la rebaja del Gobierno.

Las gasolineras advierten del "goteo" de cierres de estaciones de servicio a las puertas de Semana Santa.

Los españoles que se vayan de viaje en coche durante esta **Semana Santa pagarán más que nunca en la historia** por rellenar el depósito, a pesar de la bonificación de 20 céntimos por litro que, desde el pasado uno de abril, está disponible para todos los consumidores.



El descuento establecido por **el Gobierno** está ya disponible en todas las gasolineras, y ha favorecido la **caída de los precios en un 11,27%**, lo que no quita que se mantengan en niveles récord para esta festividad, que pasa por ser el primer gran 'macropunte' del año.

En concreto, la bajada del 11,27% con respecto a la semana pasada, sitúa el precio medio en los **1,613 euros**, su nivel más bajo desde finales de febrero, según datos del Boletín Petrolero de la Unión Europea.

El diésel consolida el 'sorpaso'

En el caso del diésel, que consolida el 'sorpaso' que protagonizó la pasada semana a la gasolina, superando su precio **por primera vez desde diciembre de 2011**, la caída es del 10,34% con respecto a hace siete días, para retroceder hasta los 1,647 euros el litro, en niveles de principios de marzo.

Así, en ambos casos se consolida en los precios el descuento de 20 céntimos por litro de carburante -del que **el Estado asume 15 céntimos** y las grandes petroleras un mínimo de 5 céntimos-, medida que estará en vigor, en principio, hasta el próximo 30 de junio, y que fue adoptada por **el Gobierno** en el marco del plan de medidas urgentes para mitigar los efectos de la **guerra en Ucrania**.

De todas maneras, este respiro, en forma de ayuda, en los precios de los carburantes, que representa un **abaratamiento de casi 11 euros en el llenado del depósito**, no impedirá que esta sea la Semana Santa más cara de la historia para los conductores, coincidiendo además en que será la primera desde 2019 con la movilidad sin restricciones por el **Covid-19**.

Así, después de dos años en que los desplazamientos han estado condicionados por la pandemia, entre el 8 y el 18 de abril **se prevén 14,6 millones de desplazamientos** de largo recorrido en el país, un 2,10% menos que en la Semana Santa de 2019, según datos de la Dirección General de Tráfico (DGT).

Un 38,4% más caro que en 2021

El precio medio de gasolina y diésel para estas fechas será un 22,2% y un 38,4%, respectivamente, más caro que la Semana Santa de 2021 y también un 22,2% y un 33,9%, respectivamente, que la de 2019, que fue la última sin restricciones a la movilidad.

Así, el llenado de **un depósito de 55 litros** de gasolina cuesta ahora en torno a **88,71 euros**, unos 16,11 euros más que en la Semana Santa del año pasado y de 2019.

En el caso del repostaje con gasóleo, asciende a unos 90,58 euros el llenado de un depósito de 55 litros, unos 25,13 euros más que en la Semana Santa de 2021 y unos 22,93 euros más que en la de 2019.

Tras la estela del precio del crudo

La subida del precio de los combustibles, especialmente en el último mes y medio, se registró en el marco del repunte de la cotización del barril de Brent, que tras el comienzo de la guerra en **Ucrania** escaló hasta los 131 dólares. Este jueves cotizaba por encima de los 101 dólares. En el caso del **Texas americano**, el barril se intercambiaba a casi **96,5 dólares**.

El precio de los carburantes depende de múltiples factores, como su cotización específica (independiente de la del petróleo), la evolución del crudo, los impuestos, el coste de la materia prima y de la logística y los márgenes brutos.

De este modo, la evolución en la cotización del crudo no se traslada directamente a los precios de la gasolina, sino que lo hace con un decalaje temporal.

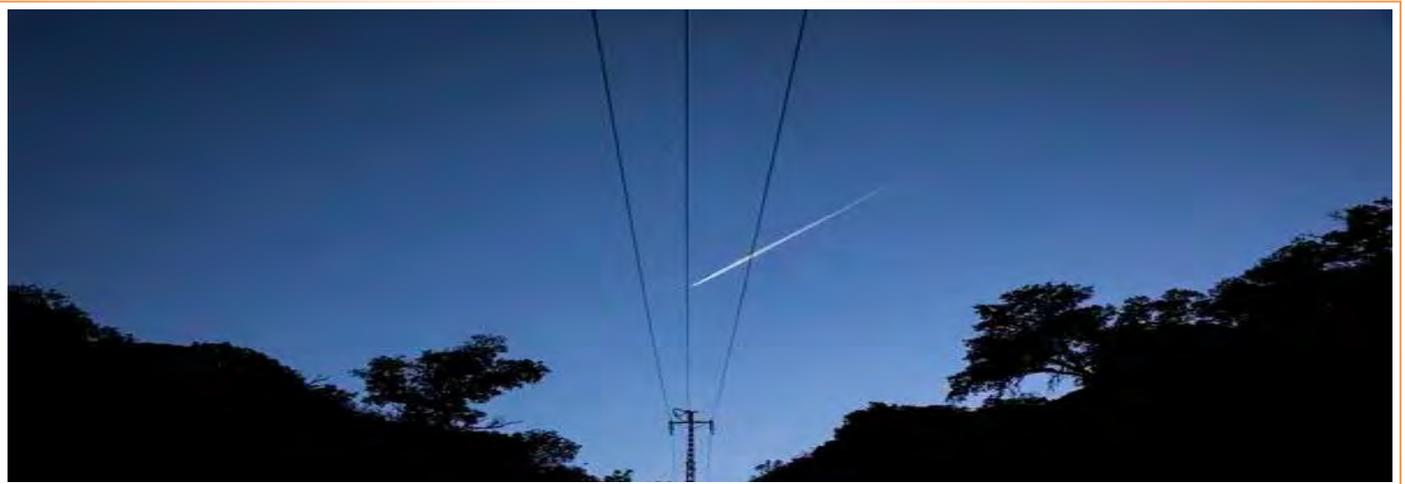
A pesar de estos niveles, el precio de la gasolina sin plomo de 95 está **en España por debajo de la media de la Unión Europea**, situada en 1,855 euros el litro, y de la zona euro, con un precio medio de 1,918 euros. En el caso del diésel ocurre algo similar, ya que el precio en la UE es de 1,861 euros y de 1,891 euros en la zona euro.

El menor nivel de precios finales con respecto a los países del entorno se debe a que España, pese al IVA, a los mayores impuestos y a los gravámenes al biodiésel, sigue contando con una **menor presión fiscal**, en general, que la media comunitaria.

Desplome en el precio de la luz: estas son las horas más caras y baratas del viernes 8 de abril

El precio medio será de 154,70 euros el megavatio hora (MWh) y las horas más baratas serán a 7 euros

larazon.es, 08 de abril de 2022



El precio de la luz durante marzo no paró de pulverizar un récord tras otro, **provocando que se convirtiera en el mes con el precio medio de la electricidad más caro de la historia y registrando el 8 de marzo su máximo histórico** con **544,98 euros** megavatio hora (MWh).

No obstante, la llegada de abril parece haber dejado atrás esa pesadilla, ya que la factura vuelve a niveles de 2021 con **un precio medio del “pool” este viernes que sitúa en los 154,70 euros megavatio hora (MWh), lo que supone 60 euros menos respecto al precio de este jueves**, según los datos provisionales publicados por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE).

Independientemente de este desplome tan significativo, la escalada de los precios en la factura de la luz es una realidad que lleva afectando a miles de ciudadanos desde el año pasado, acentuándose **tras el estallido del conflicto en Ucrania**.

En este sentido, desde el Gobierno **anunciaron una serie medidas** que se aprobarán buscando **aliviar los precios de la electricidad**, ya que los niveles siguen marcando registros muy altos respecto al año pasado, dado que este viernes el precio será **un 154,7% más caro** que los 69,78 euros/MWh del 8 de abril de 2021.

Por tanto, este aumento exponencial que ha sufrido el coste del megavatio hora de la electricidad también ha hecho que **cada vez sean más las personas que tratan de buscar alternativas más económicas** o nuevos métodos que les hagan conseguir un **ahorro en la factura de la luz** a final de mes.

Las horas más caras y baratas

De acuerdo con los datos ofrecidos por la OMIE, estas serán las horas más caras y baratas:

- La **hora más barata**: se registrará de **15:00 a 17:00** horas con un coste de **0.7 €/MWh** afectando a toda la Península, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.
- La **hora más cara**: se producirá de **21:00 a 22:00** horas con un coste de **0.252 €/MWh** afectando a toda la Península, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

Los grandes de la energía lanzan la batalla por controlar la eólica marina en España

Grandes grupos como Iberdrola, EDP, ACS o Sener ya cuentan con proyectos diseñados para desarrollar parques flotantes, y Naturgy y Repsol sellan ahora alianzas con gigantes internacionales para entrar en el negocio

El Gobierno estableció el año pasado una especie de moratoria para no aceptar más peticiones de autorización hasta tener lista la regulación. Planea lanzar la primera subasta de eólica marina a principios de 2023

epe.es, 09 de abril de 2022

España ha estado al margen de la **revolución de la eólica marina** desatada en otros países. Mientras que en Estados Unidos, Reino Unido o Alemania se ponen en marcha colosos eólicos en sus aguas, nuestro país se quedaba atrás por una razón orográfica: sus aguas territoriales son muy profundas y dificultan la instalación de los aerogeneradores anclados al suelo marino. Los avances tecnológicos acelerados para el desarrollo de la **eólica marina flotante**, que permiten sortear el problema de la profundidad, brindan a España la oportunidad de sumarse al boom.



En los últimos años, grandes energéticas han venido diseñando proyectos para instalar parques eólicos en las costas españolas. **Iberdrola**, uno de los líderes mundiales de eólica marina, cuenta con proyectos flotantes con una potencia conjunta de más de 1.200 megavatios (MW) con localizaciones previstas en Canarias y en Galicia.

Bluefloat Energy y Sener cuentan con proyectos de cerca de 2.000 MW en varias localizaciones, incluido un coloso de 1.200 MW frente a las costas gallegas. Y también han diseñado instalaciones de eólica flotante **EDP Renovables y Engie, ACS, Greenalia, Enerocean...** En total, los proyectos en cartera superan los 3.000 MW de potencia y se reparten en localizaciones frente a las costas de Galicia, Asturias, País Vasco, Cataluña, Andalucía o Canarias.

Repsol y Naturgy han confirmado esta semana su intención de lanzarse también a la carrera por controlar la eólica marina en España y lo han hecho sellando alianzas con gigantes globales para reforzar sus posibilidades de expansión. **Repsol entrará en la pugna** por desplegar parques en las aguas nacionales de la mano de la danesa Ørsted, líder mundial de eólica marina, y **Naturgy se alía con la noruega Equinor** para buscar oportunidades de despliegue en el mercado español.

De momento, el boom de la eólica marina en España es una promesa y un plan ambicioso sin concretar de manera efectiva. El Gobierno aprobó el pasado diciembre la **Hoja de ruta para el Desarrollo de la Eólica marina y de las energías del mar en España**, la estrategia país para impulsar hasta 2030 el despliegue de nuevas renovables en aguas marinas con el objetivo de alcanzar **entre 1.000 y 3.000 MW de eólica marina flotante** y 60 MW de otras energías del mar más incipientes, como el aprovechamiento de las olas o las mareas.

Los objetivos marcados por España para la próxima década que, según se queja el gigante Ørsted, son "muy prudentes y conservadores". "Estamos seguros de que hay potencial para mucho más", sentencia Peter Obling, director de Mercados para Europa del grupo danés, **en declaraciones a la agencia especializada Montel**. Desde el Gobierno se contraponen que el objetivo de alcanzar hasta 3.000 MW de eólica flotante supone concentrar en aguas españolas el 40% de todo desarrollo previsto de este tipo de tecnología por la Comisión Europea hasta 2030.

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

Las horas más caras serán entre las 20.00 horas y las 21.00 horas, cuando el valor ascenderá a 270,2 euros/MWh

epe.es, 10 de abril de 2022

El precio medio de la electricidad en el mercado mayorista volverá a subir este lunes, con un aumento del 2,38% con respecto al domingo, y se situará en 163 euros por megavatio hora (MWh).



En concreto, el precio medio del 'pool' para este lunes será de 163,13 euros/MWh, cuatro euros más caro que los 159,33 euros/MWh del domingo, según datos publicados por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) recogidos por Europa Press.

De esta manera, el **mercado mayorista** de la electricidad mantiene una tregua que inició el viernes, cuando registró un precio -154,7 euros/MWh- que era el más bajo desde el pasado 19 de febrero, antes de iniciarse la **guerra en Ucrania**.

El precio máximo de la luz para este lunes se dará entre **las 20.00 horas y las 21.00 horas, con 270,2 euros/MWh**, y el mínimo, de 55,1 euros/MWh, se dará entre las 15.00 y las 16.00 horas. En comparación con hace justo un año, el precio del 'pool' para este lunes será un 213,65% superior a los 52,01 euros/MWh del 11 de abril de 2021.

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

De hecho, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha constatado que en 2021, en el marco de la espiral alcista de la energía, alrededor de 1,25 millones de personas **pasaron del PVPC a una tarifa en el mercado libre** a precio fijo.

El pasado 29 de marzo, el Gobierno aprobó un **plan nacional para hacer frente al impacto de la guerra en Ucrania** que incluye, entre otras medidas, la prórroga de la rebaja fiscal sobre los impuestos que gravan el recibo de la luz hasta el próximo 30 de junio, así como la ampliación del bono social eléctrico hasta alcanzar los 1,9 millones de hogares beneficiarios.

TOPE AL GAS DE 30 EUROS

Además, los gobiernos de **España y Portugal han presentado una propuesta** preliminar a la Comisión Europea para establecer un precio de referencia para el gas de 30 euros por MWh con el fin de abaratar el precio de la electricidad.

La vicepresidenta tercera y ministra de Transición Ecológica, **Teresa Ribera**, ha dejado claro que se trata de una **propuesta conjunta** formulada por ambos gobiernos y sujeta a la negociación con las autoridades europeas.

En caso de que la propuesta sea admitida, Ribera ha augurado que el precio de la luz se podrá limitar "en tres o cuatro semanas", por lo que ha señalado que "hay que ser pacientes" porque es necesario que en este tiempo "se asiente bien" la propuesta conjunta y que las "preocupaciones técnicas de buen funcionamiento que puedan existir estén bien reflejadas".

En caso de salir adelante, la propuesta repercutiría en los precios del 'pool' debido a su impacto, entre otras cuestiones, en las ofertas de venta que realizan a diario en el mercado mayorista las centrales de ciclo combinado, que generan electricidad con gas.

Las eléctricas cobrarán al cliente libre la compensación por el precio tope del gas

Prevén revisar los contratos por “cambio regulatorio” y, al bajar el precio del 'pool', se beneficiarían los clientes regulados

cincodias.elpais.com, 11 de abril de 2022

Hace varias semanas, las dos grandes compañías eléctricas españolas, Iberdrola y Endesa, removieron Roma con Santiago para que la solución que el Gobierno iba proponer al Consejo Europeo de finales de marzo para bajar el precio de la luz no afectase al funcionamiento del mercado mayorista de la electricidad, sino que se limitase a poner un tope al precio del gas, al que se achacan los males de un pool marginalista.



Finalmente, España y Portugal, lograron arrancar un acuerdo de la Comisión Europea, basado en la llamada “excepción ibérica”, para que ambos países puedan limitar el precio de las ofertas de la generación de electricidad con gas (ciclos combinados) en el pool, de manera que el precio marginal baje para el resto de energías (nuclear, hidráulica y renovables) y, con ello, el precio final de la luz. Para que este descienda hasta el entorno de los 100 euros/MWh, los gobiernos de la península piden un tope de 30 euros/MWh al gas, un listón bajo para dar margen a la negociación que durará este mes.

Pese a que la opción ha sido poner un price cap al gas y no tocar el mercado eléctrico, las grandes del sector se han revuelto contra la medida hasta lo que fuentes políticas consideran una “grave deslealtad”. La semana pasada, en un acto público, el presidente de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, dijo que España tiene “el honor” de ser reconocido “sistemáticamente” como “el país con más riesgo regulatorio de Europa”. En el mismo acto, y también en alusión al nuevo mecanismo ibérico, el consejero delegado de Endesa, José Bogas, ironizó con una solución que calificó de “ingeniosa en el corto plazo” y supone “salir del euro y volver a la peseta”. Más allá de los comentarios, las compañías han desplegado su artillería en Bruselas contra el mecanismo pactado, a cuyo contenido ha tenido acceso CincoDías.

¿Por qué ahora las empresas se oponen a un tope al gas que ellas mismas habían pedido? Porque lo que habían reclamado no era exactamente lo que propone el Gobierno: no querían un cap a las ofertas del gas en el pool, sino a las del mercado mayorista del gas español (Mibgas) o los europeos (el TTF holandés, el principal). Al parecer, esta era la propuesta que hizo la francesa Engie y que las eléctricas españolas abrazaron con gran entusiasmo. “Una barbaridad”, coinciden los expertos, pues de limitar el precio del hub español, los barcos dejarían de vender aquí y se desviarían a Europa, y si el tope es al mercado europeo, se marcharían a otros puertos internacionales.

Ambigüedad

Endesa e Iberdrola, que ya han reconocido que era esto lo que pedían, jugaron a la ambigüedad, al dar a entender que aceptaban un precio a los ciclos. Pero, en este caso, siempre que la compensación la subvencionara el Estado o los consumidores en la parte fija del recibo como déficit de tarifa.

Sin embargo, según figura en el documento base para la negociación con Bruselas, el Gobierno establece que la compensación al gas (esto es, su precio real, por encima del tope) se prorrateará entre el resto de energías y lo pagará “la demanda”, es decir, las comercializadoras, que podrán trasladarlo a los clientes. Se calcula que la compensación a pagar, si el gas se limita a 30 euros/MWh, serían 41 euros/MWh para una producción de 70 TWh/año.

Las empresas han arremetido contra una medida que -dicen- van a trasladar a sus clientes en el mercado libre, cuyos contratos incluyen cláusulas de revisión en el caso de cambios regulatorios del Gobierno. Tales cláusulas no existen en la tarifa regulada (PVPC), que sí se beneficiará de una bajada del precio ya que está ligada directamente al pool, que bajaría con el mecanismo.

Fuentes empresariales señalan que con este solo gana una parte de los consumidores, los del PVPC o los indexados al pool, pero perjudica “a los clientes previsores” (adjetivo que utilizan en común Iberdrola y Endesa), “que han firmado contratos estables”.

En realidad, sostienen algunas fuentes, lo que temen las empresas es perder el precio del gas de que disfrutaban sus energías inframarginales (windfall profit), pues, dado que pueden trasladar la compensación a los clientes, su problema no existe.

PIERDEN LAS ELÉCTRICAS INDEPENDIENTES

El nuevo mecanismo por el que se fijará temporalmente un tope al precio del gas para producir electricidad (el Gobierno quiere aplicarlo hasta fin de año) puede poner en cuestión el mercado marginalista de la Unión Europea, que está armonizado y funciona con un algoritmo común.

Aunque los gobiernos español y portugués consideraron un triunfo el acuerdo arrancado a la Comisión Europea, para hacer bajar los precios de la luz que la opinión pública reclama, todas las empresas dicen perderán: las generadoras porque no pueden trasladar a la comercializadoras el coste de compensación del gas. Pero sí lo pueden pasar a los clientes, si bien estos pueden tomar medida volviendo al PVPC.

Las comercializadoras denuncian que no podrán asumir la compensación porque han cubierto la energía que suministra a un precio cerrado y a este se añade ahora la compensación. Las empresas independientes (sin generación) se verían obligadas a trasladar al cliente la compensación, pero las de los grupos integrados pueden absorberla sin problemas, señalan fuentes del sector.

La ‘excepción ibérica’ de España y Portugal incluye la electricidad de las centrales de carbón

La propuesta conjunta de ambos países limita el precio de la producción eléctrica que llega de las centrales térmicas de carbón al igual que el gas y la cogeneración

cincodias.elpais.com, 11 de abril de 2022



La independencia eléctrica de **España y Portugal** no sólo afectará a la producción que llegue de los ciclos combinados de gas. La propuesta que enviaron a principios de mes ambos países a la **Comisión Europea** también incluye una limitación de precio para la electricidad que generen las ‘defenestradas’ **centrales de carbón**.

Según recoge uno de los borradores del Ministerio para la Transición Ecológica al que ha tenido acceso **Vozpópuli**, la producción que llegue de **las pocas centrales de carbón que quedan en la Península ibérica también se acogerán a los límites de precio** que defiende la ‘excepción ibérica’.

Eso sí, seguirá siendo más rentable el gas. La fórmula que recoge el borrador tiene en cuenta tres variables: el precio que marque el **Mibgas**, el precio límite que finalmente Bruselas les permita aplicar y **el rendimiento eléctrico del ciclo combinado de gas** (la energía contenida en el combustible que se convierte en energía eléctrica) que en su caso es del 55%.

El ejemplo que manejan es que a un precio del Mibgas de **100 euros/MWh menos su propuesta de 30 euros/MWh, dividido entre 0,55**, llevaría al mercado mayorista con la entrada del gas a cotizar en **127 euros/MWh**, que son 100 euros menos de los que se ha negociado en el mes de abril. Unos parámetros que, según detallan desde el mercado eléctrico, ‘asustarán’ a los productores de energía en las plantas de carbón por su escasa eficiencia pese a la compensación.

El Ministerio para la Transición Ecológica centra sus esfuerzos en limitar la producción eléctrica de aquellas tecnologías que utilizan combustibles fósiles en su generación (ciclos combinados, cogeneración y carbón). La propuesta inicial que se ha enviado a Bruselas es de 30 euros/MWh y se tratará de extenderlo hasta el 31 de diciembre de 2022. Aunque, según señalan desde el mercado, se espera que la Comisión Europea suba este límite a cerca de los 50 euros / MWh.

Aunque desde el equipo de Teresa Ribera prefieren mantener la cautela. **“Los equipos técnicos de España y Portugal siguen trabajando intensamente con la Comisión Europea”**, explican ante la pregunta de este medio sobre este borrador. “No tenemos comentarios sobre el trabajo ni hacemos valoraciones sobre especulaciones y elucubraciones”, matizan.

El carbón sigue siendo necesario

Según los últimos datos del mix eléctrico español, que facilitan los asesores del Grupo ASE, **la participación del carbón en la generación de electricidad en España se ha situado en los últimos meses en el 3%**, cuando en 2021 rondaba el 2%. Si suma la cogeneración y los ciclos combinados, el porcentaje que tendrá acceso a esta compensación se eleva hasta el 28,8% de toda la producción eléctrica.

“Las tecnologías que forman el hueco hidrotérmico (gas, carbón e hidráulica embalsable) han dominado la formación de los precios en el 83,6% de las horas, a pesar de aportar solo el 24,3% del mix”, explican los analistas del Grupo ASE. “La disminución de hidráulica embalsable la han cubierto los ciclos combinados de gas, que han aumentado su producción un 155%, hasta cubrir el 15,2% del mix”, añaden.

En proceso de cierre

Las centrales de carbón para cumplir con el objetivo de descarbonización de la economía y la producción de una energía cada vez más 'verde'. **Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP** (los operadores de las centrales) ratificaron el acuerdo con el Gobierno para poner en marcha este cierre.

España contaba en 2018 con 15 centrales térmicas de carbón que agrupaban 33 grupos térmicos y una potencia instalada total de 10 GW, aproximadamente un 9,5% de la potencia instalada a nivel nacional. **Ahora sólo cuenta con cinco centrales térmicas de carbón, aunque todas ellas en fase de cierre.**

La tecnología española alumbra la batería más grande de Europa

Endesa destinará 600 millones a desarrollar en Portugal un ambicioso proyecto que une la hibridación de energía renovable y su almacenamiento

abc.es, 11 de abril de 2022

Endesa ha dado un salto de gigante en Portugal después de ganar el concurso para liderar uno de los proyectos de transición energética más ambiciosos al otro lado de la frontera. **Renovables, hidrógeno verde y almacenamiento van de la mano a golpe de 600 millones de euros en Pego**, perteneciente a la zona de Abrantes, en un proyecto en el que ha desempeñado también un papel clave Enel Green Power, la filial de renovables del grupo Enel al que pertenece Endesa. Solo 58 kilómetros al norte de Lisboa llega esta inversión para poner en pie la mayor batería de Europa, que coloca al país vecino como el más vanguardista en este ámbito (de nuevo con más determinación y por encima de España).



Implicará la creación de 75 puestos de trabajo, lo cual hace que la región tome aire, con un indudable avance en la riqueza al que se sumarán en los próximos meses más iniciativas adyacentes.

El director general de Generación de Endesa, **Rafael González**, declara en este sentido: «Esta empresa no solo sigue apostando por Portugal, como siempre lo ha hecho, sino que lo hacemos con un proyecto al que hemos dedicado mucho esfuerzo, trabajando para poner en marcha un **innovador modelo de desarrollo renovable** en el que las comunidades locales tengan un protagonismo real».

Y agrega: «Estamos seguros de que esta propuesta marcará un antes y un después en el sector, casi 20 años después de nuestro desembarco en Portugal». Una ampliación más allá de la Raya (nombre popular por el que se conoce la frontera de 1.214 kilómetros que divide la península ibérica) que supone un **balón de oxígeno** para la estrategia expansiva de la emblemática española. De hecho, sus cuentas han ganado solvencia en estas dos décadas.

El **proceso de hibridación** que completará la planta permitirá utilizar los excedentes que no puedan ser gestionados por el sistema de almacenamiento, según ha confirmado el presidente de la filial portuguesa de Endesa, **Nuno Ribeiro da Silva**, dispuesto siempre a tender puentes con España como prueba de un iberismo real, no meramente cosmético.

Esta circunstancia se materializa debido a las facilidades que proporciona la legislación de Portugal en cuanto a esa hibridación de energía eléctrica. **El resultado se reflejará en unos recursos potenciales con el fin de obtener 6.000 horas de producción**. El dinamismo y la flexibilidad son mucho mayores en Lisboa y alrededores, por tanto, con menos corsés que se animan a las compañías a dar pasos como este. «Hemos elaborado **planes y acciones concretos de sostenibilidad** sobre el terreno para los emplazamientos en los que estamos desmantelando centrales eléctricas. Planes para mitigar los impactos, cambiar y transformar las economías locales. Y hacer la transición lo más limpia y justa posible», añade Ribeiro da Silva.

De esta forma, se amplía la cuota de mercado de Endesa en territorio lusitano, que pasa al 22% en electricidad (15% en gas natural). **Y su volumen de negocio es superior a los 2.000 millones**. Así, se consolida su segunda posición, únicamente por debajo de EDP, que sobrepasa ya el 30% y es la más implantada en su propio país. Todavía restan eslabones claves para desarrollar en toda su extensión el mercado ibérico de electricidad, de acuerdo con lo señalado por Nuno Ribeiro da Silva, cada vez más comprometido con las acciones a uno y otro lado de la frontera.

«Transcurridos tantos años desde que Portugal y España decidieron crear la Iberia de la energía, **aún falta camino por recorrer para que nos beneficiemos de las ventajas de un verdadero mercado común**. Hay profundas diferencias en la fiscalidad, lo cual incide sobre las diferentes tecnologías de generación y también sobre el IVA en las facturas de los clientes, por ejemplo. Nuestros dos países deberían disponer de un grupo de contacto permanente, con una guía de objetivos y datos, con la finalidad de establecer la convergencia de reglas», apunta. Es el faro que guía el bosquejo de las nuevas actuaciones de la destacada firma en este ámbito esencial en pleno siglo XXI.

Un rayo de sol en un mar de inflación

Como complemento al proyecto en Pego, Endesa desarrollará un **proyecto solar flotante en la zona de Montalegre**, muy cerca de la frontera con Galicia. La compañía se acaba de adjudicar este otro plan de actuación, que representará unos 115 millones de euros adicionales y debe estar operativo hacia 2026, de acuerdo con las previsiones.

Una doble apuesta portuguesa que no es ajena a las facilidades fiscales que esta y cualquier otra empresa encuentran bajo el paraguas de un Gobierno mucho más concienciado de la conveniencia de atraer inversiones en este sentido.

La operación marca también un hito en la crisis energética y en pleno rally de precios. «La subasta de energía solar flotante ha sido todo un éxito y Portugal ha batido un nuevo récord al establecer el precio de energía más bajo del mundo», señaló un portavoz del Ministerio de Medio Ambiente.

El coste de cerrar las centrales nucleares y gestionar sus residuos asciende a 26.500 millones hasta 2100

El Gobierno establece dos opciones dependiendo del tipo de almacén de residuos

elperiodicodelaenergia.com, 11 de abril de 2022

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado el procedimiento de información pública de la propuesta de Séptimo Plan General de Residuos Radiactivos (7º PGRR) y de su Estudio Ambiental Estratégico, según anuncia el BOE.

El borrador del plan contabiliza los costes que conlleva el cierre de las centrales nucleares y su gestión de los residuos que generan.



El Gobierno da la opción de realizar estas tareas mediante dos tipos. Con la puesta en marcha de un Almacén Temporal Centralizado (ATC) para el combustible gastado y los residuos de alta actividad o, alternativamente, de siete Almacenes Temporales Descentralizados (ATD) en los emplazamientos de las centrales nucleares.

La diferencia es que con ATC la inversión es de 2.000 millones menos de gasto.

Según las cuentas, para finales de este año España ya se habrá gastado más de 7.000 millones de euros en la gestión de residuos, de los que casi la mitad son residuos generados en las centrales (de alta radiactividad).

Por tanto aún podría quedar por gestionar cerca de 20.000 millones de euros de ahora hasta 2100.

Cierre nuclear a 2035

La versión inicial del 7º PGRR contempla un escenario de referencia que incluye las siguientes actividades:

- Cese de la operación de las centrales nucleares entre 2027 y 2035, en coherencia con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) y con el Protocolo de cese ordenado de explotación de las centrales, firmado en marzo de 2019 entre Enresa y sus propietarios.
- Inicio del desmantelamiento de las centrales nucleares a los tres años de su cese de operación definitivo, excepto Vandellós I, cuya última fase se ejecutará a partir de 2030.
- Continuidad de las actuaciones para ampliar la capacidad de los Almacenes Temporales Individualizados (ATI) para el combustible gastado en las centrales nucleares, que permitan su explotación y su desmantelamiento.
- Puesta en marcha de un Almacén Temporal Centralizado (ATC) para el combustible gastado y los residuos de alta actividad o, alternativamente, de siete Almacenes Temporales Descentralizados (ATD) en los emplazamientos de las centrales nucleares. A diferencia de los ATI, los ATD deberán contar con una instalación complementaria para operaciones de mantenimiento de los contenedores en los que se almacena el combustible gastado.
- Almacenamiento definitivo del combustible gastado y los residuos de alta actividad en un Almacén Geológico Profundo (AGP).
- Continuidad de la operación del centro de almacenamiento de El Cabril (Córdoba), para residuos de media, baja y muy baja actividad, hasta completar el desmantelamiento de las centrales.

Una vez concluido el periodo de información pública y analizados los informes y las alegaciones presentadas, el MITECO elaborará la versión definitiva del 7º PGRR, que será aprobado por el Consejo de Ministros, previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear y oídas las comunidades autónomas en materia de ordenación del territorio y medio ambiente. Del Plan aprobado se dará cuenta posteriormente a las Cortes Generales y a la Comisión Europea en cumplimiento de la Directiva de gestión de residuos radiactivos.

Los comentarios a la Evaluación Ambiental Estratégica del VII PGRR pueden remitirse a bzn7PGRR@miteco.es antes del 16 de junio, indicando en el asunto "Observaciones Séptimo PGRR".

Red Eléctrica trae al mercado español 1.000 millones de deuda

Registra en la AIAF su programa de pagarés multidivisa

cincodias.elpais.com, 11 de abril de 2022



Red Eléctrica de España (REE) ha registrado en el mercado AIAF de Renta Fija de BME su Euro Commercial Paper Programme 2022, que, previamente, la compañía tenía admitido a negociación fuera de España. Mediante este programa de emisión de pagarés multidivisa, permite al grupo poder emitir un importe máximo de 1.000 millones de euros en pagarés durante los próximos 12 meses por importes unitarios de 500.000 euros o dólares y plazos de vencimiento de entre tres y 364 días.

Esta medida supone repatriar parte de la deuda y fomentar el mercado financiero español. No obstante, pese a los esfuerzos de los reguladores por atraer a las empresas para que registren sus emisiones de deuda en España, todavía con muchas las cotizadas que siguen mirando al exterior. Las empresas españolas acumulan tres años consecutivos en los que han optado por registrar sus bonos en supervisores extranjeros y en mercados que no son BME de forma mayoritaria. En 2021 el volumen total de emisiones de las empresas españolas alcanzó los 217.700 millones de euros, un 1,9% menos que lo colocado en el mercado durante el año de la pandemia.

El programa de Red Eléctrica cuenta con Santander Corporate & Investment Banking como Arranger y Dealer y con BBVA, Barclays, Bred Banque Populaire, Caixabank, CIC, Citigroup, Crédit Agricole CIB, ING y Natwest Markets como Dealers. El agente de pagos del programa es Caixabank. Han asesorado legalmente J&A Garrigues como abogado del emisor y Simmons & Simmons LLP como abogado de los comerciante.

“Esta operación es resultado del esfuerzo continuado de BME por mejorar su eficiencia para atraer emisiones al mercado español. Con cerca de 100 programas de pagarés registrados en los mercados de renta fija de BME, AIAF y MARF, la admisión a negociación del programa de Red Eléctrica nos consolida como referencia para estas operaciones”, señala Gonzalo Gómez Retuerto, director general de BME Renta Fija.

España se prepara para una subida del gas argelino mientras Italia ocupa su hueco

Draghi consigue que Argelia aumente en una tercera parte sus ventas gasistas al país en plena escalada de la tensión geopolítica por el Sáhara.

heraldo.es, 12 de abril de 2022

La **guerra en Ucrania** y las sanciones a **Rusia** derivadas de la invasión han provocado un auténtico **terremoto en el tablero energético europeo**, con todos los países buscando alternativas al gas ruso. Un escenario en el que, por cercanía geográfica y capacidad de almacenamiento -un tercio del total-, España estaba bien posicionada para convertirse en el puente entre **Argelia** y el Viejo Continente. Pero la tensión desatada tras el giro del Gobierno de **Pedro Sánchez** sobre el Sáhara Occidental, apoyando la propuesta marroquí de soberanía sobre la región, **podría haber dado al traste con esa posibilidad.**

Italia ha dejado clara su intención de mantener el equilibrio diplomático entre Rabat y Argel. Y se sitúa en una posición inmejorable para hacerse con nuevos contratos y ocupar ese **punto clave en la relación energética de Argelia con Europa.**

El primer ministro italiano, **Mario Draghi**, viajó este lunes a la región para firmar un acuerdo por el que Argelia aumentará en una tercera parte sus ventas de gas al país, que **reducirá así la dependencia de Moscú que hasta ahora cubría más del 40% de sus importaciones de este hidrocarburo.**

El país norteafricano pasará de esta manera a suministrar 30.000 millones de metros cúbicos anuales respecto a los 20.000 millones anteriores, aprovechando al máximo las capacidades del gasoducto Transmed, que conecta los yacimientos argelinos con las costas sicilianas, **atravesando Túnez y el Mediterráneo.**

El buen entendimiento actual entre Italia y Argelia, confirmado con la visita de Draghi y el próximo viaje a Roma del presidente argelino, **Abdelmadjid Tebboune**, contrasta con la tensión que vive la nación norteafricana con España, donde el Gobierno ya asume que **Sonatrach** subirá los precios del gas en la revisión prevista para el período 2022-2024. Eso sí, lo desvincula de la tensión geopolítica.

Sin embargo, con el resto de sus compradores de gas, Argelia **ha decidido "mantener" los contratos actuales pese al gran incremento del precio de los hidrocarburos** registrado tras el inicio de la guerra en Ucrania. En el caso del gas natural, cotizaba por debajo de los 80 euros el megavatio hora (MWh) antes de ese fatídico 24 de febrero. A principios de marzo llegó a superar los 200 euros/MWh. Hoy cotiza en torno a los 103 euros/MWh, según los datos del Mercado Ibérico del Gas (Mibgas).

Revisión de contratos

Lejos de lo que opina el Ejecutivo, los expertos del sector coinciden en que la relación entre gobiernos influye, y mucho, en este tipo de decisiones. Incluso más que los acuerdos entre empresas privadas. **"Está claro que Argelia va a hacer una revisión de todos los acuerdos con España, en todos los ámbitos, para ver en el futuro cómo se desarrolla la relación"**, señaló hace dos semanas en declaraciones a este diario **Chakib Kaid**, secretario general del Ministerio de Asuntos Exteriores argelino.

Buena parte de los consumidores, empresas e industria sufrirán así un nuevo alza de precios en los contratos, aunque es **previsible que el impacto para aquellos clientes acogidos a la tarifa de último recurso** (TUR) sea menor por las medidas adoptadas -y prorrogadas- por el Gobierno de Pedro Sánchez. Entre otros aspectos, esas medidas establecen que la tarifa no pueda incrementarse más de un 5%.

Pese a todo, **Mario Berná**, socio de la consultora eléctrica **Ingebau**, recuerda que «por cada euro de gas que llega más caro, quien lo compra lo transmite al doble a sus clientes». Berná explica que, en términos de precios, **España tiene escasa alternativa directa al gas argelino**. La opción que se consolidaría sería la importación a través de buques metaneros. Algo que ya está ocurriendo y que en febrero situó a EE UU, por segundo mes consecutivo, como el principal suministrador de gas natural a España, con 12.645 gigavatios hora (GWh), un 33,4% del total y por delante de Argelia (con 8.801 GWh, un 23,2%), según consta en los últimos registros de la **Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (Cores)**.

"Aunque se puedan renegociar precios, España no debe preocuparse por el suministro ni por la cantidad de gas, pues Argelia respetará los contratos que se firmaron a largo plazo", confía Javier Colón, de la consultora **Neuro Energía**.

Coincide en que el país también está bien posicionado para acoger el gas de los metaneros, con las **seis plantas regasificadoras que ya operan para transformar el gas natural licuado que llega de los barcos**. Según datos de Gas Infrastructure Europe, España tiene el 27% de toda la capacidad de regasificación de la UE más el Reino Unido, que es el segundo país con más capacidad (22 %), seguido de Francia (17%), Bélgica (8 %) y, por detrás, Italia (7 %).



No obstante, **Colón advierte de que la opción de los metaneros y la regasificación es más cara que el transporte por tubo**. Además, esas infraestructuras no están acompañadas por una red de interconexión potente con el resto de Europa. El Gobierno ya ha planteado que la UE financie esa red, en un contexto en el que Bruselas ya ha reconocido la particularidad **como isla energética de la Península**. El problema es que puede que dentro de unos años, cuando España tenga la interconexión necesaria para ser el centro del gas europeo, costará más recuperar el terreno perdido que ahora está ganando Italia.

Naturgy pierde el recurso por la minoración de sus ingresos

La CNMC, al igual que hizo con Iberdrola, inadmite el conflicto

eleconomista.es, 12 de abril de 2022



La Comisión Nacional de Mercados y Competencia ha decidido inadmitir el **recurso presentado por Naturgy** contra el **mecanismo de minoración** de los ingresos del Real decreto-ley 17/2021.

En el caso de la compañía que preside **Francisco Reynés**, los argumentos esgrimidos por el organismo supervisor son los mismos de los utilizados con Iberdrola hace una semana, tal y como adelantó *elEconomista*, para denegarles también la revisión de esta minoración.

En ambos casos, la CNMC considera que no se trata de un recurso en contra de los cálculos llevados a cabo por **Red Eléctrica** sino que supone un intento de anular el decreto.

REE en su condición de operador del sistema se limita a aplicar lo dispuesto con carácter general en el citado RD-ley 17/2021. Por tanto, indica la CNMC, "**pretender mediante la interposición de un conflicto de gestión económica del sistema que se declare la anulación de las facturas emitidas en cumplimiento del citado mecanismo, y que además se determine la no aplicación a futuro esa normativa, es tanto como impugnar lo establecido en el propio RD-ley, que es el que se considera viciado de nulidad por ser contrario a la Constitución y al Derecho europeo**".

En consecuencia, en opinión del organismo que preside Cani Fernández, la pretensión de los escritos del Grupo Naturgy de acordar la declaración de **no conformidad a Derecho de las facturas** correctas emitidas por el operador del sistema en cumplimiento estricto de un mandato legal tiene un objeto carente de fundamento jurídico. Por este motivo, al igual que ya pasó con Iberdrola, el organismo ha decidido inadmitir los recursos presentados.

Las hidráulicas, y no el gas como pregona el Gobierno, fijan los precios más caros de la electricidad

Sus elevadas ofertas fueron adjudicadas en el 82% de las horas del mes de marzo

abc.es, 13 de abril de 2022

El precio del gas natural se ha disparado en los últimos meses, incremento que se acentuó aún más desde la invasión rusa de Ucrania. Esto ha provocado un **encarecimiento de los precios de la electricidad** en toda Europa, especialmente en España, donde habitualmente era el gas el que fijaba los precios más caros de la electricidad en el mercado mayorista.

En él, se casa la energía ofertada por las compañías productoras con la oferta prevista para cada hora del día siguiente. **El precio es determinado por la última tecnología que casa su oferta** y que no solo es la más cara, sino que fija el precio para el resto de tecnologías, ya que es un mercado marginalista. Este modelo funciona igual en una veintena de países europeos.

La creencia general, también fomentada desde el Gobierno, de que es el gas el que fija los precios más caros de la electricidad queda desmentida con los datos de la propia OMIE, el gestor del mercado mayorista español, ya que son las centrales hidráulicas las que determinan la mayoría de los precios más caros de la electricidad.



Este periódico ha **analizado hora a hora de cada día de marzo** las tecnologías que han fijado el precio de la electricidad durante el mes de marzo, que fue el más caro de nuestra historia. La conclusión es que las centrales hidráulicas y las de bombeo fijaron los precios en el 82% de las horas más caras, frente al 5,3% de las plantas de ciclo combinado. Las renovables solo lo hicieron en el 9,6% y las de carbón en un 2%.

Las principales **compañías propietarias de centrales hidráulicas y de bombeo** son Iberdrola (8.400 MW instalados), Endesa (3.900 MW), Naturgy (1.600 MW), Repsol (1.200 MW), Acciona (770 MW) y EDP (480 MW). Estas empresas están obteniendo jugosos ingresos con los denominados 'costes de oportunidad', un mecanismo totalmente legal utilizado en el mercado mayorista de electricidad.

Costes de 30 euros el MWh

En el sector se apunta que los costes de generación de esas plantas pueden ser de unos 30 euros el megavatio hora (MWh). En marzo, el precio medio de la electricidad fue de 283,30 euros el MWh.

Estas compañías se **aprovechan de que el precio que ofertan las centrales de gas es alto** e intuyen que es el resultado de multiplicar por dos el coste del gas en el mercado Mibgas, más un 0,5% de los costes de derechos de emisión. Así, conociendo el precio aproximado al que van a ofertar su electricidad las centrales de gas, aquellas empresas ofrecen un precio ligeramente inferior para llevarse la puja, lo que suelen hacer con sorprendente frecuencia.

La confirmación de que son las centrales hidráulicas y, en menor medida las de bombeo, las que determinan el precio de la mayor parte de las horas más caras se produce en un momento en el que **Bruselas está analizando la propuesta** realizada por los gobiernos de España y de Portugal para limitar el precio del gas que se utiliza para generar electricidad y evitar así que presione al alza el precio final en el mercado mayorista.

La propuesta conjunta establece un tope de 30 euros el MWh, que es el precio medio del gas antes de la escalada que inició el verano pasado y que alcanzó máximos históricos en marzo. No obstante, **los expertos apuntan que es un precio demasiado bajo**, ya que distorsionaría claramente los mercados eléctricos del resto de la Unión Europea que, no hay que olvidar, están interconectados. Lo más probable, según esas fuentes, es que la Comisión Europea eleve a 80 euros el MWh ese tope. Con ese coste, el precio de la electricidad se situaría un poco por encima de los 100 euros el MWh, menos de la mitad de lo que cuesta actualmente.

Nos importan las PERSONAS,
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Pensiones

Creemos en la NEGOCIACIÓN,
Ideas, Propuestas, Alternativas, Soluciones, Garantías

Trabajamos por un FUTURO mejor.
Empleo, Trabajo, Seguridad, Formación, Desarrollo



SIE_Iberdrola + SIE_Endesa + SIE_Naturgy + SIE_REE + SIE_Viesgo + SIE_CNAT + SIE_Engie + SIE_Nucenor + SIE_Acciona Energía

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