

INFORME A LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE ACTUALIZACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES CON RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO Y SE APRUEBAN NUEVAS INSTALACIONES TIPO Y SUS CORRESPONDIENTES PARÁMETROS RETRIBUTIVOS.

IPN/CNMC/014/23

CONSEJO. PLENO

Presidenta

D.^a Cani Fernández Vicién

Vicepresidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

Doña María Ortiz Aguilar
Doña María Pilar Canedo Arrillaga
Don Bernardo Lorenzo Almendros
Don Xabier Ormaetxea Garai
Doña Pilar Sánchez Núñez
Don Carlos Aguilar Paredes
Don Josep Maria Salas Prat
Doña María Jesús Martín Martínez

Secretaria

D.^a. María Ángeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a 20 de junio de 2023

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la *‘Propuesta de Orden por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico y se aprueban nuevas instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos’* (en adelante la *‘propuesta de orden’*), el Pleno, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a), 5.3 y 7 y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

I. ANTECEDENTES

El 27 de abril de 2023 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) adjuntando para informe la propuesta de orden, acompañada de la correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

En esa misma fecha, y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días hábiles a contar desde la recepción de la documentación remitida (con finalización el 16 de mayo de 2023). Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe, así como una síntesis de estas.

La propuesta tiene por objeto principal el establecimiento de la metodología de actualización de la retribución a la operación (en adelante RO) para aquellas instalaciones tipo (IT) cuyos costes dependen esencialmente de los precios de los combustibles (cogeneración, biomasa y tratamiento y reducción de residuos), mandato incluido en el artículo 5.9 del Real Decreto-ley 6/2022¹. Como resultado de dicha metodología, establece asimismo los valores de RO correspondientes al segundo semestre del año 2023, de aplicación a partir del 1 de julio de 2023.

Por otra parte, también se determina la aprobación de nuevas instalaciones tipo (y el establecimiento de sus correspondientes parámetros retributivos) necesarias para dar cabida a las instalaciones que optaran por el mantenimiento de la retribución establecida en la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, según lo establecido en el artículo 4 de la Orden TED/260/2021, de 18 de marzo².

¹ Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. El apartado 9 de su artículo 5 ('Actualización de los parámetros retributivos del régimen retributivo específico aplicables al año 2022') establece que «*en el plazo de 2 meses desde a la entrada en vigor de este real decreto-ley [el 31 de marzo de 2022], se aprobará una nueva metodología para la actualización de la retribución a la operación de aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible, según lo previsto en el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. [...]*»

² La Orden TED/260/2021, de 18 de marzo, por la que se adoptan medidas de acompañamiento a las instalaciones cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible durante el período de vigencia del estado de alarma debido a la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19, redujo, a los efectos del artículo 22 del RD 413/2014, el valor del precio estimado del mercado en el año 2020 para las instalaciones tipo incluidas en su ámbito de aplicación; su artículo 4 prevé que esta excepción revista carácter potestativo.

II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

La propuesta de orden consta de un preámbulo, trece artículos, dos disposiciones adicionales, tres disposiciones transitorias, disposición derogatoria, tres disposiciones finales y cuatro anexos.

El **artículo 1** define el objeto de la propuesta y el **artículo 2** detalla el ámbito de aplicación de la Orden, que comprende las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible³.

El **artículo 3** establece una periodicidad anual para la actualización de la RO; los parámetros serán de aplicación desde el 1 de enero del año de actualización.

El **artículo 4** define las variables fundamentales a partir de las cuales se calcula la actualización de la RO; la metodología y fórmulas para la estimación de cada una de ellas es objeto de los siguientes artículos: **5** (precio del mercado eléctrico), **6** (precio de derechos de emisión de CO₂), **7** (precio del gas natural), **8** (precio de hidrocarburos líquidos) y **9** (precio de la biomasa).

El **artículo 10** define la metodología de actualización de la RO de las instalaciones tipo de cogeneración y tratamiento de residuos, para la cual se establecen nuevas fórmulas y variables; el **artículo 11** hace otro tanto para las instalaciones cuyo combustible sea la biomasa.

El **artículo 12** establece los valores de la RO para el segundo semestre de 2023 (recogidos en el Anexo II), calculados de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria segunda y las variables incluidas en el Anexo I.

El **artículo 13 remite al Anexo III** para aprobar nuevas ITs, necesarias para el mantenimiento potestativo de la retribución establecida en la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, según lo previsto en el artículo 4 de la Orden TED/260/2021, de 18 de marzo.

En la **disposición adicional primera** se encomienda a la CNMC la elaboración de un informe anual sobre la replicabilidad del precio estimado del mercado eléctrico por parte de los titulares de las instalaciones y del precio estimado del gas natural por parte de las comercializadoras, resultante del cual realizará una propuesta no vinculante, antes del 30 de noviembre de cada año, de los

³ De acuerdo con la clasificación de instalaciones tipo definidas en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio: instalaciones tipo del grupo a.1 (cogeneración), de los grupos b.6 y b.8 (biomasa) e instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera de dicho real decreto que hubieran estado acogidas a la transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo (tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios).

coeficientes de ponderación previstos en la disposición transitoria tercera de esta propuesta.

En la **disposición adicional segunda** se establecen los coeficientes de ponderación correspondientes al año 2024 para la aplicación del artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio⁴ (RD 413/2014).

La **disposición transitoria primera remite a los Anexos I y II**, que a su vez incluyen los datos para la estimación de los precios de combustibles de aplicación en el segundo semestre de 2023 y correspondientes valores resultantes de la RO, respectivamente. La **disposición transitoria segunda** establece, de forma particular para dicho periodo, cómo estimar el precio del mercado eléctrico, del gas natural y de los combustibles líquidos.

La **disposición transitoria tercera** define sendos ajustes anuales (positivos o negativos) transitorios, de aplicación entre los años 2023 a 2026, tanto por la desviación producida respecto del precio del gas natural estimado (aplicable a las instalaciones tipo de cogeneración y tratamiento de residuos), como por las desviaciones respecto a la estimación del precio del mercado eléctrico (de aplicación a todas las ITs objeto de la propuesta).

La **disposición derogatoria única** deroga la metodología actual incluida en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio.

La **disposición final primera** modifica la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables, en relación con la verificación de la garantía de competencia.

La **disposición final segunda** establece el título competencial, y la **tercera** la entrada en vigor de la propuesta el día siguiente a su publicación en el «BOE»; no obstante, las Ros para el segundo semestre de 2023 serán de aplicación desde el 1 de julio de 2023.

Por último, el **Anexo IV** define los valores de las variables establecidas en las fórmulas para la actualización de la RO definidas en los artículos 10 y 11 para los años del semiperiodo 2023-2025, para cada IT.

⁴ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

III. CONSIDERACIONES GENERALES

Sobre el cumplimiento del Real Decreto-ley 6/2022 y el acogimiento de algunas recomendaciones previas

La propuesta da cumplimiento al desarrollo de la metodología prevista en el artículo 5.9 del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo (RDL 6/2022), que establecía el mandato de desarrollar un nuevo procedimiento de actualización de la RO de las instalaciones cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio de los combustibles en sustitución de la vigente Orden IET/1345/2015, de 2 de julio⁵. También fija los valores de la RO correspondientes al segundo semestre de 2023, de aplicación a partir del próximo mes de julio, como resultado de dicha metodología. Se valora positivamente que incorpore algunas de las principales recomendaciones hechas por la CNMC en sucesivos informes a las propuestas de actualización de la RO respecto a la necesidad de establecer este procedimiento y, en particular, respecto del coste de los derechos de emisión de CO₂, así como de la evolución de los costes de los combustibles fósiles⁶; sin embargo, no han sido incorporadas las recomendaciones realizadas sobre la actualización del precio de la biomasa.

Sobre el cambio metodológico

La propuesta supone un importante cambio metodológico a la hora de estimar los ingresos y costes de las instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación:

- i) En cuanto a los ingresos por la venta de energía eléctrica en los mercados, se pasa de realizar un ajuste cada 3 años (cada semiperiodo regulatorio establecido en el RD 413/2014) a un ajuste anual, en función de las diferencias entre las previsiones y la realidad de las cotizaciones del precio de la electricidad en los mercados a plazo y de contado.
- ii) En cuanto a los costes, se establecen referencias con base en la cotización de los mercados a plazo y de contado, para que los sujetos tengan visibilidad de los parámetros a utilizar. En el caso de la referencia del gas se realiza un ajuste entre lo realmente registrado y lo previsto, por considerarse que los

⁵ Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico.

⁶ Se han considerado en efecto como referencia las cotizaciones de los contratos de futuros trimestrales de derechos de emisión publicadas por el *Intercontinental Exchange Index European Union Allowance*, y cotizaciones de productos (no del barril Brent) para los combustibles líquidos.

mercados a plazo todavía no tienen la suficiente liquidez; además, la fijación de estos parámetros de combustible pasa de ser semestral a anual.

Este cambio metodológico requiere la modificación del artículo 22 del Real Decreto 413/2014, para excluir de su aplicación a cogeneraciones, biomasas y plantas de tratamiento de residuos. En este sentido, la disposición final primera del proyecto de real decreto por el que se desarrollan las figuras de las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía⁷ contempla dicha modificación.⁸

Sobre el ajuste por desviaciones en los precios del gas

Con el objeto —compartido por esta Comisión, por cuanto contribuye a una mejor gestión de la volatilidad— de conseguir una mayor estabilidad en la previsión de ingresos y costes, de acuerdo con la propuesta, siempre que existan índices disponibles, tanto las estimaciones de precios como los precios reconocidos se basarán en las cotizaciones de los mercados de futuros: OMIP para la electricidad, EEX para los derechos de emisión, MIBGAS para el gas natural, así como otros indicadores (mermas, apuntamiento, coeficientes de ponderación...).

No obstante, ante la baja liquidez actual de algunos de estos mercados de futuros, la propuesta incluye un régimen transitorio entre 2023 y 2026 (más allá, por tanto, del actual semiperiodo regulatorio) que contempla un ajuste a posteriori para compensar anualmente las desviaciones entre los precios estimados a la hora de calcular los parámetros retributivos de las instalaciones y los efectivamente registrados. Estos ajustes pueden ser positivos o negativos, tanto en las estimaciones realizadas sobre los ingresos por el precio del mercado eléctrico, como sobre los costes por los precios del gas natural⁹ (no se contempla un juste análogo por desviaciones en el precio de los hidrocarburos líquidos o de los derechos de emisión).

⁷ Objeto del expediente IPN/CNMC/013/23 en tramitación por esta Comisión.

⁸ La disposición final primera del proyecto de real decreto de comunidades propone añadir un nuevo apartado 7 al citado artículo 22 del siguiente tenor: «7. *Lo previsto en los apartados 2 a 6 no será de aplicación a las instalaciones tipo cuyos costes dependen esencialmente del precio del combustible a las que resulte de aplicación el artículo 20.3 cuando la orden de la metodología de actualización de la retribución a la operación en vigor prevea un ajuste alternativo para compensar la desviación del precio del mercado. En este caso, el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado será cero a los efectos del anexo VI y XIII.*».

⁹ La normativa vigente prevé solo un ajuste por desviaciones en el precio del mercado eléctrico, objeto del artículo 22 del RD 413/2014, que es homogéneo para todas las tecnologías; no existe ahora un ajuste comparable por desviaciones en el precio de los combustibles, cuya determinación se produce solo ex ante.

Se hace ver que los ajustes por desviaciones en los precios del gas¹⁰ no deberían aplicarse al primer semestre de 2023, pues los operadores únicamente han tenido acceso a la propuesta recientemente, y se contradice el objetivo de gradualidad perseguido, según la MAIN, al establecer un periodo transitorio de cuatro años en la determinación de los precios de electricidad y gas. Por lo tanto, se recomienda que el ajuste de gas únicamente se aplique desde el momento en que sea efectiva la propuesta y contemplando siempre el tiempo suficiente, antes de su entrada en vigor, que permita a los agentes establecer sus coberturas de acuerdo con la cesta prevista.

IV. CONSIDERACIONES PARTICULARES

Sobre la metodología de estimación del precio del mercado eléctrico

El carácter diferencial de las instalaciones objeto de la propuesta deriva de que sus costes dependen esencialmente del precio del combustible. Ahora bien, obtienen sus «*principales ingresos [...] con la venta de la energía eléctrica en los mercados*» (en la dicción del citado artículo 5.9 del RDL 6/2022) de forma análoga a como lo hacen el resto de las tecnologías¹¹. Ni la MAIN ni el preámbulo de la propuesta aclaran por qué la redacción del artículo 22 del RD 413/2014 ('Estimación del precio de mercado y ajuste por desviaciones en el precio del mercado') dada por el propio RDL 6/2022 se considera apropiada para las tecnologías renovables distintas de la biomasa, pero no para las incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta. Entendiendo que el establecimiento del RO debe estar calculado teniendo en cuenta de manera acompasada tanto el efecto del precio de los combustibles como de los ingresos vía mercado de electricidad, tal y como recoge la propuesta, mantener un tratamiento para calcular la retribución a la inversión (Rinv) y otro distinto para calcular la RO¹² pudiera dotar de una falta de coherencia a la metodología en su conjunto.

¹⁰ En el caso del precio de la electricidad, se da continuidad a la normativa vigente; según el apartado 2 de la disposición transitoria tercera de la propuesta: «[...] Para el primer semestre del año 2023 se considerará el valor del precio del mercado eléctrico que para el año 2023 se establece en la Orden por la que se actualizan los parámetros retributivos [...] a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2023. [...]»

¹¹ Típicamente, el resto de las tecnologías no tienen ningún otro ingreso; por el contrario, las instalaciones de cogeneración obtienen una contraprestación por la venta de calor útil, y las plantas de tratamiento de residuos suelen percibir algún tipo de canon por desimpacto ambiental.

¹² En efecto, el precio medio de mercado estimado en su día para proponer la Rinv aplicable a los ejercicios del semiperiodo regulatorio que comprende de 2023 a 2025 fue (conforme a las cotizaciones de los futuros disponibles entonces) considerablemente superior al que la actual propuesta contempla (conforme a las cotizaciones más recientes).

De acuerdo con lo anterior, si para estas instalaciones se establece un horizonte de cálculo anual para los ajustes de la RO, cabría considerar un horizonte igualmente anual (y no trienal o por semiperiodo) para el cálculo de su Rinv, previo cambio normativo con rango suficiente.

Sobre la metodología de estimación del precio del gas natural

El artículo 7.1 establece la formulación del precio del gas natural a partir del 'coste en frontera del gas natural para el año «n»' (CF_n), considerando las mermas de regasificación (mr_n) y en transporte (mt_n), más el peaje de acceso ($PA_{n,i}$). Dado que el CF_n es una composición de precios que, conceptualmente, se corresponde con el precio del gas puesto en el punto virtual de balance (PVB), y que este precio ya incorpora tanto las mermas en regasificación y transporte como los afectados por el coeficiente β que representa los suministros cubiertos mediante plantas de regasificación, así como los peajes de regasificación y de entrada a la red de transporte, se propone eliminar estos términos. Únicamente habría que mantener los peajes de salida de la red de transporte y de la red local, más los costes medios de almacenamiento subterráneo para el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad.

De atenderse la recomendación expuesta en el párrafo anterior, debería adaptarse en consecuencia la fórmula inicial en el apartado 1 de la disposición transitoria tercera.

Sobre el ajuste anual transitorio por desviación del precio del gas natural y del precio del mercado eléctrico

La disposición transitoria tercera establece sendos ajustes anuales transitorios, positivos o negativos, para los años 2023, 2024, 2025 y 2026 (este último fuera ya del actual semiperiodo regulatorio), tanto por la desviación del precio de gas natural para las instalaciones tipo que consuman este combustible, como por la desviación del precio del mercado eléctrico, para todas las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta. Para ello se encomienda su cálculo a la CNMC, siguiendo la formulación establecida en dicha disposición, así como la liquidación, a cada una de las instalaciones, de la cantidad resultante repartida en 12 liquidaciones a razón de 12 partes iguales, desde la primera liquidación en la que se disponga de la información necesaria.

Adicionalmente a la recomendada no aplicación del ajuste por desviaciones en el precio del gas con anterioridad a la fecha de efectos de la propuesta, ya indicada en las consideraciones generales, se considera que este método resultaría ineficaz y difícilmente aplicable en la práctica, ya que las liquidaciones provisionales y a cuenta no constituyen un cálculo estático que una vez realizado

pueda mantenerse inmutable, sino que están sometidas a sucesivas actualizaciones, por lo que no puede subdividirse el ajuste resultante en un número de partes iguales que se mantengan invariables en el tiempo. Por ello se propone aplicar el cálculo del ajuste de cada mes (m) en la liquidación del mismo mes correspondiente del siguiente año (m+12), de manera que también se distribuya en 12 partes, no necesariamente iguales, pero que también permitan graduar de forma progresiva su posible impacto económico sobre los productores, y a la vez se facilite el seguimiento de los cálculos realizados.

Debería además aclararse que este ajuste anual transitorio no es compatible con los periodos en que una instalación no perciba retribución específica por estar acogida bien a renuncia temporal, bien a mecanismo de ajuste¹³.

Sobre los valores resultantes de la retribución específica

La aplicación de la metodología propuesta y, en particular, los ajustes transitorios por las desviaciones respecto a las estimaciones de los precios del mercado eléctrico y del gas natural establecidos en su disposición transitoria tercera, podría dar lugar a ajustes negativos que en algunos casos superaran, en valor absoluto, la totalidad de la retribución específica otorgada (la cual, para muchas de las ITs incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta, se circunscribe a la RO), lo cual implicaría que las correspondientes instalaciones percibieran un precio *inferior* al del mercado mayorista.

Esta posibilidad podría no encajar con lo previsto en la Ley del Sector Eléctrico¹⁴, por lo que se considera necesario aclarar en el articulado de la propuesta que la

¹³ Según lo previsto en el artículo 34 del RD 413/2014 ('Renuncia temporal al régimen retributivo específico para las cogeneraciones y las instalaciones a las que se refieren los apartados 2, 3 y 4 del artículo 33'), y en el artículo 1 ('Renuncia de las cogeneraciones al régimen retributivo específico a los efectos de la aplicación del mecanismo regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo') del Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles.

¹⁴ Según el apartado 7 del artículo 14 ('Retribución de las actividades') de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, «*Excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos [...] Este régimen retributivo, adicional a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, estará compuesto por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo. [...]*»

suma de la retribución específica y el ajuste transitorio no puede resultar en un valor negativo.

Sobre la estimación del coste de la biomasa

La propuesta de Orden indica que, en ausencia de unas referencias a un mercado organizado de biomasa que permitan establecer una tasa anual o índice fiable de incrementos en su precio, se mantiene el valor del 1% para la tasa de actualización e incremento anual de la biomasa establecido en su día en la Orden IET/1045/2014. Sin embargo, al igual que la evolución de costes de otras materias primas, los costes de explotación asociados a la extracción y transporte de la biomasa han crecido por encima de ese punto porcentual anual. El alza en los precios tanto de distintos combustibles fósiles, como de los derechos de emisión que su utilización acarrea ha originado, un efecto sustitución, incrementando la demanda de biomasa en usos que tradicionalmente habían sido satisfechos mediante dichos combustibles fósiles, tanto en el sector terciario y residencial como, sobre todo, en la industria.

Por ello se recomienda establecer una metodología que contemple la evolución de los precios de estas materias primas, a partir de información elaborada periódicamente por instituciones públicas o privadas. Se podría utilizar un índice sintético a partir de las transacciones declaradas en la compraventa de las distintas formas de biomasa, sujeta a posibles contrastes periódicos, sería, aunque imperfecto, preferible a un incremento fijo de un 1%, en tanto que este porcentaje no reflejaría la evolución del coste del aprovisionamiento integral de la biomasa a lo largo de toda su cadena de valor.

Sobre los coeficientes de ponderación de los futuros de gas natural y electricidad

La fórmula del precio utilizada para la estimación del gas natural para el año 'n' reflejada en el artículo 7 de la propuesta solo pondera, para la componente correspondiente al mercado MIBGAS, los futuros mensuales de los dos primeros meses del año (para la componente correspondiente al NBP sí contempla los doce meses). De la MAIN se deduce que esta distinción se debería a que antes del 30 de noviembre del año anterior al año 'n' no se espera disponer de cotizaciones de futuros mensuales en MIBGAS a partir de marzo del año 'n' (o no con una liquidez suficiente, al menos). Sin embargo, tampoco se incluyen el resto de los productos mensuales en el ajuste que se prevé al finalizar el año en la disposición transitoria tercera, cuando ya se contaría con negociación de todos los productos mensuales.

Igualmente, la ponderación que se da a los productos del primer y segundo trimestre en el ajuste anual es superior a la de los otros dos trimestres. De mantenerse esta ponderación en el ajuste se estaría dando un mayor peso a los primeros meses del año, que suelen contarse entre aquellos con los precios de gas más elevados de cada ejercicio. Teniendo en cuenta que, con carácter general, la producción de las instalaciones objeto de la propuesta se distribuye a lo largo de todo el año, se propone considerar en la fórmula del ajuste anual una ponderación más equilibrada a lo largo del año.

De otro lado, la gestión que los titulares de las plantas de generación hacen de su riesgo de precio se vería facilitada si la propuesta procurara una coincidencia (y, por ende, simplificación) de los coeficientes de ponderación planteados para los distintos futuros cotizados a un mismo horizonte temporal, ya sean de subyacente gas o electricidad. Unos y otros están correlacionados, y es la forma natural en que los operadores contratarían la cobertura de sus compras de gas y ventas de electricidad, respectivamente, conforme a su aversión al riesgo.

Sobre los coeficientes de ponderación correspondientes a 2024 para la aplicación del artículo 22 del RD 413/2014

La disposición adicional segunda establece los 'Valores de los coeficientes de ponderación a considerar para la aplicación del artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio'. En particular, los coeficientes correspondientes a los futuros trimestrales del cuarto trimestre de 2024 y a los futuros mensuales de los meses de abril a diciembre de 2024 son nulos. Atendiendo al tiempo transcurrido desde la elaboración de la propuesta, fechada el 25 de abril de 2023, se recomienda ampliar el número de futuros a considerar (es decir, aquellos con un coeficiente de ponderación distinto de cero).

Sobre los precios considerados para la RO del segundo semestre de 2023

La disposición transitoria segunda trata de las 'Particularidades de cálculo de la retribución a la operación del segundo semestre del año 2023', cálculo para el cual la propuesta toma como referencia las cotizaciones de los futuros del tercer y cuarto trimestre negociados en OMIP y MIBGAS (y para los productos de Fuel Oil y Gas Oil tomados como referencia) del 1 de enero al 31 de marzo de 2023. Atendiendo al tiempo transcurrido desde la elaboración de la propuesta, fechada el 25 de abril de 2023, se recomienda actualizar el horizonte temporal de las cotizaciones consideradas, de tal forma que permita que los sujetos puedan cubrirse en esa misma referencia

Sobre el coeficiente de apuntamiento

La propuesta incluye referencias al coeficiente de apuntamiento tecnológico tanto en sus artículos 10 y 11 (que tratan de la metodología de actualización de la RO en las instalaciones de cogeneración y de biomasa, respectivamente) y en el ajuste anual transitorio por desviación del precio del mercado de la electricidad (objeto del apartado 2 de la disposición transitoria tercera); esta última contempla sendos coeficientes de apuntamiento, estimado y real, que afectarían a los precios de mercado estimado y reconocido, respectivamente, para el año 'n'. El coeficiente de apuntamiento debería ser de aplicación solo a la componente *spot* (correspondiente al precio medio anual del mercado diario e intradiario) de los respectivos precios de mercado, y no a las componentes ligadas a los precios de los futuros a distintos horizontes temporales, pues el apuntamiento únicamente refleja el ingreso obtenido en términos medios por parte de la cogeneración con respecto a dichos precios *spot*¹⁵.

Sobre la modificación de la Orden TED/1161/2020 (subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables)

La disposición final primera de la propuesta de orden elimina el punto 2 del artículo 8 ('Garantía de competencia') de la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre¹⁶, que determinaba que el volumen calificado debía ser un 20% superior al cupo de cada producto a subastar y, en caso contrario, el cupo debía reducirse hasta cumplir dicha relación, afectando la misma reducción a las reservas mínimas¹⁷.

Se valora positivamente dicha eliminación puesto que, en primer lugar, la propia Orden TED/1161/2020 en su artículo 8.1 garantiza que el volumen de producto

¹⁵ Fuera del ámbito de la propuesta ahora objeto de informe, esta misma reflexión cabe hacerla del vigente artículo 22.3 del RD 413/2014, en la redacción dada por el RDL 6/2022.

¹⁶ Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025.

¹⁷ "2. Con posterioridad al proceso de calificación y antes de la celebración de la subasta, la entidad administradora de la subasta verificará que el volumen de producto efectivamente calificado sea, al menos, un 20 % superior al cupo de cada producto a subastar.

En el caso de no cumplirse la relación anterior, se procederá a la reducción automática del cupo de dicho producto a subastar hasta satisfacer dicha relación, obteniéndose un cupo reducido. Asimismo, las reservas mínimas de dicho producto se reducirán, en su caso, en la misma proporción, obteniéndose unas reservas mínimas reducidas. Los valores del cupo y reservas mínimas reducidos serán comunicados por la entidad administradora de la subasta a los sujetos calificados."

ofertado en la subasta debe superar el 20% del volumen a subastar¹⁸ resultando, por tanto, más restrictivo imponer dicha limitación antes de comenzar la subasta, ya que se puede ofertar en la subasta un volumen inferior al calificado. Se evita dar información a los agentes en situaciones de poca competencia, sin menoscabo de garantizar un exceso de oferta del 20% en la subasta, tal y como ya había señalado esta Comisión en su informe sobre el desarrollo y mejoras tras la celebración de la primera subasta. Adicionalmente, se considera adecuada la supresión del punto 2, en tanto que la reducción automática del cupo después de la calificación y antes de la subasta proporciona a los participantes información sobre un exceso de oferta reducido, lo que puede dar lugar a un cambio en las expectativas de los participantes y a la modificación de sus pujas en la subasta¹⁹.

No obstante, en la nueva redacción del artículo 8 se mantiene que el exceso de oferta del 20% debe cumplirse también por reserva mínima (artículo 8.3), de modo que si no existiese cupo neutro y el exceso de oferta agregado fuera inferior al 20%, la verificación de la garantía de competencia en términos agregados penalizaría siempre a la reserva mínima con mayor exceso de oferta, que vería reducido su volumen en la misma cuantía que el volumen agregado (artículo 8.2) pese a tener un exceso de oferta superior al 20%. En este sentido, si no existiese cupo neutro, y por tanto posibilidad de competencia entre tecnologías, sería recomendable que se establecieran cupos diferentes en lugar de reservas mínimas dentro de un mismo cupo, siendo, por tanto, el proceso de casación independiente para cada uno de los cupos en tanto que el concepto de reserva mínima quedaría circunscrito únicamente a situaciones en las que haya un cupo neutro dentro en un producto o cupo.

Por el contrario, si se quisiera mantener la competencia entre las tecnologías, el proceso de casación debería ser agregado, con reservas mínimas y cupo neutro. No obstante, en este caso se recomienda verificar en primer lugar el exceso de oferta por reserva mínima y no en términos agregados y, al objeto de garantizar un exceso de oferta del 20% también en el cupo neutro, calcular su exceso de oferta como la diferencia de la oferta agregada y el mínimo entre el volumen de reservas mínimas incrementado en un 20% y el volumen ofertado en dichas

¹⁸ “1. Conforme al artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, se establece que el volumen de producto ofertado deberá superar en, al menos, un 20 % al volumen de producto a subastar, para lo cual se actuará de acuerdo con lo establecido en el presente artículo.”

¹⁹ En este sentido, el “Informe sobre el resultado de la subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables, celebrada el 19 de octubre de 2021, y su efecto en el funcionamiento del mercado eléctrico y en el fomento de energías renovables”, de 20 de enero de 2022 (Expediente SUB/DE/004/21) describía esta problemática: “[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]”.

reservas. Si el exceso de oferta así resultante fuera inferior al 20%, se reduciría el cupo neutro para que dicha relación se cumpliera, obteniéndose un nuevo cupo reducido.

En este sentido se propone que los puntos 2 y 3 del artículo 8 de la Orden TED/1161/2020 queden redactados de la siguiente manera (subrayado y en negrita el texto a incorporar y tachado el texto a eliminar respecto a la redacción incluida en la propuesta de orden) bajo el supuesto de que solo existan reservas mínimas si existe cupo neutro²⁰:

2. Dentro del proceso de casación de la subasta, para cada producto, la entidad administradora de la subasta verificará que el volumen total ofertado para dicho producto supera en, al menos, un 20 % al cupo de producto a subastar. Dicho porcentaje podrá ser incrementado por razones técnicas o económicas debidamente justificadas en la resolución por la que se convoque la subasta.

En el caso de no cumplirse la relación anterior, se procederá a la reducción automática del cupo de dicho producto subastado hasta satisfacer dicha relación, obteniéndose un cupo reducido.

3. Dentro del proceso de casación de la subasta, en el caso de que se establezcan reservas mínimas de producto y cupo neutro, la relación establecida en el apartado 2 deberá ser satisfecha, primero para cada reserva establecida en la misma. En caso de no alcanzarse la relación requerida entre el volumen ofertado y la reserva mínima, la reserva mínima se reducirá hasta satisfacer dicha relación. Al objeto de garantizar un exceso de oferta del 20% también en el cupo neutro, se calculará el exceso de oferta del cupo neutro como la diferencia de la oferta agregada y el mínimo entre el volumen de reservas mínimas incrementado en un 20% y el volumen ofertado en dichas reservas. Si dicho exceso de oferta fuera inferior al 20%, se reduciría el cupo neutro para que dicha relación se cumpliera, obteniéndose un nuevo cupo reducido.

Adicionalmente, la disposición final primera de la propuesta de orden modifica el contenido del artículo 10 de la Orden TED/1161/2020 cambiando el orden en el que se realiza el proceso de casación, de modo que primero se revisa la garantía de competencia y después se descartan aquellos tramos de las ofertas cuyo precio sea superior al precio de reserva o inferior al precio de riesgo, desligando así la garantía de competencia de las consideraciones de precio. Cabe señalar que, si bien los precios de reserva son una salvaguarda de la competencia de la subasta, las asimetrías de información (información incompleta) que enfrenta el legislador podrían conducir a infraestimar dicho precio. En este sentido,

²⁰ En caso de que no exista cupo neutro, las reservas mínimas pasarían a ser cupos (o productos) independientes.

infraestimar el precio de reserva y aplicar después la garantía de competencia distorsionaría en mayor medida el resultado de la subasta conduciendo a una asignación inferior. Por ello se valora positivamente la modificación del orden en el que se realiza la casación.

V. CONCLUSIONES

La propuesta de Orden por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación (RO) de las instalaciones con régimen retributivo específico y se aprueban nuevas instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos da cumplimiento al mandato establecido en el artículo 5.9 del Real Decreto-ley 6/20220, de 29 de marzo. La propuesta recoge parte de las recomendaciones hechas por esta Comisión a propuestas normativas previas que tenían por objeto la actualización periódica de la RO, en particular en relación con las referencias de precios de hidrocarburos y de derechos de emisión; no ha sido este el caso respecto a la biomasa.

Aun admitiendo la dificultad que entraña hacer una estimación robusta de la diversidad de combustibles que la biomasa engloba, se aconseja identificar referencias válidas a partir de informes de seguimiento de los precios de las distintas formas de biomasa elaborados periódicamente por instituciones públicas o privadas, con el fin de construir un índice más representativo de la evolución de su precio que la tasa de actualización del 1% anual propuesta.

Los ajustes por desviaciones en los precios del gas no deberían aplicarse al primer semestre de 2023, sino únicamente a partir del momento en que sea efectiva la propuesta, permitiendo a los agentes establecer sus coberturas de acuerdo con la cesta de futuros prevista. De otro lado, si para estas instalaciones se establece un horizonte de cálculo anual para los ajustes de la RO, cabría considerar un horizonte igualmente anual (y no trienal o por semiperiodo) para el cálculo de su retribución a la inversión.

La estimación del precio del gas natural se entiende referida al punto virtual de balance, en cuyo caso su formulación podría simplificarse, eliminando la referencia a las mermas, la proporción de suministros cubiertos mediante regasificación, así como los peajes de regasificación y entrada a transporte.

Cabría asimismo considerar los mismos coeficientes de ponderación para los futuros cotizados a un mismo horizonte temporal de gas y de electricidad; están correlacionados y la coincidencia facilitaría la contratación de coberturas.

La propuesta plantea repartir en doce partes iguales el ajuste anual transitorio por desviación del precio del gas natural y del precio del mercado; esto complica

su aplicación práctica, por lo que se propone ajustar cada mes conforme a la desviación registrada en ese mismo mes del año anterior.

Convendría aclarar expresamente si el valor de los posibles ajustes transitorios negativos podría superar el total de la retribución específica otorgada.

Las modificaciones incluidas en los artículos 8 y 10 de la Orden TED/1161/2020 y las consideraciones de desligar la garantía de competencia de los precios de reserva, son acordes con las recomendaciones de la CNMC en su Informe SUB/DE/004/21. Se propone una nueva redacción de los apartados 2 y 3 del artículo 8 de dicha Orden para que: (a) se establezcan cupos diferentes, en lugar de reservas mínimas en caso de ausencia de cupo neutro en el que las tecnologías puedan competir, o (b) en el caso de que se establezcan reservas mínimas con cupo neutro, que se verifique en primer lugar el exceso de oferta por reserva mínima, y no en términos agregados, y que se calcule el exceso de oferta del cupo neutro como la diferencia de la oferta agregada y el mínimo entre el volumen de reservas mínimas incrementado en un 20% y el volumen ofertado en dichas reservas, al objeto de garantizar un exceso de oferta del 20% también en el cupo neutro.

VI. ANEXO 1: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones públicas:

- Ente Regional de la enregía (EREN) - Junta de Castilla y León
- Consejo de Consumidores y Usuarios - Ministerio de Consumo

Asociaciones:

- Asociación de empresas para el desimpecto ambiental de los Purines (ADAP)
- Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA)
- Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN ESPAÑA)
- Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN)
- Asociación Nacional de Empresas de Aceite de Orujo de Oliva (ANEO)
- Asociación Española de Fabricantes de Pasta, Papel y Cartón (ASPAPPEL)
- Asociación Española de Fabricantes de Ladrillos y Tejas de Arcilla Cocida (HISPALYT)

Empresas:

- ACCIONA
- APAYCACHANA 6, S.L.
- AZUCARERA
- BELTAINE RENOVABLES, S.L.
- BOIRO ENERGÍA
- COGENERACIÓN DEL NOROESTE, S.L.
- CONOSOL
- DEPURACIÓN DESTILACIÓN RECICLAJE, S.L.
- DS SMITH SPAIN, S.A.
- ENCE
- FINANCIERA MADERERA, S.A.
- FORESTAL DEL ATLÁNTICO, S.A.
- GRUPO ZERO WASTE ENERGY
- IGNIS

- KOMMUNALKREDIT AUSTRIA, A.G.
- MAGNON GREEN ENERGY, S.L.U.
- NEO SC EL GRADO, S.L.U.
- REE
- VISCOFAN

VII. ANEXO 2: SÍNTESIS DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]