

INFORME A LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE ACTUALIZACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES TIPO CUYOS COSTES DE EXPLOTACIÓN DEPENDAN ESENCIALMENTE DEL PRECIO DEL COMBUSTIBLE Y SE ACTUALIZAN SUS VALORES DE RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN DE APLICACIÓN A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2024.

(IPN/CNMC/034/23)

CONSEJO. PLENO

Presidenta

D.^a Cani Fernández Vicién

Consejeros

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

Secretario

Don Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 19 de diciembre 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 tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible y se actualizan sus valores de retribución a la operación de aplicación a partir del 1 de enero de 2024’* (en adelante *‘la propuesta de orden’* o *‘la propuesta’*), 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 20 de junio de 2023 el Pleno de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) aprobó el informe **IPN/CNMC/014/23**¹ sobre una propuesta de orden cuyo objeto principal era el establecimiento de una metodología de actualización de la retribución a la operación (en adelante RO) para aquellas instalaciones tipo (IT) cuyos costes dependan esencialmente del precio del combustible (cogeneración, biomasa y tratamiento y reducción de residuos), mandato incluido en el artículo 5.9 del Real Decreto-ley 6/2022². Como resultado de dicha metodología, se establecían asimismo los valores de la RO que se habrían aplicado durante el segundo semestre de 2023.

Con fecha 23 de noviembre de 2023 tiene entrada en el registro de la CNMC oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) adjuntando para informe esta nueva 'Propuesta de orden por la que establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible y se actualizan sus valores de retribución a la operación de aplicación a partir del 1 de enero de 2024', acompañada de la correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN). En esa misma fecha 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 (con finalización el 11 de diciembre).

Esta Propuesta de orden **sustituiría por tanto a la Orden IET/1345/2015**³, de 2 de julio, y desarrolla el artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio⁴.

¹ <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc01423>

² 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. [...]*»

³ 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.

⁴ Artículo 20.3. del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio establece que «*Al menos anualmente se revisará, de acuerdo con la metodología que reglamentariamente se establezca, la retribución a la operación para aquellas instalaciones tipo a las que resulte de aplicación y cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.*»

II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

La nueva propuesta de orden (la propuesta) consta de un preámbulo, dieciséis artículos, dos disposiciones adicionales, cinco disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, tres disposiciones finales y tres anexos.

Capítulo I: Objeto y ámbito de aplicación

El **artículo 1** define el objeto de la propuesta; el **2** detalla su ámbito de aplicación, que comprende las IT cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible .

Capítulo II: Metodología de actualización de la retribución a la operación para las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos

El **artículo 3** establece una periodicidad trimestral para la actualización de la RO; los parámetros serán de aplicación desde el día 1 del primer mes del trimestre de actualización.

El **artículo 4** define las variables fundamentales a partir de las cuales se calcula la actualización de la RO de las IT de cogeneración y tratamiento de residuos: estimación del precio del mercado eléctrico, de los precios de los derechos de emisión y del precio de los combustibles. 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), y **8** (precio de hidrocarburos líquidos).

El **artículo 9** define la metodología de actualización de la RO de las IT de cogeneración y tratamiento de residuos, para la cual se establecen nuevas fórmulas y variables.

El **artículo 10** establece una exención de la aplicación del sistema de ajuste por desviaciones en el precio del mercado regulado en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio (RD 413/2014) para las cogeneraciones y plantas de tratamiento de residuos; no así para las biomásas.

Capítulo III. Metodología de actualización de la retribución a la operación para las instalaciones tipo de biomasa

El **artículo 11** establece una periodicidad anual para la actualización de la RO de las instalaciones de biomasa; los parámetros serán de aplicación desde el día 1 de enero del año de la actualización.

El **artículo 12** define las variables fundamentales a partir de las cuales se calcula la actualización de la RO de las IT de biomasa: estimación del precio del mercado eléctrico y del precio del combustible. El **artículo 13** establece la fórmula para la estimación del precio de la biomasa y el **14** la metodología de actualización de su RO, para la cual se establecen nuevas fórmulas y variables.

El **artículo 15** introduce la formulación para la determinación de un ajuste anual por desviación del precio del combustible para las IT de biomasa, que la CNMC deberá liquidar al finalizar cada año desde el fin de 2024.

Capítulo IV. Valores de la retribución a la operación para el año 2024

El **artículo 16** establece los valores de la RO para el año 2024 (primer y segundo trimestre para las ITs de cogeneración y de tratamiento de residuos y para todo el año 2024 para las ITs de biomasa), calculados de acuerdo con la metodología establecida en la propuesta y las variables incluidas en los Anexos I ('Parámetros establecidos en los artículos 9 y 14 para los años 2024 y 2025') y II ('Datos para la estimación de precios de combustibles: gas natural, gasóleo y fuelóleo para el primer semestre de 2024 y biomasa para todo el año 2024').

La **disposición adicional primera** 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, atendiendo a, entre otros factores, la liquidez de los distintos productos negociados en los mercados, resultante del cual realizará antes del 30 de noviembre de cada año una propuesta no vinculante de los coeficientes de ponderación previstos en la orden.

La **disposición adicional segunda** establece los coeficientes de ponderación correspondientes al año 2024 para la aplicación del artículo 22 del RD 413/2014 (del cual quedarán excluidas a partir de ahora cogeneraciones y plantas de tratamiento de residuos, conforme a la exención del artículo 10 de la propuesta).

La **disposición transitoria primera** establece que los valores de RO incluidos en el Anexo III serán de aplicación desde el 1 de enero de 2024

Como consecuencia de la adaptación de la metodología, las disposiciones **transitorias segunda y cuarta** establecen una serie de particularidades para el cálculo de la RO de, respectivamente, el primer y segundo trimestre, y el tercer y cuarto trimestres del año 2024 para las IT de cogeneración y tratamiento de residuos; la **transitoria tercera** establece en consecuencia un ajuste a posteriori

único (que no se repetirá) por desviación del precio del mercado eléctrico y del precio del gas natural durante el primer semestre de 2024 para dichas IT.

La **disposición transitoria quinta** define unas particularidades de cálculo del precio de combustible reconocido para el año 2024 para las IT de biomasa.

La **disposición derogatoria única** deroga la metodología actual (establecida por la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio), así como cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en esta propuesta.

La **disposición final primera** introduce unas modificaciones a 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».

III. CONSIDERACIONES GENERALES

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

La propuesta da cumplimiento al desarrollo de la metodología prevista en el artículo 5.9 del Real Decreto-ley 6/2022, que prevé el desarrollo de un nuevo procedimiento de actualización de la RO de las instalaciones cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio de los combustibles, en sustitución del vigente, introducido por la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio.

Se valora positivamente que en esta nueva propuesta se incorporan varias de las principales recomendaciones hechas por la CNMC en sus informes a las sucesivas propuestas de actualización o revisión de la RO y, en particular, con motivo del anteriormente citado expediente IPN/CNMC/014/23, referido a una versión previa del mismo procedimiento que ahora es objeto de análisis.

En particular, por lo que respecta a cogeneraciones y tratamiento de residuos:

- Se acorta el periodo de actualización, volviendo al trimestral que se empleó durante los años previos a la implantación del régimen retributivo específico. Eso permitirá acortar el desfase temporal entre precios soportados y reconocidos en mercados potencialmente muy volátiles, como el de los combustibles fósiles.

- Se toma el MIBGAS como referencia, obviando cotizaciones no comunitarias (*Henry Hub*) u otras europeas que, tras la disrupción del suministro de gas ruso, se han mostrado menos representativas del suministro a los grupos de generación en España y Portugal.
- El precio del combustible se compone de una cesta que pondera productos a distintos horizontes temporales, de forma análoga a como se estima el precio del mercado mayorista de electricidad con productos de OMIP.
- El precio del gas natural se refiere al gas ya puesto en el punto virtual de balance, lo cual simplifica significativamente la formulación empleada en la propuesta previa, que ponderaba distintas procedencias de la materia prima, añadía mermas, otros costes de transporte, etc.
- Se utilizan estimaciones *ex ante* para calcular la retribución del RO, lo que permite que los agentes se cubran en los mercados de futuros y evita un laborioso mecanismo de ajustes *ex post*.
- Para las cogeneraciones que utilizan como combustible hidrocarburos distintos del gas natural se toma como referencia la cotización de los productos de bajo índice de azufre, no la del barril de crudo Brent.

De otro lado, para las biomasas encuadradas en los subgrupos b.6 y b.8 conforme al artículo 2 del RD 413/2014, se atiende la recomendación de actualizar con índices distintos del 1% anual al menos los costes de transporte y de mano de obra.

Sobre la metodología y periodicidad de la actualización de los parámetros

La nueva metodología propuesta se alinea con los principios de una regulación económica eficiente, en concreto con una mayor orientación a los costes de mercado, así como una mayor transparencia al simplificar las variables y los coeficientes utilizados en las fórmulas de actualización.

La propuesta incorpora en sí dos metodologías diferentes: una aplicable a las IT de cogeneración y de tratamiento de residuos, y otra para las instalaciones de biomasa, cuya distinción viene motivada fundamentalmente por el hecho de que cogeneraciones y plantas de tratamiento de residuos perciben siempre una RO no nula, con lo cual su retribución a la inversión (Rinv) depende casi exclusivamente de la inversión pendiente de amortizar, la rentabilidad razonable establecida y los años de vida útil regulatoria. Es decir, la Rinv de cogeneraciones y residuos es prácticamente independiente de los vaivenes de los precios, ya sean del mercado eléctrico o de los combustibles fósiles. Por el contrario, las instalaciones de biomasa pueden percibir o no RO en función de la relación existente entre el coste de su combustible y el precio

medio del mercado mayorista de electricidad; cuando su RO es nula, los precios de la electricidad y del combustible sí influyen en el cálculo de la Rinv.

Este hecho justifica el diferente tratamiento, para la cogeneración y tratamiento de residuos por un lado y biomasa de otro, en la metodología de actualización de la retribución a la operación.

Para las ITs de cogeneración y residuos la metodología propuesta asume que la estimación de precios empleada para la actualización de la RO puede ser diferente de la utilizada para el cálculo de la Rinv en las correspondientes órdenes de parámetros retributivos de cada semiperiodo regulatorio, pues no existe apenas influencia mutua entre RO y Rinv. Además, la alta volatilidad de los mercados de combustibles fósiles justifica una reducción del periodo de actualización, llevándolo a un horizonte trimestral, más cercano a la contratación de los productos.

Este hecho, junto con la introducción de una cesta de precios que pondera distintos valores de futuros con fechas de entrega anual, trimestrales y mensuales, permitiría evitar un ajuste a posteriori por desviación de los precios estimados (tanto de la electricidad, en aplicación del artículo 22 del RD 413/2014, como del gas o fuel), que por el contrario resultaba necesario en la propuesta anterior. Una sola vez se aplicará un ajuste derivado del cambio de metodología, para hacer una transición entre las ROs establecidas para el primer y el segundo semestre de 2024, respectivamente, porque los titulares de las plantas no han tenido la oportunidad de cubrirse en los mercados de futuros para el primer semestre de 2024 según la metodología planteada.

Este cambio metodológico requiere la modificación del artículo 22 del Real Decreto 413/2014, para excluir de su aplicación a cogeneraciones y plantas de tratamiento de residuos (no así las biomasas). 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 energía⁵ contemplaba dicha modificación⁶, que sería corroborada por el artículo 10 de la actual propuesta.

⁵ Objeto del expediente IPN/CNMC/013/23, aprobado por el Pleno de la CNMC en sesión de 31 de octubre de 2023.

⁶ 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.».

Una vez definidos los mecanismos de estimación de las principales variables que afectan al coste de explotación de estas instalaciones, la metodología utiliza una fórmula de actualización simplificada con respecto a la propuesta precedente, obviando complejas matrices de coeficientes correctores que aparecían en la propuesta de orden objeto del informe de la CNMC IPN/CNMC/014/23, lo que redundaba en una mayor transparencia y predecibilidad.

Por su parte, para las ITs de biomasa, la metodología de actualización mantiene un horizonte temporal anual, motivado por una menor volatilidad en los costes de adquisición de la biomasa. Para estas instalaciones, las mismas estimaciones de precio del mercado eléctrico y del combustible aplican tanto a la actualización de la RO como de la Rinv; así, la estimación del precio de mercado eléctrico (y los ajustes por las desviaciones habidas respecto al mismo) se siguen determinando mediante la aplicación del artículo 22 del RD 413/2014.

IV. CONSIDERACIONES PARTICULARES

Sobre el coste de comercialización del gas natural

La propuesta establece una estimación del coste del gas soportada por una cesta de productos (anual, trimestrales y mensuales) únicamente del mercado ibérico del gas (MIBGAS) y referidos al Punto Virtual de Balance, al que se añaden los correspondientes costes de cargos, tasas y cuotas que resulten de aplicación⁷, conforme a las consideraciones planteadas por la Comisión en informes anteriores.

No obstante, hay que tener en consideración que las instalaciones de cogeneración y tratamiento de residuos son mayoritariamente clientes finales en el uso del gas natural, por lo que existe una diferencia entre el precio del coste de cotización previsto en la propuesta y el precio final pagado por el titular de la instalación a su comercializador. Por consiguiente, **se sugiere la incorporación de un término adicional, representativo del coste de comercialización** repercutido por los suministradores de gas a los titulares de las instalaciones de generación.

⁷ Según la MAIN: «Se modifica la fórmula de estimación del coste de peajes para incluir solamente los costes, cargos, tasas y cuotas aplicados en los puntos de salida de la red local, en consonancia con la estimación del precio del gas natural que se realiza en el Punto Virtual de Balance.» Los 'Datos utilizados para el gas natural' que comprenden, entre otros, los términos de peajes de redes locales, y el coste del almacenamiento subterráneo y la regasificación, son objeto del apartado 'B' del Anexo II ('Datos para la estimación de precios de combustibles: gas natural, gasóleo y fuelóleo para el primer semestre de 2024 y biomasa para todo el año 2024') de la propuesta.

Sobre los costes logísticos de los hidrocarburos distintos del gas natural

La estimación de precios de los hidrocarburos líquidos introduce asimismo las recomendaciones hechas por la CNMC, de modo que la referencia propuesta se encuentra ligada a las cotizaciones de productos de bajo azufre (*Low Sulphur Fuel Oil*, LSFO), y no a la evolución del barril de crudo Brent. De otro lado, la propuesta podría infravalorar los costes logísticos reconocidos, que estima en **40 €/t para el aprovisionamiento de fuelóleo, gasóleo y GLP**. Aunque la MAIN no ofrece más información al respecto⁸, este valor parece corresponderse con el coste del producto puesto en puerto, en cuyo caso no contemplaría otros costes asociados - entre otros, costes de descarga, el almacenamiento en la terminal y el transporte por vía terrestre-, máxime considerando que se trataría de un valor promedio de aplicación a todas las instalaciones de cogeneración que consumen hidrocarburos líquidos, con independencia de su ubicación⁹, por lo que **se recomienda revisar este valor**.

Sobre la retribución a la operación de la biomasa

En lo relativo a los costes del combustible biomasa, la actual propuesta, como la precedente, sostiene que, en ausencia de unas referencias a un mercado organizado 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 este tipo de combustible establecido en su día en la Orden IET/1045/2014¹⁰.

Respecto a la ausencia de referencias de costes de biomasa, la CNMC recomendó en su informe previo 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

⁸ La única referencia a la logística reza como sigue: «Se reconoce un coste de 40 €/t en concepto de costes logísticos para el aprovisionamiento del fuelóleo, gasóleo y GLP.», que así es reproducida en el artículo 8 de la propuesta: «El precio estimado del fuelóleo [gasóleo, GLP] para el trimestre «k» del año «n» se obtendrá incorporando al precio internacional obtenido un coste de 40 €/t en concepto de costes logísticos.»

⁹ A la fecha de redacción de este informe permanecen de alta en el régimen retributivo específico unas 130 cogeneraciones a fuel, gasoil o GLP con una potencia total de más de 660 MW; aproximadamente la mitad están ubicadas lejos de la costa (y de las principales refinerías), y soportan por lo tanto unos mayores costes logísticos.

¹⁰ Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

porcentaje no reflejaría la evolución del coste del aprovisionamiento integral de la biomasa a lo largo de toda su cadena de valor¹¹.

No obstante, la propuesta sí incorpora parte de las recomendaciones vertidas anteriormente por la CNMC: para paliar la ausencia del citado índice de precios del combustible biomasa, se tienen en cuenta las variaciones interanuales del precio del transporte de dicho combustible¹² y del salario mínimo interprofesional (SMI). A este respecto, se prevé un mecanismo de ajuste por desviación en los precios de la biomasa, anual y a posteriori, que deberá calcular y liquidar esta CNMC¹³, y ello sin perjuicio de que tal y como se ha expuesto, para las biomásas, a diferencia de para las cogeneraciones y plantas de tratamiento de residuos, seguirá siendo de aplicación el artículo 22 ('Estimación del precio de mercado y ajuste por desviaciones en el precio del mercado') del RD 413/2014.

En este sentido, y a propósito de la actualización de los costes laborales, se considera que el indicador escogido (variación interanual del SMI) podría no ser el más adecuado a la estructura del sector, por lo que se recomienda, de estar disponible, la utilización de información sectorial específica.

Sobre las horas equivalentes de funcionamiento de las ITs con Rinv nula

El artículo 21 del RD 413/2014 (*'Correcciones de los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento de la misma'*) establece que la totalidad de los ingresos anuales procedentes del

¹¹ Es más, con efectos desde este ejercicio, cabría recoger un coste que no pudo ser contemplado en su momento por la parametrización de la TED/1045/2014: la certificación de la sostenibilidad de la biomasa. El Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocombustibles, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables, ha modificado el segundo párrafo del artículo 2.3 del RD 413/2014 como sigue: «Los biolíquidos, el biogás y los combustibles sólidos de biomasa deberán cumplir los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero establecidos en el título I del [RD 376/2022]. Asimismo, las instalaciones que utilicen estos combustibles deberán cumplir los requisitos de eficiencia energética establecidos en el capítulo V del título I del citado real decreto.»

¹² Conforme a la propuesta, se calcula el precio del transporte en el año «n-1», «como la media aritmética del índice total del precio medio por kilómetro de la Encuesta Permanente de Transporte de Mercancías por Carretera realizada por el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, de los cuatro últimos trimestres disponibles antes de finalizar el año «n-1» que, en caso de ser posible, serán el cuarto trimestre del año «n-2» y los tres primeros trimestres del año «n-1»».

¹³ En la correspondiente fórmula de ajuste, el combustible pondera un 40%, el transporte un 36% y los costes laborales un 24%. Aunque la MAIN no detalla cómo se ha llegado a inferir estos porcentajes, estarían alineados con los recogidos en alguna de las alegaciones sectoriales.

régimen retributivo específico (la RO incluida) de una instalación cuyo número de horas equivalentes de funcionamiento en un año no supere el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo correspondiente a su IT, serán reducidos conforme a un coeficiente reductor, y serán nulos si no supera el umbral de funcionamiento. El número de horas umbral y equivalentes de funcionamiento mínimo se establecen para cada IT mediante orden ministerial.

A este respecto, cabe señalar que en el actual semiperiodo regulatorio la totalidad de las instalaciones de tratamiento de purines y la mayoría de las instalaciones de cogeneración no perciben retribución a la inversión (Rinv), por estimarse que la inversión inicial en la que incurrió el promotor ha sido ya recuperada a través de los ingresos acumulados en el transcurso de la vida útil regulatoria de la instalación.

El mantenimiento de unas horas equivalentes mínimas y umbrales de funcionamiento para instalaciones que ya no perciben Rinv no resulta en puridad necesario desde un punto de vista regulatorio, puesto que su retribución específica se registrará únicamente por la producción efectiva que viertan a la red. Esos valores umbrales y mínimos solo tendrían pleno sentido cuando existe una Rinv que es fija y proporcional a la potencia instalada —siendo así que el fin último de la normativa es fomentar la producción a partir de energías renovables, la cogeneración de alta eficiencia y el tratamiento o valorización energética de residuos— para prevenir la posible remuneración indebida de instalaciones inactivas o con un índice de utilización anormalmente bajo, no compatible con el funcionamiento esperable de una empresa bien gestionada.

Adicionalmente, la exigencia de unas horas mínimas podría ser una barrera a la modulación horaria de las plantas en función del precio del mercado eléctrico de contado, lo cual podría provocar un funcionamiento poco eficiente en determinadas situaciones, tanto desde el punto de vista del titular de la planta como del de la operación del sistema.

De otro lado, la eliminación de esas horas umbral y mínimas para aquellas ITs a las que se atribuya una Rinv nula evitará aplicar posibles penalizaciones económicas a instalaciones que, ante variaciones en la coyuntura y correlación entre los precios de combustibles y electricidad, puedan requerir una operación más limitada y flexible, funcionando por menos horas, de acuerdo con el seguimiento de las señales de precios de los mercados en los que participan.

Sobre la revisión de los coeficientes de cobertura

La disposición adicional primera de la propuesta prevé que esta CNMC *«elaborará anualmente un informe sobre la replicabilidad del precio estimado del*

mercado eléctrico por parte de los titulares de instalaciones [de cogeneraciones y residuos, cabe entender, pero no de biomásas] y el precio estimado del gas natural por parte de los comercializadores de gas natural, en base a, entre otros factores, la liquidez de los distintos productos negociados en los mercados. En base a lo anterior, realizará una propuesta no vinculante de los coeficientes de ponderación previstos en esta orden, antes del 30 de noviembre del año anterior.»

El texto no lo especifica, pero estos coeficientes de ponderación serían los del artículo 7.2 de la propuesta, relativos al peso de los futuros anuales, trimestrales y mensuales de MIGAS en la cesta de precios considerada para la estimación de precio del gas natural.

A este propósito se hace ver que **los coeficientes que pudieran derivarse del informe elaborado por la Comisión antes del 30 de noviembre de un año «n-1»**, siendo «n» el año para el cual se calcula la RO, deberían publicarse con la debida antelación que permita a los titulares de las instalaciones replicar la ponderación de productos a plazo que se utilicen en dicho cálculo. Así, por ejemplo, cabe señalar que el coeficiente a' se corresponde con el promedio de las cotizaciones de futuros anuales publicadas entre el 1 de junio y el 20 de diciembre del año «n-1», por lo que la existencia en la normativa de una posible modificación posterior al 1 de junio de los coeficientes crearía incertidumbre sobre las coberturas que deben realizar estos sujetos en el año n-1.

Sobre los coeficientes de ponderación de los futuros eléctricos en 2024

La disposición adicional segunda de la propuesta establece los valores de los coeficientes de ponderación a considerar para la aplicación del artículo 22 del RD 413/2014 para los ejercicios 2024, de un lado, y 2025 y posteriores, de otro.

En el caso de 2024, debe tenerse presente que no ha sido posible cumplir el plazo previsto con carácter general en el propio artículo 22.3¹⁴ del repetido RD 413/2014 y, por otra parte, los titulares de las instalaciones dispondrán de un margen de tiempo muy limitado para fijar las cotizaciones de los productos más inmediatos una sea publicada la propuesta (es más, puede producirse la publicación comenzado ya 2024, por lo que no habría ya cotización para el

¹⁴ El artículo 22.3 del RD 413/2014 establece que “Para los años 2024 y 2025, la ponderación de los precios de los mercados de futuros en la cesta de precios será igual o superior al 50 % y al 75 %, respectivamente. Los valores concretos de los coeficientes correspondientes a los años 2024 y 2025 serán fijados por Orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delgada del Gobierno para Asuntos Económicos, antes del 1 de julio del año anterior.”

producto anual, el primer trimestre y el mes de enero, que por otra parte son los que ostentan mayor ponderación en los coeficientes propuestos.

De acuerdo con lo anterior, teniendo en cuenta las fechas en las que se ha tramitado la propuesta, y aun reconociendo la conveniencia de continuar avanzando en la indexación de la estimación del precio del mercado eléctrico al mercado plazo, **se recomienda revisar la distribución de estos coeficientes** de modo que, cumpliendo el volumen mínimo de indexación al mercado a plazo de al menos 50%,¹⁵ **no se corra el riesgo de que se incluyan en la ponderación productos cuya negociación vaya a expirar de forma inminente** (o incluso, en el extremo, hubieran expirado ya) a la entrada en vigor de la propuesta.

Sobre los ajustes por desviaciones de precios

La aplicación de la metodología propuesta en lo relativo al artículo 15 ('Ajuste anual por desviación del precio del combustible para las instalaciones tipo de biomasa') y la disposición transitoria tercera ('Ajuste transitorio a posteriori por desviación del precio del mercado eléctrico y del precio de gas natural en el primer semestre del año 2024 para las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos'), podría dar lugar a ajustes de signo negativo 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 Eléctrico¹⁶, por lo que se considera necesario **aclarar expresamente en el articulado de la propuesta que la suma de la retribución específica y los mencionados ajustes no podrá resultar en un valor total negativo.**

¹⁵ De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 22.3 del RD 413/2019, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

¹⁶ 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. [...]*»

Sobre los valores de los parámetros incluidos los anexos de la propuesta

El Anexo III de la propuesta, que recoge los valores de la RO detallados por IT, proporciona este parámetro para las ITs de código IT-51136, 51137, 51138, 51469 y 61195, que no parece hayan llegado a ser definidas en una anterior orden ministerial de parámetros retributivos. Recíprocamente, se echa en falta la RO de la IT-02077 y las ITs de ella derivadas (IT-12077, 32077 y 42077), que fue definida por la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre¹⁷; no obstante, no constan a esta Comisión en la actualidad instalaciones físicas clasificadas bajo dichas ITs.

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 tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible y se actualizan sus valores de retribución a la operación de aplicación a partir del 1 de enero de 2024’* da cumplimiento al mandato establecido en el artículo 5.9 del Real Decreto-ley 6/20220, de 29 de marzo, y por lo que respecta a las instalaciones de cogeneración y tratamiento de residuos, está alineada con las principales recomendaciones acumuladas en los distintos informes previos emitidos por esta Comisión a la actualización de la RO, muy en particular con el precedente directo que constituye el IPN/CNMC/014/23. De otro lado, para las instalaciones de biomasa, la propuesta atiende la recomendación de actualizar al menos los costes de transporte del combustible y mano de obra con un índice distinto del 1% anual.

El informe desgrana no obstante varias consideraciones particulares, que aluden, entre otros asuntos, a la toma en consideración de los costes de comercialización del gas natural y los costes logísticos de los hidrocarburos distintos del gas natural, que en una u otra medida son repercutidos por los titulares de las instalaciones de generación en tanto que consumidores de esos combustibles. Se recomienda también eliminar los ajustes a la retribución por no haber alcanzado las horas equivalentes de funcionamiento umbrales o mínimas en el caso de las instalaciones que ya no perciben retribución a la inversión, como tampoco contemplar ajustes que, sumados a la retribución específica, pudieran arrojar un resultado total negativo.

¹⁷ Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

De otro lado, y con impacto en las tecnologías distintas de la cogeneración y el tratamiento de residuos, a las que tras la entrada en vigor de la propuesta seguiría aplicando el artículo 22 del RD 413/2014, se aconseja reconsiderar los coeficientes propuestos en la ponderación de los futuros eléctricos para el ejercicio 2024, de modo que no se tomen en consideración productos que podrían estar incluso fuera de cotización cuando se publique la orden.

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

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones públicas:

- Consejo de Consumidores y Usuarios - Ministerio de Consumo
- Junta de Castilla y León

Asociaciones:

- Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN)
- Asociación de empresas para el desimpacto ambiental de los Purines (ADAP)
- Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN ESPAÑA)
- Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA)
- Asociación española de fabricantes de pasta, papel y cartón (ASPAPEL)

Empresas:

- Acciona
- Azucarera (AB Azucarera Iberia S.L.U.)
- Cogeneración del Noroeste (Conosol)
- Ence
- Financiera Maderera (FINSA)
- Grupo Zero Waste Energy
- Iberdrola España
- Magnon Green Energy, S.L.
- Neoelectra