

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ACTUALIZAN 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, A EFECTOS DE SU APLICACIÓN AL PERIODO REGULATORIO QUE TIENE SU INICIO EL 1 DE ENERO DE 2020

Expediente nº: IPN/CNMC/001/20

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xavier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 30 de enero de 2020

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta de Orden por la que se actualizan 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, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020, la Sala de Supervisión Regulatoria, 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 de los artículos 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:

1. ANTECEDENTES

El 9 de enero de 2020 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 (MITECO) adjuntando para informe la propuesta de orden por la que se actualizan 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, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020 (la propuesta), acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

1.1. Actualización de parámetros retributivos

El 31 de diciembre de 2019 finalizó el primer periodo regulatorio (de seis años de duración), de acuerdo con lo establecido en la disposición final primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio¹ (RD 413/2014).

El artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE) y el artículo 20 del RD 413/2014, establecen que al finalizar cada periodo regulatorio se podrán revisar los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, excepto la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial, mientras que al finalizar cada semiperiodo regulatorio, que tendrá una duración de tres años, se revisarán para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía, mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo (actual MITECO), previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Adicionalmente, los citados preceptos establecen que al menos anualmente, se revisará, de acuerdo con la metodología que reglamentariamente se establezca, la retribución a la operación para aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible. Dicha metodología se define en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio² (IET/1345/2015). Esta orden prevé que la revisión se realizará semestralmente.

Finalizado el primer periodo regulatorio, procede la revisión, con efectos a partir del 1 de enero de 2020, de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, objeto principal de la propuesta.

1.2. Rentabilidad razonable empleada en la actualización de parámetros

El mencionado artículo 14.4 de la LSE cita entre los parámetros susceptibles de revisión en cada periodo regulatorio el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable, que se fijará por norma con rango de ley; el procedimiento a seguir para proceder a dicha revisión es objeto del artículo 19 del RD 413/2014.

¹ 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.

² 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.

Esta rentabilidad fue fijada por el Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre³, que además introdujo en la LSE la disposición final tercera bis, la cual establece que, *«Excepcionalmente, para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico [Real Decreto-ley 9/2013], el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable fijada para el primer periodo regulatorio no podrá ser revisado durante los dos periodos regulatorios que se sucedan, de manera consecutiva, a partir del 1 enero de 2020.»*

Como resultado la rentabilidad razonable puede adoptar dos valores distintos: 7,398% o 7,09% en función de la siguiente casuística:

Para las instalaciones que tenían derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013 el valor de la rentabilidad razonable utilizado es del 7,398%. (En adelante nos referiremos a estas instalaciones como “instalaciones disposición final tercera bis.1”). Siempre y cuando estas instalaciones no inicien o hubieran iniciado un procedimiento arbitral o judicial fundado en la modificación del régimen retributivo especial operado con posterioridad al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo⁴ (RD 661/2007), en cuyo caso la rentabilidad razonable utilizada será de 7,09% (en adelante nos referiremos a estas instalaciones como “instalaciones a las que no resulta de aplicación la disposición final tercera bis.1”).

Finalmente, para las instalaciones a las que les ha sido otorgado el derecho a la percepción del régimen retributivo específico en convocatorias posteriores al Real Decreto-ley 9/2013, el valor de la rentabilidad razonable utilizado es del 7,09%.

Por lo tanto, una misma configuración en cuanto a tecnología, fecha de autorización de explotación, combustible etc. puede tener dos rentabilidades razonables distintas, lo que implica la duplicación de instalaciones tipo.

1.3. Plazo para la actualización de parámetros

De acuerdo a lo establecido en el artículo 14.4, párrafo segundo, de la LSE, *«Estos parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del [siguiente]*

³ Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.

⁴ Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente.»

Sin embargo, la disposición adicional única del Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, establece que «*Excepcionalmente, para el periodo regulatorio que comienza el 1 de enero de 2020, el plazo para la aprobación de la orden ministerial prevista en el artículo 20.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, [...] finalizará el 29 de febrero de 2020. Los parámetros resultantes de dicha revisión serán de aplicación desde el inicio del periodo regulatorio [es decir, el 1 de enero de 2020].»*

1.4. Envío para observaciones del Consejo Consultivo de Electricidad

El 9 de enero de 2020, 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 cinco días⁵ a contar desde el día siguiente hábil a la recepción de la documentación. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe.

2. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

El proyecto consta de una propuesta y su correspondiente MAIN; la propuesta consta de seis artículos, una disposición adicional, una disposición derogatoria y dos disposiciones finales, así como de seis anexos.

El artículo 1 establece el objeto de la propuesta, que incluye:

- La actualización de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para el periodo regulatorio entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025.
- La actualización de los valores de la retribución a la operación cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible, estableciendo dichos valores para el primer semestre de 2020.
- El establecimiento de nuevas instalaciones tipo para:
 - a) Las instalaciones a las que no resulta de aplicación la disposición final tercera bis.1 de la LSE⁶.

⁵ La SEE solicitó que tanto el informe como las alegaciones fueran remitidas a la mayor brevedad posible, pues la orden sería de aplicación a partir del 1 de enero de 2020

⁶ Instalaciones con retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, a las que no aplica la prórroga de rentabilidad razonable por dos periodos regulatorios definida en la disposición final tercera bis.1 de la LSE debido a que han renunciado

- b) Las instalaciones no incluidas en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono⁷.
- El establecimiento del procedimiento de reasignación aplicable a las instalaciones a las que no resulte de aplicación lo dispuesto en la repetida disposición final tercera bis.1 de la LSE.
 - Actualización de los valores del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación para las instalaciones tipo ubicadas en territorios no peninsulares.
 - Aprobación del precio de mercado estimado para cada año del primer semiperiodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2022.

El artículo 2 establece su ámbito de aplicación, para definir el cual se remite a las once sucesivas órdenes ministeriales por las que se han aprobado las distintas instalaciones tipo y sus parámetros retributivos.

El artículo 3 aprueba el precio de mercado estimado para cada año del tercer semiperiodo regulatorio (55,85 €/MWh para 2020, 52,54 €/MWh para 2021 y 49,36 €/MWh para 2022).

El artículo 4 aglutina la mayoría del contenido dispositivo mediante la remisión a un total de seis anexos, descritos más adelante.

El artículo 5 define el procedimiento para que las instalaciones incluidas (por defecto) en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono puedan solicitar, en su caso, la reasignación a la instalación tipo de características análogas pero adscrita a un sector no considerado en riesgo de fuga de carbono (Anexo I.B) y

fehacientemente a ella o tienen iniciados procedimientos arbitrales o judiciales fundados en la modificación de régimen retributivo especial operado con posterioridad al RD 661/2007.

La parametrización de estas instalaciones se ha actualizado considerando una rentabilidad razonable del 7,09%, distinta a la de las instalaciones acogidas a la prórroga (7,398%). Ello da lugar a que para una misma configuración existan dos posibles parámetros retributivos, y es necesario generar nuevas instalaciones tipo para cubrir estos casos.

⁷ Diferenciación introducida en el artículo 5 de la propuesta (ver más adelante) para tener en cuenta que las instalaciones que operan en un sector considerado en riesgo de fuga de carbono reciben mayor volumen de derechos gratuitos y por lo tanto tienen menores costes de explotación. Ello da lugar a que para una misma configuración existan dos posibles juegos de parámetros retributivos, cada uno correspondiente a una instalación tipo diferente.

con régimen retributivo específico más elevado, dado que habrá recibido una asignación gratuita de derechos de emisión mucho menor.⁸

El artículo 6 define el procedimiento para realizar la reasignación de las instalaciones afectadas por la disposición final tercera bis de la LSE, bien porque expresamente soliciten renunciar a la aplicación de la prórroga de la rentabilidad de 7,398% durante dos periodos regulatorios (luego pasarían a ser encuadradas entre las instalaciones tipo asociadas a la rentabilidad razonable del 7,09%), bien porque acrediten «*la terminación anticipada del procedimiento arbitral o judicial y la renuncia fehaciente a su reinicio o a su continuación, o la renuncia a la percepción de indemnización o compensación que haya sido reconocida como consecuencia de tales procedimientos*» (en cuyo caso pasarían a ser encuadradas entre las instalaciones tipo asociadas a la rentabilidad del 7,398%).

La disposición adicional primera establece que la propuesta surtirá efectos desde el 1 de enero de 2020, conforme a lo previsto por la disposición adicional única del Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre.

El Anexo I recoge el conjunto de las instalaciones tipo. En el apartado A incluye las ya aprobadas anteriormente (a efectos informativos); en el B, las nuevas instalaciones tipo creadas en la propuesta referentes a instalaciones no incluidas en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono, y en el apartado C las nuevas instalaciones tipo a las que no resulta de aplicación la disposición final tercera bis.¹ (es decir, a las que no aplica la prórroga de rentabilidad del primer periodo y que por lo tanto tienen una rentabilidad razonable de 7,09%).

El Anexo II incluye los parámetros retributivos para los años 2020 a 2022, salvo los relacionados con la retribución a la operación.

⁸ La propuesta diferencia la retribución específica que recibirá una instalación en función de si opera en sectores en riesgo o no de fuga de carbono. Esto supone la creación de un gran número de nuevas instalaciones tipo (incluidas en el Anexo I.B), porque las instalaciones que operan en sectores en riesgo de fuga de carbono reciben un mayor volumen de derechos de emisión gratuitos, por lo que afrontan costes de explotación por esta causa menores, y su retribución específica (una parte de la cual cubre el coste de los derechos de emisión no gratuitamente asignados), necesaria para alcanzar la rentabilidad razonable, sería inferior.

La MAIN indica que por defecto se han considerado las plantas de cogeneración y tratamiento de residuos incluidas en sectores en riesgo de fuga de carbono. No obstante, si el titular acredita que su instalación opera en un sector que no está en riesgo de fuga de carbono, puede solicitar su reasignación a la correspondiente instalación tipo (IT) incluida en el Anexo I.B, que tiene parámetros retributivos más elevados.

Dicho Anexo I.B consiste en una extensa tabla de solo dos columnas, biunívocamente relacionadas: La primera columna recoge la identificación de las ITs en sectores *en* riesgo de fuga de carbono; la segunda columna recoge las correspondientes ITs 'gemelas' en sectores *sin* riesgo de fuga de carbono. Así, por ejemplo, a la preexistente (y asignada por defecto) IT-01039 correspondería, si así se acredita conforme al procedimiento descrito por el artículo 5, la IT-11039.

El Anexo III incluye los parámetros relacionados con la retribución a la operación; en su apartado A, para aquellas tecnologías que no dependen esencialmente del precio de combustible, y en su apartado B para aquellas tecnologías que sí dependen esencialmente del precio de combustible (definiendo la retribución para el primer semestre de 2020 y los parámetros A, B, C necesarios para la actualización semestral definida en la IET/1345/2015).

El Anexo IV recoge el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación (definido por el artículo 18 del RD 413/2014) para las instalaciones tipo ubicadas en territorios no peninsulares.

El Anexo V contiene las hipótesis de cálculo utilizadas para la actualización de los parámetros retributivos, a saber:

- 1) El precio medio anual del mercado diario e intradiario de los años 2017 a 2019;
- 2) La estimación de dicho precio para los años 2020 a 2022, así como de 2023 en adelante, junto con los límites inferiores y superiores utilizados a los efectos del cálculo del valor de ajuste definido en el artículo 22 del RD 413/2014;
- 3) Los coeficientes de apuntamiento tecnológico;
- 4) El valor de la rentabilidad razonable que según lo ya comentado puede adoptar dos valores (7,398% o 7,09%);
- 5) Los costes de explotación y su evolución a partir de 2020;
- 6) La adaptación de los datos del canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica y la exención del impuesto de hidrocarburos al biogás;
- 7) La estimación de precios de combustible;
- 8) La estimación del coste del precio de los derechos de emisión de CO₂, y
- 9) Los costes variables de generación en cada subsistema eléctrico no peninsular, para el establecimiento del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.

El Anexo VI recopila los parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo y, en atención a su extensión, ha sido remitido por la SEE y circulado a los miembros del Consejo Consultivo en formato electrónico de sendos libros de cálculo (uno por cada uno de los dos repetidos valores de rentabilidad razonable), de forma tal que cada una de sus hojas se corresponde con una instalación tipo.

3. VALORACIÓN GENERAL DE LA PROPUESTA

La propuesta actualiza 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, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.

La Sala valora positivamente la propuesta en la medida en que revisa la retribución regulada teniendo en cuenta la desviación, respecto a estimaciones previas, de (entre otros) los precios del mercado mayorista, de los derechos de emisión y de otros costes de explotación que, debidamente actualizados, permiten ajustar la retribución específica a valores más próximos bien a los reales observados, bien a los ahora previstos. Cabe señalar que, de no producirse esta revisión, dichos parámetros se prorrogarían durante todo el citado periodo regulatorio en sus valores vigentes a la redacción de este informe, lo que redundaría en unos más elevados cargos regulatorios.

No obstante, sin perjuicio de esta valoración positiva preliminar, se desarrollan a continuación varias consideraciones generales y particulares acerca de aspectos sobre los se hacen distintas recomendaciones de mejora:

4. CONSIDERACIONES GENERALES

4.1 Justificación del impacto económico diferencial sobre las tecnologías cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible

Se recomienda incluir en la MAIN una más amplia justificación del impacto económico diferencial que la propuesta tiene sobre las tecnologías cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible⁹, donde se analice en mayor detalle en especial la metodología empleada para trasladar a los parámetros retributivos la evolución de los costes del combustible y del precio de los derechos de emisión.

En efecto, la propuesta supone, de acuerdo con la MAIN, una reducción del monto total de la retribución específica en el año 2020 frente al año 2019 de en torno a 1.000 M€ (superior al 14% del total). Concretamente, de los 997,5 M€ (promediando los dos escenarios proporcionados) en que según la MAIN se reduciría el coste global por retribución específica, casi la mitad (423 M€) serían asumidos por la cogeneración. Esta reducción es debida sobre todo a que los ingresos por la venta de energía en el mercado mayorista han sido (en el

⁹ Fundamentalmente cogeneraciones y biomasas, así como la parte correspondiente de las instalaciones híbridas que perciban retribución a la operación.

semiperiodo comprendido entre los ejercicios 2017 a 2019) o se estima serán (en 2020) superiores a los previstos en su día por la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero¹⁰. Así, de los aproximadamente 745 M€ de reducción del régimen retributivo específico estimados por la MAIN a causa del aumento de los ingresos previstos por la venta de energía en el mercado en 2020, aproximadamente la mitad serían asumidos por la cogeneración.

Para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible, es relevante también el impacto de la reducción de su precio esperado para 2020. En cuanto al precio de los derechos de emisión de CO₂, existen dos efectos contrapuestos: de un lado, puede elevar el importe régimen retributivo específico reconocido, debido a la fuerte alza experimentada por el precio de estos derechos desde 2013-2014; de otro lado, lo reduce en el caso de aquellas instalaciones a las que a priori se considera se les ha asignado buena parte de sus correspondientes derechos de emisión de forma gratuita. De forma global, el primer efecto predominaría sobre el segundo.

En el caso de estas tecnologías se dan además las siguientes circunstancias:

- 1) Con carácter general, gran parte o incluso la totalidad de su retribución específica se debe a la retribución a la operación (Ro)¹¹, por oposición a tecnologías como la eólica o hidráulica donde la totalidad de la retribución específica se debe a la retribución a la inversión (Rinv)¹². El objetivo de la Ro es lograr el equilibrio entre ingresos y costes de explotación estimados para cada instalación tipo; su efecto es proporcional a la energía excedentaria

¹⁰ Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan 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, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

¹¹ Según el artículo 17 del RD 413/2014, «*La retribución a la operación por unidad de energía de la instalación tipo se calculará de forma que adicionada a la estimación de los ingresos de explotación por unidad de energía generada iguale a los costes estimados de explotación por unidad de energía generada de dicha instalación tipo, todo ello en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada. [...]*»

¹² Según el artículo 16 del RD 413/2014, «*El valor de la retribución a la inversión de la instalación tipo por unidad de potencia se calculará, en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, de forma que permita compensar los costes de inversión que aún no hayan sido recuperados según la formulación del valor neto del activo y que no podrán ser recuperados mediante los ingresos de explotación previstos para el periodo que le queda a la instalación hasta alcanzar la vida útil regulatoria. Los ingresos de explotación incluirán los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado diario e intradiario y, en su caso, los ingresos derivados de la retribución a la operación y los ingresos previstos en el artículo 24 [el cual atañe a las 'Ayudas públicas y otros ingresos derivados de la explotación']; entre ellos cabe señalar los derivados de la producción del calor útil asociado a las cogeneraciones, y los cánones o tasas percibidos por desimpacto en el tratamiento de residuos].[...]*»

vertida a la red e inmediato, a diferencia de la Rinv, cuyo efecto es proporcional a la potencia instalada y se lamina hasta el final de la vida útil regulatoria¹³. Por este motivo, la disminución del importe del régimen retributivo específico causada por la actualización de la estimación de precios de mercado para 2020 tiene un impacto superior en estas instalaciones con respecto a las que cuentan con una Rinv significativa.

- 2) Entre estas tecnologías hay numerosas instalaciones que se encuentran al final de su vida útil regulatoria¹⁴, luego posibles ajustes sobre la (comparativamente pequeña) Rinv deben imputarse de forma acelerada en un relativamente corto lapso de tiempo.
- 3) Además, en el caso de la cogeneración y sin perjuicio del posible procedimiento de reasignación previsto por el artículo 5 de la propuesta, por defecto las instalaciones en ella encuadradas se considerarían adscritas a sectores o subsectores industriales en riesgo de fuga de carbono¹⁵, con mayor volumen

¹³ La vida útil regulatoria en años asignada a las instalaciones tipo encuadradas en las distintas categorías, grupos y subgrupos en que se clasifican las instalaciones de producción a partir de energías renovables, cogeneración y residuos se establece en el artículo 5 de la IET/1045/2014.

¹⁴ O incluso la han superado, pero perciben todavía Ro, como máximo hasta finales de este año 2020, en virtud de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España. Su disposición transitoria tercera prevé que «Las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia que utilicen combustibles renovables o gas natural, y que superen su vida útil regulatoria con fecha posterior al 1 de enero de 2018, podrán percibir el término de retribución a la operación correspondiente a su instalación tipo por la energía que produzcan desde la entrada en vigor de este real decreto-ley y hasta un periodo máximo de dos años a contar desde la entrada en vigor de este real decreto-ley. Este derecho a la percepción de la retribución a la operación se extinguirá en el caso de que se desarrolle reglamentariamente un régimen regulador de estas tecnologías.»

¹⁵ Conforme a la definición empleada en el marco del Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE) [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/allowances/leakage_es]:

«Se denomina "fuga de carbono" la situación que puede producirse cuando, por motivos de costes derivados de las políticas climáticas, las empresas trasladan su producción a otros países con límites de emisión menos estrictos. Esto puede provocar un aumento de su total de emisiones. El riesgo de fuga de carbono puede ser mayor en determinadas industrias con gran consumo energético.

Para mantener la competitividad de las industrias incluidas en el RCDE UE, en su tercera fase (2013-2020), la producción de los sectores y subsectores que se consideran expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono reciben una cuota más alta de derechos gratuitos que las demás instalaciones industriales. [...]

Según la Directiva sobre el RCDE (artículo 10 bis), un sector se considera expuesto a un riesgo significativo de fuga de carbono cuando:

de derechos de emisión gratuitamente asignados¹⁶, y por lo tanto una disminución de la retribución específica atribuible a este concepto.

El efecto combinado de estas circunstancias, hace que según la MAIN la retribución específica de la cogeneración caiga (asumiendo que la mitad, en términos económicos, estuviera adscrita a sectores en riesgo de fuga de carbono) de 1.244 M€ en 2019 a 821 M€ en 2020 (una contracción próxima al 34%)¹⁷.

El volumen del impacto, tanto en términos absolutos como relativos, de la propuesta sobre las tecnologías cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible haría necesario un mayor desarrollo en la MAIN que explique las diferencias entre la metodología empleada durante el primer periodo regulatorio para el cálculo de sus parámetros retributivos con la metodología empleada ahora, en particular en cuanto a la variación atribuida a la reducción del precio de combustible y a la reasignación por riesgo de fuga de carbono, que conjuntamente representarían (siempre según la MAIN) en torno a tres cuartas partes de la variación estimada.

-
- *la suma de los costes adicionales directos e indirectos derivados de la aplicación de la Directiva aumentaría el coste de producción —calculado como proporción del valor bruto añadido— en un mínimo del 5% y*
 - *la intensidad del comercio del sector con países no pertenecientes a la UE (importaciones y exportaciones) supera el 10%.*

También se considera expuesto un sector o subsector cuando:

- *la suma de los costes adicionales directos e indirectos supone un aumento del coste de producción de un mínimo del 30%, o bien*
- *la intensidad del comercio con países no pertenecientes a la UE supera el 30%. [...]»*

¹⁶ La subasta, por oposición a la asignación gratuita, es el método preferente y generalizado para asignar los derechos de emisión. En todo caso, los derechos aún distribuidos de forma gratuita quedan sujetos a normas de asignación armonizadas.

¹⁷ El ajuste de la retribución presenta en efecto grandes variaciones relativas en función de la tecnología considerada. Las tecnologías solares, con una Ro comparativamente pequeña respecto a su Rinv, largas vidas útiles regulatorias por delante y apenas afectadas (y solo en el caso de la solar termoeléctrica) por las variaciones de precios de combustible y derechos de emisión, presentan disminuciones de aproximadamente un 5% de su retribución específica en 2020 comparada con la del año 2019. La tecnología eólica, evidentemente sin combustible alguno y exclusivamente Rinv, aunque menor vida útil regulatoria residual que las solares en promedio, experimenta un ajuste en torno al 17%, la mitad que el previsto para la cogeneración.

Se tiene además que al cierre de la liquidación provisional 11 de 2019, aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria pocas fechas después de ser recibida para informe la propuesta, y a falta pues de computar el mes de producción diciembre de 2019, la cogeneración había acumulado derechos de cobro por retribución específica por valor de 1.252 M€, luego el punto de partida indicado por la MAIN en 2019 para esta tecnología (para las restantes tecnologías, en cambio, las cifras sí están alineadas con las observadas hasta la liquidación 11) probablemente subestima la caída real.

Precios de combustible

Los precios de combustible reflejados en el Anexo V, apartado 7 de la propuesta, se obtendrían, de acuerdo con la MAIN, a partir de unas hipótesis y referencias consideradas para las cotizaciones de gas natural, gasóleo y fuelóleo, comparables, pero no coincidentes¹⁸, con las incorporadas al articulado de la citada IET/1345/2015. (No obstante lo anterior, en el caso del gas natural se aprecia una discrepancia entre la formulación propuesta en la MAIN y los resultados obtenidos, que para la referencia del coste de los contratos de suministro de gas natural a largo plazo parecen corresponderse con la establecida por la repetida IET/1345/2015.)

En todo caso, y de aplicarse las cotizaciones de referencia según la MAIN, las nuevas fórmulas deberían sustituir las hasta ahora incorporadas en sendos apartados 2 de los artículos 4 y 5 ('Instalaciones tipo que utilicen como combustible gas natural' e 'Instalaciones tipo que utilicen como combustible hidrocarburos líquidos distintos del gas natural', respectivamente) de la IET/1345/2015, que podría ser modificada mediante la inclusión de la oportuna disposición adicional.

Derechos de emisión

La MAIN estima entre 100 y 110 M€ la «Disminución del régimen retributivo específico causado por la diferencia existente en términos de costes de explotación, por la asignación de derechos gratuitos de emisión de CO₂, en instalaciones pertenecientes o no a sectores y subsectores en riesgo de fuga de carbono». Por otro lado, la MAIN que acompañó a la propuesta de orden luego aprobada como IET/1045/2014, de 16 de junio¹⁹ (IET/1045/2014), explicaba que «Para el caso de las instalaciones de cogeneración y tratamiento de residuos se ha considerado además [entre sus costes de explotación] el coste de los derechos de emisión de CO₂ no obtenidos por asignación gratuita.»

¹⁸ A modo de ejemplo, la IET/1345/2014 consideraba, como referencia para los precios de los contratos de suministro de gas natural a corto plazo, la semisuma de cotizaciones referidas al mercado norteamericano (*Henry Hub*) y al de Europa occidental (*National Balancing Point*), en tanto que la propuesta conservaría solo esta última referencia. En cuanto a los precios de los contratos de suministro de gas natural a largo plazo, los coeficientes utilizados para ligar su evolución a la de los futuros negociados sobre el barril de Brent serían también diferentes.

¹⁹ 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.

Es decir, entonces como ahora, el coste de los derechos no obtenidos por asignación gratuita se ha incorporado como parte de la retribución específica, y entonces como ahora, la asignación gratuita de derechos de emisión se ha aplicado únicamente a la parte térmica²⁰, y se asume que los sectores y subsectores donde mayoritariamente está presente la cogeneración en España se hayan en riesgo de fuga.

Más aún, en estos seis años, el precio de la tonelada de CO₂ aproximadamente se ha cuadruplicado, y además el factor de asignación gratuita de derechos de emisión a la componente térmica de las instalaciones de cogeneración se ha reducido progresivamente, haciéndose más exigente conforme a las reglas del régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea.

Se comparte el objetivo expresado en la MAIN según el cual «*la estimación de costes asociados a la compra de derechos de emisión ha de tener en cuenta estrictamente el coste en el que efectivamente incurren las instalaciones en la compra de dichos derechos, evitando retribuir los derechos asignados de forma gratuita.*», pero dado que ese objetivo ya fue perseguido en la determinación de las retribuciones fijadas para el anterior periodo regulatorio, debe aclararse en mayor profundidad el impacto de lo que la MAIN identifica como una de las 'Modificaciones técnicas relevantes realizadas en esta Orden'. Téngase además en consideración que esta propuesta asume para 2020 un precio para los derechos de emisión de 23,98 €/tCO₂, y en 2014 se consideraron precios de entre 4,6 y 5,7 €/tCO₂ para los años comprendidos en el primer periodo regulatorio, los cuales se han visto luego sobradamente superados.

4.2 Extensión del periodo considerado en la actualización de parámetros vinculados a precios y cotizaciones hasta fin de diciembre de 2019

El artículo 22 ('Estimación del precio de mercado y ajuste por desviaciones en el precio del mercado') del RD 413/2014 establece que: «*La estimación del precio de mercado para cada año del semiperiodo regulatorio se calculará como la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales [...] negociados en [...] OMIP durante un periodo de seis meses anterior al inicio del semiperiodo [...]. Los seis meses a considerar para la estimación del precio del mercado anterior, serán los últimos que se encuentren disponibles en el momento en que se efectúe la revisión.*»

²⁰ Según la MAIN de la propuesta ahora informada: «*A efectos del cálculo de la estimación de asignación gratuita de derechos de emisión a plantas de cogeneración y tratamiento de residuos, se han considerado dichas plantas como instalaciones de combustión cuya actividad es la producción de calor neto medible, ya que independientemente del sector de actividad en que opere una planta de cogeneración su finalidad última es suministrar calor al proceso que lo demanda.*»

Más adelante, el apartado 4 del mismo artículo 22 especifica, en el caso particular del año en que finalice un semiperiodo (como es 2019), que «[...] *Para el último año natural de cada semiperiodo regulatorio, el precio medio anual del mercado diario e intradiario se calculará como la media aritmética móvil, de los doce meses anteriores al 1 de octubre, de los precios horarios del mercado diario e intradiario. El valor obtenido se publicará antes del 15 de octubre de dicho año.*»²¹

La MAIN confirma la utilización, como referencia para la estimación de los precios de mercado de 2020, 2021 y 2022, «*de los precios, para periodos de suministro anuales, de los Contratos de Futuros anuales, carga Base, para España, en los días que han estado abiertos a negociación entre el 1 de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019.*» Por otro lado, siempre según la MAIN, «*Para la estimación del coste de explotación por la compra de derechos de emisión de CO₂ se ha considerado el precio medio del derecho de emisión resultante de las subastas organizadas por la plataforma EEX correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de noviembre de 2018 y el 31 de octubre de 2019.*» Y en relación con los precios de referencia de gas natural, fuelóleo y gasóleo, las últimas cotizaciones empleadas son igualmente las de la segunda quincena de octubre de 2019.

El horizonte temporal descrito es coherente con el plazo habitual para la aprobación de una norma con el alcance de la propuesta, anterior a la finalización del periodo regulatorio precedente al de su fecha de efectos. Ahora bien, en atención a la anteriormente citada disposición adicional única del Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de diciembre, que extiende el plazo para la aprobación de la propuesta hasta 29 de febrero de 2020 (es decir, dos meses después de la fecha en que finalizara el periodo regulatorio precedente, sin perjuicio de que sea de aplicación desde 1 de enero de 2020), cabría igualmente extender el período de análisis considerado, por ejemplo también en dos meses, ya sea para determinar los precios del mercado mayorista de electricidad, los precios de los combustibles o los derechos de emisión. Ahora bien, tanto si se mantiene la ventana de cálculo 'por defecto' planteada en la propuesta como si esta se desplaza, este hecho deberá ser debidamente tomado en consideración en futuras revisiones, de modo que no haya meses que finalmente resulten excluidos de los cálculos, ni tampoco meses que sean tenidos en cuenta dos veces y ponderen doblemente.

4.3 Sobre la metodología de cálculo del precio de combustible fuelóleo

La MAIN expone que el precio de fuelóleo considerado para esta actualización de parámetros se ha obtenido a partir del precio real sin impuestos de dicho

²¹ En efecto, la publicación de dicho precio, con el citado horizonte temporal de valoración, fue objeto del Acuerdo de esta Sala de Supervisión Regulatoria en el marco del expediente INF/DE/143/19 (<https://www.cnmc.es/expedientes/infde14319>).

combustible en España durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2019²², corregido con la relación existente entre la cotización estimada del barril de crudo tipo Brent para el primer semestre del año 2020²³ y la cotización real del propio Brent durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2019²⁴. Como resultado, la MAIN establece un precio de referencia para este combustible de 350,96 €/t.

Respecto a esta metodología, la MAIN indica que el valor de $PRC_{ene19-jun19}$ (precio real de combustible sin impuestos en España) tomado es de 385,4 €/t de fuelóleo. Siempre según la MAIN, este valor se obtiene como la media aritmética de los valores publicados por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) correspondientes a los dos primeros trimestres de 2019.

Sin embargo, al reproducir este mismo cálculo²⁵, se ha obtenido un valor de 412,976 €/t, según se muestra en la tabla siguiente:

²² Precio real sin impuestos del combustible en España durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2019 ($PRC_{ene19-jun19}$), calculado como la media aritmética de los valores publicados por la Agencia Internacional de la Energía correspondientes a los trimestres de enero a marzo y de abril a junio del año 2019, expresada en €/t para el combustible fuelóleo.

²³ Cotización estimada del crudo Brent para el primer semestre del año 2020 ($CEB_{2020-S1}$), expresada en €/bbl y calculada como la media aritmética de las cotizaciones diarias del crudo Brent con entrega en el primer semestre del año 2020 en el mercado ICE (*Intercontinental Exchange*) en la segunda quincena de octubre de 2019. Cada cotización diaria en \$/bbl se convierte a €/bbl aplicando el tipo de cambio €/€/\$ publicado por el Banco Central Europeo (BCE) correspondiente a cada día de las cotizaciones del Brent. El resultado se redondea a tres decimales; su valor, siempre según la MAIN, es 53,178 €/bbl.

²⁴ Cotización real del crudo Brent durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2019 ($CRB_{ene19-jun19}$), expresada en €/bbl y calculada como la media aritmética de las cotizaciones diarias del crudo Brent durante dicho periodo, publicadas por Platts y expresadas en €/bbl. Cada cotización diaria en \$/bbl se convierte a €/bbl aplicando el tipo de cambio €/€/\$ publicado por el BCE correspondiente a cada día de las cotizaciones del Brent. El resultado se redondea a tres decimales; su valor es 58,397 €/bbl.

²⁵ El cálculo se ha realizado teniendo en cuenta que los precios que publica la AIE se corresponden, según su documento *'World Energy Prices 2019'*, con los precios contenidos en la publicación de periodicidad semanal *'Weekly Oil Bulletin'* de la Unión Europea. Los valores que muestra esta publicación para cada una de las semanas del primer semestre de 2019 son los reflejados en el cuadro. Redondeando a tres decimales los promedios trimestrales, tal y como precisa la propuesta, se obtiene una media para el primer semestre de 2020 de 412,976 €/t.

2019	PAI FO (€/Tm)			
07-ene	398,360	Promedio ene-mar19		
14-ene	401,980			
21-ene	369,080			
28-ene	373,730			
04-feb	378,610			
11-feb	382,000			
18-feb	396,040		395,724	
25-feb	383,360			
04-mar	407,200			
11-mar	412,450			
18-mar	424,910			
25-mar	420,970			Promedio 1S-19
01-abr	419,840		Promedio abr-jun19	412,976
08-abr	422,790			
15-abr	424,150			
29-abr	430,880			
06-may	431,720			
13-may	437,690			
20-may	439,080	430,228		
27-may	438,910			
03-jun	432,840			
10-jun	430,540			
17-jun	428,560			
24-jun	425,730			

Adicionalmente, se ha analizado la evolución a lo largo de los últimos 20 años de la cotización de referencia del fuelóleo en los mercados internacionales. Considerando la ponderación de los dos mercados de referencia (Mediterráneo-MED y Europa Noroccidental-NWE) habitualmente empleada por el Ministerio, así como cotizaciones CIF (*Cost, Insurance & Freight*; habituales en los contratos de aprovisionamiento), se observa que la cota de 350 \$/t se superó en periodos puntuales de los años 2008 y 2010 y durante la totalidad de los años 2011 a 2014, y el precio del fuelóleo ha vuelto a posicionarse por encima de dicha cota, de forma prácticamente continua, desde mayo de 2018.

En consecuencia, se aconseja valorar la idoneidad del valor empleado, dado que su resultado podría alejarse de la realidad del mercado, llegando a no cubrir siquiera el coste del producto propiamente dicho en el mercado internacional (al que además habría que añadir los costes del transporte hasta ponerlo en destino).

4.4 Sobre los porcentajes trimestrales aplicados en el cálculo de las horas equivalentes de funcionamiento

Varios Anexos a la propuesta establecen diferentes porcentajes aplicables para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (en porcentaje)²⁶. Con carácter general, se observa que estos parámetros no evolucionan de manera lineal (esto es, no son el 25%, 50% y 75%, respectivamente), sino que, como en la IET/1045/2014 primero y en la ETU/130/2017 después, alcanzan valores significativamente inferiores, en particular en la revisión de los 9 meses.

A modo de ejemplo, en el caso de la IT-00023 (que actualmente agrupa más de 300 instalaciones fotovoltaicas), a cierre del mes de septiembre solo requeriría, para cobrar la totalidad del régimen retributivo específico previsto, llegar a 377 horas equivalentes de funcionamiento (por ser el porcentaje aplicable a los 9 meses de un 30%), mientras que al finalizar el año se le exigirían 1.255 horas.

Resulta de todo punto imposible que una instalación fotovoltaica que apenas haya alcanzado las 400 horas equivalentes en el periodo comprendido entre 1 de enero y 30 de septiembre pueda 'recuperar el tiempo perdido' justamente en el trimestre final de año, con días más cortos, tiempo por lo general más nuboso y en definitiva mucha menor radiación solar, y generar en tres meses el doble de la energía acreditada en los anteriores nueve, que incluían además todo el verano.

La principal consecuencia de esta anomalía para el desarrollo de la liquidación del régimen retributivo específico es que, para numerosas instalaciones cuya producción anual sea baja, aun cuando en las liquidaciones provisionales se les vaya abonando la retribución específica completa, al llegar el final de año y aplicarse el coeficiente corrector de horas de manera completa, debe producirse la devolución parcial o total de las cantidades anteriormente percibidas. Debe tenerse en cuenta asimismo que esta devolución afecta a las 12 liquidaciones del año natural, lo cual origina extraordinarias tensiones de caja a los representantes de aquellas instalaciones en modo de representación indirecta.

Por lo tanto, se recomienda una revisión al alza de los porcentajes aplicables para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de al menos la tecnología solar fotovoltaica²⁷ para los periodos de 3, 6 y 9 meses.

²⁶ Necesarios en virtud del apartado 5 del artículo 21 ('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') del RD 413/2014.

²⁷ La casuística descrita se da fundamentalmente con la fotovoltaica. En el caso de la otra tecnología solar, la termoeléctrica, el 10% del primer trimestre sí es realista, pues la estacionalidad en estas plantas es aún más acusada y regularmente realizan paradas de mantenimiento programado que tienen lugar, evidentemente, en los meses de menor radiación. Ahora bien, las consideraciones hechas respecto al porcentaje del 30% de aplicación al fin del tercer trimestre sí serían extensivas a la termoeléctrica.

4.5 Sobre los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para los sujetos productores.

La metodología de cálculo de la retribución de los peajes de transporte y distribución de electricidad ha sido objeto de una muy reciente modificación a raíz de la aprobación de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia («BOE» de 24 de enero), por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

Por lo tanto, en la actual revisión de los parámetros retributivos se debe contemplar la exención del peaje de acceso que establece la Circular para los sujetos productores en el apartado 2 de su artículo 2 ('Ámbito de aplicación'): «*Quedan exceptuados del pago de peajes: a) Los productores de energía eléctrica por las inyecciones en la red de transporte o distribución. [...]»*²⁸

4.6 Sobre la periodicidad en la revisión del precio de los derechos de emisión, y su estimación a futuro

La propuesta considera un precio del derecho de emisión de 23,98 €/tCO₂, obtenido —como indica la MAIN— a partir de los precios medios aritméticos resultantes de las subastas organizadas por la plataforma *European Energy Exchange* (EEX) correspondientes al periodo comprendido entre el 1 de noviembre de 2018 y el 31 de octubre de 2019. Esto es, el precio de CO₂ se habría fijado a partir de valores referidos al periodo del año móvil más próximo al momento en que se efectuó su cálculo, que se corresponderían con precios relativos al tercer periodo del régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea, el cual abarca los años 2013-2020.

Por tanto, en la propuesta de revisión de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de aplicación para todo el segundo periodo regulatorio 2020-2025, se estarían teniendo en cuenta precios de CO₂ concernientes exclusivamente a uno (el primero) de los seis años que conforman el precitado segundo periodo regulatorio, que comprende además otros cinco años (2021 a 2025) correspondientes a un periodo distinto al actual (sería ya el cuarto) del periodo del régimen europeo de comercio de derechos de emisión.

²⁸ En efecto, de acuerdo con la MAIN que acompañó a la propuesta luego aprobada como IET/1045/2014, entre los costes de explotación tenidos en cuenta para el cálculo de la retribución específica se incluyó «el pago de peajes de acceso desde 2011 (0,50 €/MWh)», introducido por el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, en desarrollo de lo previsto en el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

Emplear exclusivamente las últimas cotizaciones disponibles —aun con la máxima actualización temporal posible, desplazando el año móvil analizado hasta 31 de diciembre de 2019— y proyectarlas de forma invariable por otros seis años, durante cinco de los cuales el marco normativo del comercio de derechos de emisión variará con respecto al actual, necesariamente conllevará subestimar o sobreestimar en mayor o menor medida los costes de explotación de las instalaciones de producción de energía eléctrica sujetas a percepción de retribución específica que emplean algún tipo de combustible, ante cualquier cambio de tendencia que sufriera el precio de la tonelada de CO₂ pasado 2020.

A continuación, se plantean algunas recomendaciones para superar la problemática descrita, originada por la determinación del precio de los derechos de emisión basada en datos históricos y que no contempla mecanismo alguno que permita absorber las variaciones de precio que puedan tener lugar durante el transcurso del periodo regulatorio, de seis años duración²⁹.

Dado que el RD 413/2014 no prevé la revisión de los precios del CO₂ mediante una metodología análoga a la prevista para el ‘ajuste por desviaciones en el precio del mercado’, se recomienda que al menos el precio de los derechos de emisión incorporado a la propuesta se determine con base en los valores de los futuros negociados para todo el segundo periodo regulatorio (esto es, del 2020 al 2025) en la precitada plataforma EEX —y, en su defecto, se consideren los valores de aquellos años para los que exista cotización, siempre y cuando la profundidad de mercado se considere suficientemente significativa.

Dichos precios —además de fundamentarse en el estudio de cotizaciones históricas del CO₂— reflejan la información disponible más actualizada y cercana a la realidad a fecha de redacción de la propuesta, permitiendo por ende una mayor solidez del cálculo y minorando los efectos provocados por sus fluctuaciones. A mayor abundamiento, emplear valores de futuros de derechos de emisión es coherente con el uso de la «*media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en el mercado de futuros de electricidad*» publicados por OMIP para estimar los ingresos de explotación por la venta de energía eléctrica para los años 2020, 2021 y 2022.

Otra posibilidad compatible con la anterior, aunque más compleja y cuya implementación supera el rango normativo de la propuesta, pasa por otorgar al precio de los derechos de emisión un tratamiento análogo al de los precios del

²⁹ A este respecto, cabe apuntar que durante el pasado periodo regulatorio (2014-2019) el precio de los derechos de emisión ha sufrido variaciones muy superiores a las observadas en el precio de mercado mayorista de electricidad, multiplicándose en más de un factor cuatro el coste en €/tCO₂ que tenía al inicio del citado primer periodo regulatorio.

mercado eléctrico, y realizar ajustes cada semiperiodo, de acuerdo con las variaciones registradas en promedio anual. Esto exigiría no obstante extender la redacción del artículo 20.2 del RD 413/2014 para contemplar también el precio del CO₂, y añadir a ese mismo real decreto una suerte de artículo '22 bis' que ajustara las desviaciones por el precio del mercado de derechos de emisión para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible. En este caso, debería definirse una banda de precios que delimitara la exposición al precio de los derechos: desviaciones por encima o por debajo de dicha banda serían objeto de compensación; dentro de ella, el productor asumiría el riesgo.

4.7 Sobre las reliquidaciones derivadas de la reasignación de las instalaciones afectadas por la disposición final tercera bis de la LSE

De acuerdo con las modificaciones introducidas por el Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, a las instalaciones con retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, pueden otorgársele dos rentabilidades razonables distintas en función de si son "instalaciones disposición final tercera bis.1" (rentabilidad del 7,398%) o bien "instalaciones a las que no resulta de aplicación la disposición final tercera bis.1" (rentabilidad del 7,09%).

Ahora bien, en el caso de que una de las "instalaciones disposición final tercera bis.1" renunciara a la prórroga excepcional por dos periodos regulatorios de la rentabilidad del 7,398%, pasaría a aplicársele la rentabilidad del 7,09%. Inversamente, en el caso de que una de las "instalaciones a las que *no* resulta de aplicación la disposición final tercera bis.1" (por lo tanto, con rentabilidad del 7,09%) renunciara fehacientemente a los procedimientos arbitrales o judiciales que tuviera en curso, pasaría a serle de aplicación la rentabilidad del 7,398%. Otras modificaciones pueden deberse a reasignaciones entre IT's consideradas o no en riesgo de fuga de carbono.

En tales casos se producirían reliquidaciones, cuya gestión regula el artículo 6.8 de la propuesta, con este tenor: *«En la liquidación inmediatamente posterior a la resolución que pone fin al procedimiento de asignación de una instalación a la instalación tipo correspondiente conforme a lo estipulado en los anteriores apartados, se llevará a cabo la liquidación de las aplicaciones de pago, o en su caso, los derechos de cobro que resulten de aplicación. Si el importe de dicha liquidación no fuera suficiente para la completa compensación de las aplicaciones de pago, se completará dicha compensación con las siguientes liquidaciones.»*

La última frase del apartado tiene por objeto evitar liquidaciones netas negativas por causa de reasignaciones desde la rentabilidad razonable mayor a la menor. A continuación, se razona cómo esa situación se daría solo en casos excepcionales, y sin embargo introduciría una notable complejidad adicional en el sistema de

liquidaciones que debe ser debidamente evaluada, por lo que se propone una redacción alternativa que minimice dichos inconvenientes.

Del contraste de los parámetros retributivos calculados con una tasa del 7,389% y del 7,09%, se sigue que aproximadamente el 94% de las instalaciones tipo (IT's) acusan una variación menor del 3% en el importe de la retribución a la inversión (Rinv), que es con carácter general el parámetro más afectado. Nótese que, con apenas un 3% de disminución de la Rinv, la minoración de la retribución específica podría ser absorbida por la liquidación del mes en curso, incluso si la reasignación que la ocasionara se produjera ya en la liquidación 12, con 11 meses de reliquidaciones negativas acumuladas debidas a la revisión a la baja de la tasa de rentabilidad razonable.

El análisis de variación de la retribución a la operación (Ro) es semejante: Más del 98% de las IT's cuya Ro es significativa en su retribución total (aquellas cuyo coste de explotación es comparativamente elevado, por lo general debido a que utilizan un combustible) acusan una disminución de la retribución por este concepto menor del 5%.

Por lo tanto, la problemática que se quiere evitar con la redacción propuesta («*Si el importe de dicha liquidación no fuera suficiente para la completa compensación de las aplicaciones de pago, se completará dicha compensación con las siguientes liquidaciones.*»), es decir, la ocurrencia de posibles reliquidaciones que originen obligaciones de pago netas, tendría lugar solo de manera excepcional.

La redacción propuesta para el citado artículo 6.8 ocasiona varios problemas: El primero de ellos es que, conforme a su literalidad, los cambios deberían aplicarse en la liquidación «*inmediatamente posterior a la resolución*» por la que se produce la reasignación. En la práctica, tanto la resolución como el cambio de IT que acarrea son comunicados al organismo encargado de las liquidaciones mediante un procedimiento que ya existe, de periodicidad mensual, sujeto a un protocolo y ficheros de intercambio de información, de modo los cambios podrían aplicarse solo en la liquidación siguiente a la realización de dicho intercambio, que con carácter general no será la inmediatamente posterior a la fecha de la resolución.

Con todo, el principal problema surge con la última frase del párrafo arriba citada; posponer la compensación de posibles (aunque muy improbables) reliquidaciones netas negativas tiene estas implicaciones para el sistema de liquidaciones:

1. Tanto derechos de cobro como obligaciones de pago se ejecutan por sujeto de liquidación, que puede cambiar para cada instalación a lo largo de un ejercicio —por ejemplo, si se produce(n) cambio(s) de representante en el caso de instalaciones en modo de representación indirecta, que son amplia mayoría.

Con la redacción propuesta, si los meses afectados por reliquidaciones negativas correspondieran a sujeto(s) distinto(s) del sujeto de liquidación existente en el momento de aplicar la resolución de reasignación, las cantidades negativas podrían no llegar a materializarse nunca en obligaciones de pago. (De hecho, se habría introducido normativamente un posible medio de eludir las liquidaciones negativas por razón de reasignación de IT a otra de menor rentabilidad razonable, mediante la picaresca de acumular sucesivos cambios de representación, cambios permitidos cada mes.)

Sería necesario por lo tanto establecer al menos un plazo límite a la excepción que supone no ejecutar liquidaciones negativas hasta tener saldo positivo con el que compensarlas. Dicho plazo límite podría fijarse en la liquidación provisional número 12 de cada ejercicio (la correspondiente a la producción habida en diciembre).

2. El funcionamiento del sistema de liquidaciones, conforme a lo establecido por el artículo 18 ('Cobro y liquidación de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas') de la LSE y por la Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la CNMC³⁰, requiere que la inclusión o no de la liquidación del régimen retributivo de cada instalación en un determinado cierre mensual sea previo al cálculo del llamado 'coeficiente de cobertura' (esto es, la relación entre los ingresos y costes regulados del conjunto de todas las actividades reguladas del sistema), que a su vez determina el valor final de las obligaciones de pago y derechos de cobro.

Esta circunstancia debería ser matizada en el párrafo indicado de la propuesta de orden, o cuando menos expresamente aclarado en la MAIN. Es decir: La inclusión o no de las reliquidaciones originadas por reasignación entre IT's de distinta rentabilidad razonable debe hacerse con anterioridad al cálculo de coeficiente de cobertura a que pueda dar lugar, y por lo tanto con independencia del signo del resultado final, que pudiera dar lugar bien a derechos de cobro, bien a obligaciones de pago.

3. Como consecuencia de lo anteriormente expuesto, se haría necesario otorgar un tratamiento diferenciado a las reliquidaciones motivadas por esta causa del dado a cualesquiera otras reliquidaciones aplicadas por el Sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico (Sicilia), ya sea por razón de otro tipo de cambios registrales comunicados por el Registro de régimen retributivo específico (ERIDE), como por el normal funcionamiento del citado sistema (recepción de medidas corregidas o actualizadas, revisión trimestral y

³⁰ Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que regula la solicitud de información y el procedimiento de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

anual del coeficiente 'd' que origina las correcciones de ingresos como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento observadas, etc.). Esta circunstancia requeriría a su vez de plazos para el desarrollo, prueba e implantación de las correspondientes adaptaciones en la interfase entre Sicilia y ERIDE.

Por todo lo anteriormente expuesto, se recomienda suprimir la última frase del artículo 6.8 de la propuesta, apartado que sería reemplazado por este párrafo:

«Una vez aprobada la resolución que pone fin al procedimiento de asignación de una instalación a la instalación tipo correspondiente conforme a lo estipulado en los anteriores apartados, dicha resolución será comunicada al organismo encargado de las liquidaciones, para que la aplique en la siguiente liquidación.»

Si a pesar de lo anteriormente expuesto se insistiera en la excepcionalidad de limitar las obligaciones de pago por aplicación de este tipo de resoluciones, subsidiariamente se propone añadir al anterior este otro párrafo como alternativa:

«Una vez aprobada la resolución que pone fin al procedimiento [...], para que la aplique en la siguiente liquidación.»

En el caso de que la suma de liquidaciones a realizar al sujeto de liquidación como consecuencia de la anterior resolución resultase negativa, no se incluirá en el siguiente cierre, y se pospondrá su aplicación hasta que dicha suma resulte positiva o se llegue al cierre de la liquidación provisional número 12 del ejercicio que corresponda, lo que antes ocurra. En ese momento, todas las liquidaciones, independientemente de su signo, se incluirán en las obligaciones de pago o derechos de cobro que correspondan.»

4.8 Sobre los costes derivados de la retribución del Operador del Sistema

La metodología de cálculo de la retribución del Operador del Sistema (OS) ha sido objeto de una muy reciente modificación que afecta a las cantidades que los sujetos del sistema, entre ellos los productores perceptores de régimen retributivo específico, deben pagar al OS para sufragar el desempeño de su actividad.

La disposición transitoria segunda de la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre³¹, establecía que «los productores de energía eléctrica situados en el

³¹ Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019. A este respecto, nótese que la Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de

territorio nacional pagarán al operador del sistema, por cada una de las instalaciones de potencia neta o instalada por CIL, en el caso de instalación de tecnologías renovables, cogeneración y residuos, superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 39,82 euros/MW de potencia disponible.» A estos efectos, la potencia disponible se calculaba aplicando a la «potencia neta o instalada, en el caso de tecnologías renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo primado o específico, de cada instalación, el valor del coeficiente de disponibilidad [facilitado, como porcentaje, en la misma disposición de la citada orden] aplicable al régimen y tecnología que le corresponda».

Sin embargo, la metodología de retribución del OS actualmente en vigor es objeto de la Circular 4/2019, de 27 de noviembre³², cuyo artículo 15 (*‘Precios a repercutir a los agentes para la financiación de la retribución del operador del sistema’*) establece que «Los precios a repercutir a los sujetos se componen de una cuota fija y una cuota variable. La cuota fija se determina en 200 euros/mes por sujeto de liquidación ante el operador del sistema y de forma separada por la actividad de generación y la de demanda. [...] la cuota variable se determinará en función de su último programa horario final en el periodo liquidado, incluyendo el resultado de los servicios de ajuste [...]», multiplicado por un precio variable, fijado con carácter anual, que será el mismo para los programas de generación y cuya determinación es objeto del artículo 18 de la misma Circular.

Por lo tanto, en la actual revisión de los parámetros retributivos debería contemplarse la variación de los costes de explotación que para las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta supone esta modificación de la metodología de retribución del OS, en particular en lo que atañe a su cuota variable³³.

4.9 Sobre la retribución a la operación de la IT-01035 (e IT-21035)

De acuerdo con el anexo I de la propia propuesta, la IT-01035 engloba instalaciones clasificadas en su día por el RD 661/2007 dentro del subgrupo a.1.3³⁴, de cualquier potencia instalada, que tienen por combustible licores

2020, establece mediante su disposición transitoria tercera la retribución provisional del OMI-Polo Español, S.A. (OMIE), y los precios a cobrar a los agentes, pero no la retribución del OS.

³² Circular 4/2019, de 27 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico.

³³ Dado que el traslado final al productor del coste soportado por razón de la cuota fija, establecida por sujeto de liquidación, será función de la modalidad de representación adoptada, el número de instalaciones de generación representados por sujeto de liquidación, la política comercial adoptada por cada representante, etc.).

³⁴ Según el artículo 2.1 del citado RD 661/2007, dicho subgrupo a.1.3 correspondía a las «Cogeneraciones que utilicen como combustible principal biomasa y/o biogás, en los términos que

negros³⁵ y con año de autorización de explotación definitiva igual o anterior al año 2011 (la IT-01036 aglutina las instalaciones con año de autorización igual o posterior a 2012). El vigente RD 413/2014 reclasificó estas instalaciones en el grupo c.2³⁶ de la categoría c), que encuadra las instalaciones de valorización energética de residuos.

La propuesta asigna a estas instalaciones un Ro nula en el año 2022, como si para entonces hubiesen ya finalizado su vida útil regulatoria, establecida en 25 años según el artículo 5.1 de la IET/1045/2014. Debe incluirse una Ro distinta de 0 €/MWh, pues podrían existir dentro de dicha IT-01035 instalaciones que todavía no hubieran agotado su vida útil regulatoria al terminar el próximo semiperiodo.

Otro tanto ocurre con su IT 'gemela' a la que resulta de aplicación una rentabilidad razonable del 7,09%, a la cual se ha asignado el código IT-21035.

5. CONCLUSIÓN

La Sala de Supervisión Regulatoria valora positivamente la propuesta en la medida en que revisa la retribución regulada teniendo en cuenta la desviación (entre otros) de los precios del mercado mayorista, de los derechos de emisión y de otros costes de explotación que, debidamente actualizados, permiten ajustar la retribución específica a valores más próximos bien a los reales observados, bien a los ahora previstos.

Sin embargo, se recomienda que la MAIN incluya una más amplia justificación del impacto económico diferencial que la propuesta tiene sobre las tecnologías cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible, donde se analice en mayor detalle en especial la metodología empleada para trasladar a los parámetros retributivos la evolución de los costes del combustible y del precio de los derechos de emisión.

figuran en el anexo II ['Biomasa y biogás que pueden incluirse en los grupos grupos b.6, b.7 y b.8 del artículo 2.1'], y siempre que esta suponga al menos el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.»

³⁵ El licor negro es un subproducto residual de la industria papelera; contiene la lignina que se retira de la madera para convertirla en pulpa de celulosa, mezclada con agua y los productos químicos empleados para su extracción.

³⁶ En particular, el grupo c.2 corresponde a las «Centrales que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados en el grupo c.1 [que son las 'Centrales que utilicen como combustible principal residuos domésticos y similares'] de los grupos b.6, b.7 y b.8 cuando no cumplan con los límites de consumo establecidos para los citados grupos, licores negros y las centrales que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran inscritas en la categoría c) grupo c.3 prevista en el artículo 2.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo [...]»

Por otro lado, y dado que de forma excepcional se prevé que la aprobación de la propuesta tenga lugar antes del 29 de febrero de 2020 (en lugar de antes de antes del 31 de diciembre de 2019), aunque tenga efectos desde 1 de enero de 2020, se podría extender por ejemplo también en dos meses el período de análisis empleado para el cálculo de los distintos índices de precios y futuros.

Adicionalmente en el informe se realizan propuestas sobre:

- La metodología de cálculo del precio de combustible fuelóleo, para el que se aconseja valorar la idoneidad del cálculo empleado.
- El incremento de los porcentajes trimestrales aplicados en el cálculo de las horas equivalentes de funcionamiento de al menos la tecnología fotovoltaica.
- La posible introducción de un mecanismo de revisión del precio de los derechos de emisión anterior al fin del periodo regulatorio o, en su defecto, la utilización de futuros en la determinación de su precio.
- Una redacción alternativa para mejor aplicar las posibles reliquidaciones derivadas de la reasignación de instalaciones tipo por razón de la disposición final tercera bis de la LSE.
- La actualización de los costes de explotación derivados de la retribución reconocida al Operador del Sistema y de la exención del peaje de acceso.

ANEXO 1: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD
(CONFIDENCIAL)

ANEXO 2: SÍNTESIS DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se recoge a continuación una síntesis de los aspectos considerados más relevantes de los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad.

Esta síntesis no es exhaustiva y está necesariamente sometida a un cierto grado de subjetividad tanto en la elección de los temas considerados más relevantes, como en la agrupación de los mismos.

1. Petición de información más detallada sobre la metodología seguida para la actualización de parámetros.

Algunas asociaciones y agentes alegan que la información contenida en la propuesta y su MAIN no es en muchos casos suficiente para poder replicar los cálculos y contrastar la aplicación de las metodologías en vigor o de los cambios en las mismas que puedan haberse producido.

Algunos agentes exponen que la propuesta prescinde de la metodología de actualización de valores recogidos en la orden IET/1345/2015 para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible.

En la MAIN que acompaña a la propuesta se hace referencia a la existencia de un “informe metodológico” del IDAE, el cual no se aporta en el expediente para información pública. Diversas alegaciones solicitan se adjunte al expediente sometido a información pública, dado que contendría la justificación de la metodología seguida en los cálculos.

2. Utilización de los últimos valores disponibles para determinar los precios de mercado 2020, 2021 y 2022 así como los precios de 2023 en adelante.

La mayoría de las asociaciones y agentes solicitan que, dado que la aprobación de los nuevos parámetros retributivos se realizará durante febrero de 2020, se utilicen para la determinación del precio de mercado de los años 2020 a 2022 los valores de futuros más actualizados, utilizando la media de los últimos 6 valores disponibles (julio a diciembre del año 2019). Algunas alegaciones añaden que para el día de la publicación de la versión final de la orden también se tenga en cuenta el precio de los futuros cotizados en enero de 2020.

Algunas asociaciones solicitan también que para calcular los precios de mercado para el año 2023 y siguientes se considere la media de las cotizaciones de futuros de OMIP para los años 2023, 2024, 2025, 2026.

3. Utilización de los valores de los doce meses del año 2019 para definir el precio del mercado diario e intradiario de 2019.

Algunas asociaciones y agentes solicitan que como valor de precio de mercado diario e intradiario del año 2019 se tomen los datos de los 12 meses del año 2019 (enero-diciembre) en lugar de los datos hasta octubre que figuran actualmente.

4. Propuesta de variación de los porcentajes trimestrales aplicados en el cálculo de las horas equivalentes de funcionamiento.

Un agente expone que los porcentajes trimestrales aplicados en el cálculo de las horas equivalentes de funcionamiento en el caso de la tecnología solar fotovoltaica están muy desajustados con respecto a la realidad. Actualmente son muy reducidos (10% para el primer trimestre, 20% para el segundo, 30% para el tercero), lo que ocasiona que un número significativo de instalaciones vayan superando los controles trimestrales, aunque en cómputo anual no alcancen las horas de funcionamiento mínimo. Esta situación provoca un importante problema económico para las instalaciones que tienen que devolver íntegramente o en gran parte la retribución percibida durante todo el año y para sus representantes. Por ello propone que los porcentajes sean elevados a (19% para el primer trimestre, 50% para el segundo y 80% para el tercero).

Otro agente manifiesta que para la tecnología solar termoeléctrica el coeficiente de 10% del primer trimestre puede ser difícil de alcanzar debido a que en esas fechas se dan situaciones de recurso solar escaso combinadas con paradas anuales de mantenimiento. Por ello propone para el primer trimestre reducir el porcentaje trimestral al 5% sin modificar los demás valores umbral y porcentajes aplicables en los otros trimestres.

5. Metodología de cálculo del precio de combustible fuelóleo.

Varios agentes con instalaciones de cogeneración con fuelóleo exponen que el precio de combustible que se ha tenido en cuenta en los costes de explotación está fuera de los valores de mercado.

Ello es debido a dos factores: 1. En el cálculo se ha tomado un precio de combustible en España entre el 1 de enero y 30 de junio de 2019 que está por debajo de lo real, y 2. La metodología utilizada en la propuesta para actualizarlo lo hace teniendo en cuenta la variación de los precios de Brent (a pesar de que los mercados de fueloil y de Brent se encuentran desacoplados).

Por todo ello el precio calculado estaría fuera de mercado y solicitan que para el cálculo de la retribución a la operación se emplee la metodología existente en la Orden IET/1345/2015.

6. Metodología de cálculo del precio del gas.

Algunas asociaciones y agentes indican que ha habido un cambio de metodología para la fijación del precio del gas sin que se aporte una justificación al efecto.

Añaden también que hay una errata en el cálculo del valor del gas: en el cálculo de uno de sus componentes (RL) la propuesta de orden indica que se ha aplicado la nueva fórmula de la TUR aunque *de facto*, se ha aplicado la antigua fórmula contenida en la Orden IET/1345/2015.

Estos agentes solicitan que se mantenga la metodología de fijación del precio del gas que se ha utilizado hasta el momento, que actualiza el coste del gas natural con base en índices internacionales.

7. Metodología de determinación de los precios de los derechos de emisión y su variación.

Algunos agentes indican que considerar un precio de derechos de emisión de CO₂ fijo durante todo el periodo regulatorio no responde a la realidad del mercado. Solicitan la determinación de un criterio de fijación del precio de los derechos de emisión utilizando el mejor dato disponible basado en futuros en el momento de la aprobación de la orden y que en todo caso asegure la obtención de un margen operacional cero.

8. Petición de información más detallada sobre los derechos de emisión gratuitos que se han tenido en cuenta.

Algunos agentes piden que se expliciten las bases de cálculo y la cantidad de derechos de emisión gratuitos que se han tenido en cuenta dentro de los costes de explotación para el cálculo de los parámetros retributivos.

9. Petición para que se tengan en cuenta los costes actualizados de la retribución del Operador del Sistema

Algunos agentes indican que en los parámetros retributivos de la propuesta debería contemplarse la variación de los costes de explotación que para las instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación supone la modificación de la metodología de retribución del OS a raíz de la Circular 4/2019 de la CNMC.

10. Consideración del Impuesto al valor de la producción de energía eléctrica IVPEE en los costes de explotación

Algunos agentes indican que como ingresos de explotación se están teniendo en cuenta los ingresos brutos sin descontar el importe del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE), lo que da lugar a que se haya

considerado a efectos del cálculo de los parámetros retributivos una mayor amortización del valor estándar de inversión inicial y por lo tanto se reconozca una menor Rinv, cuando en realidad los productores han tenido que autoliquidar y pagar el IVPEE. Por ello solicitan que se tengan en cuenta los valores netos, descontando el IVPEE.

11. Petición de cálculo de los coeficientes de apuntamiento a futuro teniendo en cuenta la entrada de nueva capacidad renovable.

Algunas alegaciones indican que los coeficientes de apuntamiento (relación entre el precio de mercado que captura una tecnología frente al precio medio de mercado) que tiene en cuenta la propuesta se han calculado atendiendo a una recopilación de datos a pasado, y solicitan que se elabore una nueva metodología para la determinación del apuntamiento que incluya un factor de corrección relacionado con el volumen de renovables que se van a instalar según el PNIEC, dado que supondrán una disminución del coeficiente de apuntamiento.

Un agente solicita que se incluya un mecanismo de ajuste de desviaciones (entre el valor estimado y el valor final real) en el factor de apuntamiento a semejanza del mecanismo de ajuste de desviaciones existente para el precio de mercado.

12. Solicitud para que en la cogeneración se tengan en cuenta valores de rendimiento eléctrico más ajustados.

Algunas asociaciones y agentes exponen que en el caso de la cogeneración el coste de combustible asumido en los costes de explotación se calcula teniendo en cuenta (entre otros factores) el rendimiento eléctrico equivalente (REE). Estos agentes exponen que el valor tomado como REE para el cálculo fue el basado en datos históricos reales de rendimientos, pero que actualmente esa referencia está por encima de la realidad debido a la degradación de las instalaciones y a que la situación cíclica de la economía ha derivado en una crisis de la industria y a un descenso de la demanda de calor útil, lo que repercute en un valor de eficiencia inferior. Por ello proponen determinar un nuevo valor de REE estándar para cada una de las instalaciones tipo teniendo en cuenta datos reales de 2014 a 2019.

13. Consideración sobre la IT-01035 (licor negro) que presenta un valor de Ro igual a cero cuando su vida útil no ha finalizado.

La propuesta asigna a la instalación tipo IT-01035 (que engloba a instalaciones que tienen por combustible licores negros y poseen autorización de explotación definitiva igual o anterior al año 2011) una retribución a la operación Ro nula en el año 2022, como si para entonces hubiese finalizado su vida útil regulatoria, establecida en 25 años según el artículo 5.1 de la IET/1045/2014. Algunos agentes alegan que debe incluirse una Ro distinta de 0 €/MWh, pues podrían

existir dentro de dicha IT-01035 instalaciones que todavía no hubieran agotado su vida útil regulatoria al terminar el próximo semiperiodo.

14. Consideraciones adicionales sobre tecnología de biomasa.

Las instalaciones tipo de biomasa tienen un número de horas con derecho a percepción de Ro limitado a 6.500 horas. Algunos agentes exponen que dichas plantas fueron diseñadas para funcionar un número más elevado de horas por lo que solicitan que ese límite se eleve a 7.500 horas para todas las ITs correspondientes a los grupos b.6 y b.8 o bien se establezca una retribución a la operación Ro' (de nueva creación) que aplique a partir de las 6.500 h de funcionamiento y que cubra los costes de explotación variables. Añaden que esta limitación se introdujo en su momento por la insuficiencia de ingresos que condujo al llamado 'déficit de tarifa', y que ya no se justifica en la actual situación de equilibrio de ingresos y costes, y con los objetivos al alza esperados para la biomasa en el PNIEC.

15. Consideraciones adicionales sobre la tecnología hidráulica.

La propuesta de Orden contempla una reducción de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento para la tecnología hidráulica justificándolo en que el cambio climático dará lugar a fenómenos extremos de precipitación que afectarán a su funcionamiento.

Una asociación expone que las centrales del grupo b.4 son de pequeña potencia y suelen encontrarse en cabeceras de ríos, por lo que no disponen del resguardo de las grandes presas que puedan aminorar y neutralizar las variaciones de caudales anuales, por lo que propone reducciones adicionales aún a las propuestas, dejando el umbral de funcionamiento en 200 horas y las horas mínimas de funcionamiento en 400 horas.

Esa misma asociación argumenta que al término de la concesión las centrales hidroeléctricas están obligadas a revertir al Estado las instalaciones de producción en perfecto estado o bien a demolerlas, si la Confederación así lo obliga. Por ello solicitan que se tengan en cuenta dentro de los costes de operación de la citada tecnología los costes de demolición o reposición asociados.

16. Consideraciones adicionales sobre el número de horas de funcionamiento consideradas en la tecnología de purines.

Asociaciones y agentes con plantas de purines alegan que la propuesta de orden no tiene en cuenta en el cálculo de la retribución a la inversión el periodo en que dichas plantas estuvieron mayoritariamente paradas (desde la declaración de nulidad de la Orden IET/1045/2014 hasta la fijación de los nuevos parámetros a

través de la Orden TEC/1174/2018), lo que impidió a los titulares de las plantas de tratamiento de purín cobrar el precio de mercado de esos años, con lo que entienden que la propuesta de Orden debería reconocerle una retribución a la inversión superior.

17. Otras alegaciones.

Una asociación y varios agentes exponen que los costes de explotación de la propuesta tienen en cuenta unos costes por representación y desvíos inferiores a los reales, por lo que solicitan que se tome un valor alternativo.

Una asociación alega que se ha considerado un incremento anual del 1% hasta el final de la vida útil regulatoria para los costes de operación y mantenimiento, que puede variar frente al IPC real al que se someten los costes habituales de operación y mantenimiento. Por ello solicita introducir algún mecanismo que compense las posibles diferencias entre el IPC realmente experimentado y el valor de referencia del 1% a futuro.

Un agente alega que las cogeneraciones de más de 50 MW tienen unos costes de explotación unitarios semejantes a los de instalaciones más pequeñas en el rango de 25 a 50 MW, dado que en contra de lo que asume la parametrización, no se benefician de economías de escala significativas porque también cuentan con más de una turbina o motor, lo que incrementa de forma proporcional los costes de operación y mantenimiento. Por ello solicitan que se realice un análisis particular de los costes de explotación de dichas instalaciones de más de 50 MW.

El titular de una instalación con régimen retributivo específico que dentro de su proceso realiza tratamiento de residuos expone que dicha actividad supone un servicio público obligatorio que no puede dejar de prestarse, por lo que propone una modificación de los parámetros retributivos al alza.