

# **INFORME SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE MODIFICA EL RD 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**

**IPN/CNMC/043/24**

## **CONSEJO. PLENO**

### **Presidenta**

D<sup>a</sup>. Cani Fernández Vicién

### **Vicepresidente**

D. Ángel García Castillejo

### **Consejeros**

D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

D<sup>a</sup>. María Jesús Martín Martínez

D. Rafael Iturriaga Nieva

D. Pere Soler Campins

D. Enrique Monasterio Beñaran

D<sup>a</sup> María Vidales Picazo

### **Secretario**

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Barcelona, a 4 de marzo de 2025

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre el *'Proyecto Real Decreto por el que se modifica el 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'* (en adelante el proyecto de real decreto), 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 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), acuerda emitir el siguiente informe:

## 1. ANTECEDENTES

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece la posibilidad de desarrollar un marco retributivo para fomentar la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Este marco fue desarrollado, bajo la denominación de régimen retributivo específico, en el 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, y en sus órdenes de desarrollo, entre las que destacan la 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, y la Orden TED/526/2024, de 31 de mayo, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo de generación de energía eléctrica 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.

El 26 de diciembre de 2024 tiene entrada en el registro de esta CNMC oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) adjuntando para informe el proyecto de “Real Decreto por el que se modifica el 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”, acompañada de la correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

El objetivo del proyecto, de acuerdo con su MAIN, es realizar ciertos ajustes en el régimen retributivo específico que permitan a las instalaciones con derechos económicos adaptarse a la nueva situación del sector eléctrico, de mayor integración de energías renovables, e incorporar al derecho nacional aspectos establecidos en la normativa comunitaria.

El 2 de enero de 2025 se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de veinte días hábiles a contar desde la recepción de la documentación (fecha de finalización de la presentación de alegaciones: 31 de enero de 2025). En Anexo se recogen las alegaciones recibidas.

## 2. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA NORMATIVA

La propuesta consta de un preámbulo, un artículo único que modifica el Real Decreto 413/2014 y que comprende catorce apartados, dos disposiciones

adicionales, una disposición transitoria y ocho disposiciones finales. En lo que sigue, se exponen las modificaciones propuestas, agrupadas por su motivación:

### ***Adaptación a un mayor grado de integración de generación renovable***

Transcurrida más de una década tras la aprobación del RD 413/2014, un primer conjunto de modificaciones guarda relación con la necesidad de adaptar a las actuales circunstancias del mercado de producción de energía eléctrica, las correcciones de la retribución regulada como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento, y el orden de prioridad de despacho por tecnologías, atendiendo a su gestionabilidad.

#### *Correcciones del número de horas de funcionamiento equivalente*

Con carácter general, el régimen retributivo específico gira en torno a la retribución a la inversión (Rinv), que es proporcional a la potencia instalada y se percibe mes a mes, a cuenta de una cantidad total anual, durante la vida útil regulatoria. Para prevenir que una instalación que devenga improductiva siga cobrando retribución, el art. 21 del RD 413/2014 introduce correcciones en función del número de horas de funcionamiento equivalente (obtenidas como el cociente entre energía vendida<sup>1</sup> y potencia instalada): de no alcanzarse un umbral de funcionamiento, se pierde toda la retribución; entre el umbral y un valor mínimo, se aplica un ajuste lineal y, por encima del mínimo, se percibe la retribución íntegra.

En primer lugar, el proyecto propone que las correcciones pasen a aplicarse únicamente a la Rinv, y no a toda la retribución específica, que incluye también la retribución a la operación (RO), proporcional a la energía producida en cada hora. La percepción de RO se concentra mayoritariamente en las instalaciones cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible, que por afrontar elevados costes variables reducen fuertemente su producción en las horas con más elevada proporción de producción de origen renovable y menor precio de mercado. El proyecto no considera necesario por lo tanto desincentivar su participación en horas en las que existe una mayor diferencia entre sus relativamente altos costes de explotación y unos comparativamente bajos ingresos por la venta de energía en el mercado de producción. Estas modificaciones afectan al art. 21, apartados 1 y 4.

De otro lado, para no incentivar el funcionamiento en situaciones de exceso de oferta, las Directrices de la Comisión Europea sobre ayudas estatales en materia

---

<sup>1</sup> En el caso particular de las cogeneraciones se considera la energía generada en barras de central, para no penalizar a las instalaciones que funcionen en régimen de excedentes (es decir, que autoconsuman).

de clima, protección del medio ambiente y energía 2022<sup>2</sup> contemplaban que los mecanismos de apoyo económico no debían incentivar la generación en horas con precios negativos en los mercados mayoristas. En 2018 se adaptó la normativa nacional en este sentido, en particular el art. 21 del Real Decreto 413/2014, especificando que, a los efectos de calcular las horas equivalentes, no se computaría la energía producida en periodos durante los cuales los precios del mercado diario de la electricidad fueran cero durante seis horas consecutivas o más. Posteriormente, a mediados de 2021 las reglas del mercado ibérico de la electricidad diario, pasaron a contemplar la posibilidad de precios negativos<sup>3</sup>. No fue hasta la primavera de 2024 que esta circunstancia se dio de forma reiterada, dado que ahora sí puede haber precios negativos, el proyecto estima procedente adaptar la redacción del art. 21.2 en consecuencia.

Además, el rápido despliegue de generación renovable puede saturar algunos nudos en determinados momentos de elevada producción y baja demanda y, hasta que con el desarrollo de la red, un mayor grado de electrificación o la implantación de instalaciones de almacenamiento se pueda absorber esa energía ahora excedentaria, el proyecto plantea considerar, siempre a los efectos del cálculo de horas equivalentes, la energía que no haya podido venderse debido a las consignas de reducción de potencia impartidas por el Operador del Sistema (OS) en el proceso de resolución de restricciones técnicas. La modificación propuesta (también en el art. 21.2) está alineada con la recomendación realizada al respecto hace algún tiempo por esta Comisión<sup>4</sup>.

---

<sup>2</sup> Según el epígrafe 123 de la Comunicación de la Comisión – ‘Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022’: *«La ayuda deberá estar concebida para evitar cualquier falseamiento indebido del funcionamiento eficiente de los mercados y, en particular, para preservar unos incentivos operativos eficientes y las señales de precios. Por ejemplo, los beneficiarios deberán seguir estando expuestos a la variación de precios y al riesgo de mercado, a menos que ello menoscabe la consecución del objetivo de la ayuda. En particular, no deberá incentivarse a los beneficiarios a ofrecer su producción por debajo de sus costes marginales, ni deberán recibir ayudas para la producción en ningún período en el que el valor de mercado de dicha producción sea negativo.»*

<sup>3</sup> Esta posibilidad fue introducida mediante la Resolución de 6 de mayo de 2021. de la CNMC. por la que se aprueban las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos («BOE» de 20 de mayo).

<sup>4</sup> Con motivo del citado informe IPN/CNMC/050/22, aprobado con fecha 30 de marzo de 2023, cuya consideración sexta expone que: *«[...] Se recomienda por tanto, si bien excede el rango normativo de la propuesta de Orden que ahora se informa, contemplar la posibilidad de incorporar en una próxima norma con rango suficiente la posibilidad de que, de forma excepcional, las instalaciones cuya operación a lo largo de un ejercicio se vea afectada de forma significativa por la aplicación de dichas limitaciones derivadas de instrucciones técnicas impartidas por el operador del sistema, puedan solicitar que la minoración de su producción por esta causa no sea tenida en cuenta para el cálculo de las horas equivalentes de funcionamiento.»*

Las modificaciones del art. 21 tendrían efectos desde el 1 de enero de 2024, pues es en la primavera de 2024 cuando las situaciones que pretende abordar la propuesta se han manifestado de forma patente.

### *Prioridad de despacho y gestionabilidad*

El apartado 3 del anexo XV ('Acceso y conexión a la red') del RD 413/2014 prioriza en su redacción vigente la generación renovable no gestionable respecto a la gestionable<sup>5</sup>. El motivo era minimizar los vertidos de energía primaria renovable (por ejemplo: en caso de congestiones en un nudo, con el objetivo de maximizar la producción renovable, es más eficiente desde un punto de vista medioambiental despachar una eólica, que no puede almacenar su producción y producirla en otro momento, que no una biomasa, que mantiene un estocaje de combustible).

Hace una década no se contemplaba la hibridación de plantas de producción a partir de energías renovables con equipos de almacenamiento, una circunstancia que normativa de más reciente desarrollo pretende incentivar, por su favorable efecto sobre la operación del sistema y para la integración de una mayor proporción de renovables en el *mix* de producción<sup>6</sup>.

El proyecto expone que, en el contexto actual, podría resultar contraproducente relegar el despacho de instalaciones renovables que incorporen capacidad de almacenamiento, ya sea en forma electroquímica (baterías), térmica (sales fundidas, rocas calientes) o por otro medio, por el hecho de ser consideradas gestionables. La propuesta abandona la terminología 'gestionable | no

---

<sup>5</sup> La redacción de este apartado es como sigue:

*«3. Siempre que se salvaguarden las condiciones de seguridad y calidad de suministro [...], en condiciones económicas de igualdad [...], las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia tendrán prioridad para la evacuación de la energía producida, con particular preferencia para la generación no gestionable a partir de fuentes renovables. Asimismo, con el objetivo de contribuir a una integración segura y máxima de la energía eléctrica procedente de fuentes de energía renovables no gestionable el operador del sistema considerará preferentes aquellos generadores cuya adecuación tecnológica contribuya en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.»*

*A los efectos de lo previsto en este apartado, se entenderá por generación no gestionable aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa.»*

<sup>6</sup> Por ejemplo, mediante la hibridación de instalaciones preexistentes con almacenamiento, una de las posibilidades previstas en el art. 27 ('Hibridación de instalaciones de generación de electricidad con permisos de acceso y de conexión concedidos') del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

gestionable' y, en su lugar, establece el siguiente orden, de mayor a menor prioridad de evacuación:

1. Instalaciones renovables, incluidas aquellas con almacenamiento que, o bien no consuma de la red, o bien lo haga con una capacidad de almacenamiento de hasta 4 horas, y potencia instalada<sup>7</sup> igual o inferior al módulo de generación renovable. (Se habilita posible modificación de estos requisitos por orden ministerial.)
2. Resto de renovables con almacenamiento.
3. Cogeneración de alta eficiencia<sup>8</sup>.
4. Bombeo puro y almacenamiento independiente ('*stand-alone*').
5. Resto de tecnologías.

Una propuesta normativa en este mismo sentido, aunque con distinta redacción y menos detallada, fue incluida como parte del 'proyecto de real decreto por el que se desarrollan las figuras de las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía'<sup>9</sup>, mereciendo una valoración general positiva: «*Esta Comisión comparte la conveniencia de situar a toda la generación que utiliza fuentes de energía renovables en un mismo grado de prioridad de evacuación, tanto si es gestionable como si no, dado que otorgar prioridad a las instalaciones no gestionables resulta un desincentivo al desarrollo de la flexibilidad, y del almacenamiento en particular.*», si bien se realizaron observaciones con respecto a la exacta dicción planteada.

### ***Mejoras dirigidas a la liquidación del régimen retributivo específico***

#### ***Introducción de un tope a la desviación entre flujos de caja de la biomasa***

La propuesta incluye en su disposición final cuarta una modificación del artículo 13 ('Ajuste por afección a la retribución a la inversión para las instalaciones tipo de biomasa') de la TED/526/2024. Esta disposición da cumplimiento a lo previsto

---

<sup>7</sup> Según la definición del art. 3 del propio RD 413/2014.

<sup>8</sup> Según la definición del art. 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

<sup>9</sup> Objeto del informe IPN/CNMC/013/23, aprobado con fecha 31 de octubre de 2023.

en el art. 44.5<sup>10</sup> del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre<sup>11</sup>, teniendo presente que, a diferencia de lo que ocurre con una mayoría de instalaciones de cogeneración y tratamiento de residuos, son muchas las instalaciones de biomasa que, además de retribución a la operación (RO) todavía perciben retribución a la inversión (Rinv). Así, trimestralmente, se calcula un ‘valor de desviación entre flujos de caja’ que compara los flujos de caja estimados en su día<sup>12</sup> y los efectivamente calculados, trimestre a trimestre. La CNMC, como órgano encargado de las liquidaciones, debe luego mensualmente multiplicar el valor de desviación entre flujos de caja por la energía vendida en el mercado de producción para obtener el ‘ajuste por afección a la retribución a la inversión’.

Ahora bien, la redacción original de la TED/526/2024 asume que, en el caso de que, en un determinado mes, un ajuste de signo negativo supere el valor absoluto en euros de la suma de Rinv y RO, dado que la retribución específica nunca puede adoptar un valor total negativo<sup>13</sup>, «*La cantidad no liquidada como consecuencia de la anterior limitación se añadirá a la cantidad a liquidar en los meses siguientes hasta que esta se liquide completamente [...]»*. Aunque esta circunstancia todavía no se ha dado, su implementación complicaría las liquidaciones de la retribución específica de manera significativa en los meses segundo y tercero de cada trimestre, intermedios a la actualización trimestral de

---

<sup>10</sup> «*La metodología de actualización de la retribución a la operación prevista en el artículo 5 del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo [luego aprobada mediante la TED/526/2024], podrá definir sistemas de ajuste a posteriori para compensar las desviaciones en las estimaciones de ingresos y costes y excluir de la aplicación del ajuste por desviaciones en el precio del mercado regulado en el artículo 22 del [RD 413/2024], a las instalaciones tipo que se determine.*

*En aquellos casos en los que la actualización de las estimaciones de costes e ingresos recogida en la metodología suponga una afección a los valores de la retribución a la inversión, estos valores podrán actualizarse junto con la retribución a la operación. [...]*»

<sup>11</sup> Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía.

<sup>12</sup> Según el art. 13.1 de la TED/526/2024: «*Estos flujos de caja se calcularán como la diferencia entre la estimación de los ingresos de explotación por unidad de energía generada, sin incluir la retribución a la operación ni la retribución a la inversión, y los costes estimados de explotación por unidad de energía generada de cada instalación tipo. Para dicho cálculo se considerará la estimación del precio del mercado eléctrico, la estimación del precio de la biomasa y el resto de parámetros utilizados para el cálculo de la retribución a la inversión en las correspondientes ordenes de actualización de parámetros retributivos del periodo o semiperiodo regulatorio que correspondan.*»

<sup>13</sup> Según el art. 14.7 de la LSE, «*[...] 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. [...]*»

la RO correspondiente a cada instalación tipo de tecnología biomasa (subgrupos b.6 y b.8, de los considerados en el ámbito de aplicación del RD 413/2014).

Para salvar esta situación, el proyecto introduce, mediante un apartado 3.bis añadido a este artículo 13, el nuevo concepto de «*valor mínimo de desviación entre flujos de caja del trimestre 'k' de cada año 'n'*», que servirá como tope (se califica de *mínimo* porque su signo es negativo) del ajuste efectivamente aplicado en las tres liquidaciones de cada trimestre. De alcanzarse dicho tope, se trasladará el ajuste pendiente de aplicación al trimestre siguiente, siendo objeto de publicación mediante la correspondiente resolución de la SEE.

### *Limitación al ajuste por desviaciones en el precio del mercado tras finalizar la vida útil regulatoria*

Según el art. 22.6 del RD 413/2014, cuando una instalación concluye su vida útil regulatoria, «*los saldos positivos o negativos de los valores de ajuste por desviación de precio de mercado de aquellos años que no hayan sido repercutidos hasta ese momento [...] serán liquidados por el organismo encargado de la liquidación en las seis liquidaciones posteriores a la finalización de la vida útil regulatoria [...]*» Por ejemplo, si antes del inicio del semiperiodo regulatorio la cotización de los futuros del mercado diario preveía un precio de 100 €/MWh para un determinado año, y luego el mercado de contado registra solo 70 €/MWh, repartida a lo largo de seis liquidaciones (seis meses) se abonará la diferencia correspondiente a los menores ingresos percibidos por la venta de energía al mercado.

La propuesta introduce esta frase en el citado art. 22.6 «*Este ajuste, en todo caso, estará limitado al Valor Neto del Activo de la instalación tipo sin compensar al finalizar el año en el que la instalación pierda los derechos económicos.*» Téngase presente que, tras la aprobación de la TED/526/2024, el art. 22 no es ya de aplicación a aquellas instalaciones cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible (que perciben fundamentalmente RO).

El proyecto expone que el ajuste por desviaciones en el precio del mercado tiene sentido cuando existe todavía un Valor Neto del Activo (VNA) por recuperar (mediante la Rinv); si al terminar el año en el que la instalación concluyera su vida útil regulatoria (o perdiera el régimen retributivo específico por alguna otra causa) no quedara ya VNA por compensar, no tendría razón de ser el ajuste, de ahí que se limite su importe al VNA todavía sin compensar.

### *Gestión de la morosidad de instalaciones aún en funcionamiento*

La propuesta introduce un art. 29 bis ('Particularidades relativas a las obligaciones de ingreso correspondientes a las liquidaciones del régimen retributivo específico') que permitiría compensar las obligaciones de ingreso relativas a este régimen retributivo que los sujetos de liquidación no hubieran

satisfecho una vez realizada la liquidación de cierre (o ‘número 15’) de un ejercicio *«con las cuantías correspondientes a la participación en el mercado de la energía [...]»*

Es decir, una vez superada la liquidación de cierre, podrán compensarse las cantidades que los productores o sus representantes adeuden al sistema por razón de la liquidación del régimen retributivo específico, con hasta el 40% de los ingresos a percibir por la venta de energía en el mercado diario o intradiario.

Este desarrollo fue solicitado por la Comisión con motivo de su informe al ‘Proyecto de Real Decreto por el que se regula la producción de energía eléctrica en instalaciones ubicadas en el mar’<sup>14</sup>, en particular en su apartado ‘Sobre la inclusión de una disposición adicional relativa a recuperación de deudas de instalaciones RECORE que ya no perciban retribución específica’.

En dicho epígrafe se ponía de manifiesto que, en aquel momento (cierre de liquidaciones de abril de 2024), *«1.800 sujetos de liquidación [...] acumulan conjuntamente una deuda contraída con el sistema eléctrico y, en definitiva, los consumidores y contribuyentes que lo soportan, de 67,8 millones de euros. De esta deuda acumulada, más de 30 millones de euros corresponden a requerimientos de ingreso no satisfechos por instalaciones que en la actualidad no perciben régimen retributivo específico, pero que siguen en funcionamiento y, por consiguiente, tienen ingresos por la venta de energía al mercado.»*

### **Control de tensiones y adscripción a centro de control**

La propuesta adapta la redacción del art. 7 del RD 413/2014, que trata de las ‘Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos’, para tomar en consideración que el artículo 7.1.c de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, atribuye a esta Comisión el establecimiento, mediante Circular, de *«Las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico [...]»*. Así, por ejemplo, se indica que: *«[...] Las consignas de tensión, su seguimiento y los requisitos a cumplir para ser proveedor de este servicio serán establecidas en las correspondientes disposiciones de desarrollo. Los mecanismos de retribución serán establecidos por la [CNMC] en el ámbito del desarrollo del servicio de no frecuencia de control de tensión. [En la versión ahora vigente se dice: ‘...mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.].»*

Se modifica además la disposición adicional duodécima del RD 413/2014, ampliando las obligaciones de adscripción a un centro de control hoy existentes para las instalaciones de generación tanto a las instalaciones de

---

<sup>14</sup> Objeto del informe IPN/CNMC/004/24, aprobado con fecha 28 de mayo de 2024.

almacenamiento como a la demanda conectada a la red de transporte (exceptuando los consumos de servicios auxiliares de generación).

### ***Incorporación de trasposiciones pendientes***

La propuesta incorpora al derecho nacional las siguientes cuestiones que pudieran considerarse aún pendientes de trasposición, derivadas de los artículos 3.3 y 4.2 de la Directiva (UE) 2018/2001<sup>15</sup>: la jerarquía de residuos, las obligaciones de recogida separada de residuos y el principio general de integración de la electricidad procedente de fuentes renovables en el mercado de la electricidad en condiciones de mercado (este último aspecto ya fue traspuesto hace tiempo, pero la Comisión Europea considera en un Dictamen Motivado de enero de 2023 que ha de ser reflejado también expresamente con carácter de ‘principio general’).

Así, la disposición adicional primera (‘Energía renovable procedente de residuos’) establece que *«Las políticas a adoptar por las distintas administraciones públicas [...] así como los sistemas de apoyo se concebirán respetando la jerarquía de residuos establecida en el artículo 8 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular, con el fin de evitar distorsiones indebidas en los mercados de materias primas. Las administraciones públicas no proporcionarán apoyo a la energía renovable producida en la incineración de residuos si no se han cumplido las obligaciones de recogida separada establecidas en [...] la Ley 7/2022 [...] y en su normativa de desarrollo. [...]»*

Esta adaptación se refleja tanto en el art. 8 como en la disposición transitoria tercera del RD 413/2014 (‘Remisión de documentación’ y ‘Remisión de información’, respectivamente), que ahora mencionan también *«las obligaciones de recogida separada de residuos»*, y se añade un art. 33 ter (‘Incumplimiento de las obligaciones de recogida separada de residuos aplicables a las instalaciones del grupo c.1 y c.2’), análogo al 33 bis, introducido en su día por el Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo<sup>16</sup>, relativo al incumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de emisiones aplicables a biomasa, biogás y biolíquidos. Igualmente se añade al RD 413/2014 una disposición transitoria decimonovena, según la cual *«Lo dispuesto en el artículo 33 ter será de aplicación para la energía eléctrica generada a partir del 1 de enero de 2026.»*

---

<sup>15</sup> Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

<sup>16</sup> 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 biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables.

A su vez, la disposición adicional segunda de la propuesta reza como sigue: «*Los sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes de energía renovables deberán incentivar la integración de la electricidad procedente de fuentes renovables en el mercado de la electricidad en una forma adaptada al mercado y basada en el mercado, que evite distorsiones innecesarias de los mercados de la electricidad y que tenga en cuenta los posibles costes de integración del sistema y la estabilidad de la red.*»

De otro lado, se traspone el límite de emisiones directas de 270 gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>17</sup> para nuevas cogeneraciones<sup>18</sup> de alta eficiencia introducido por la Directiva (UE) 2023/1791<sup>19</sup>, para lo que la disposición final primera de la propuesta modifica el anexo III del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración (RD 616/2007), además de añadir un nuevo y último apartado décimo a la citada disposición transitoria tercera del RD 413/2014 que trata de las obligaciones de remisión de información.

### **Otras medidas**

La disposición final segunda modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo<sup>20</sup>, que trata de la garantía del origen (GdO) de la electricidad, suprimiendo tanto la obligación de separación contable de «*Los ingresos obtenidos por la venta de las garantías de origen*», cuyo destino final estaba asimismo limitado<sup>21</sup>, como la obligación de renunciar al régimen retributivo específico correspondiente a las garantías de origen destinadas a la exportación.

---

<sup>17</sup> Este límite se refiere a la «*producción de energía mediante generación combinada (incluida la calefacción, la refrigeración, la energía eléctrica y la mecánica).*»

<sup>18</sup> La propuesta introduce asimismo una disposición adicional única en el citado RD 616/2007, según la cual este límite no se aplicará a las cogeneraciones que cumplan las siguientes dos condiciones: «*Que dispongan de autorización administrativa de construcción con anterioridad a la entrada en vigor de [la propuesta, y] Que no sean objeto de una renovación que suponga el otorgamiento de un nuevo régimen económico con posterioridad a la entrada en vigor de [la propuesta].*»

<sup>19</sup> Directiva (UE) 2023/1791 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de septiembre de 2023, relativa a la eficiencia energética y por la que se modifica el Reglamento (UE) 2023/955.

<sup>20</sup> Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

<sup>21</sup> Según el art. 7 de la ITC/1522/2007, los ingresos obtenidos por la venta de garantías de origen de la electricidad solo «*[...] podrán estar destinados bien a nuevos desarrollos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración que con el sistema de retribución vigente no resulten rentables, o bien a actividades generales de investigación y desarrollo (I+D) cuyo objetivo sea la mejora del medio ambiente global.*»

La disposición final tercera modifica el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre<sup>22</sup>, de modo que las instalaciones de cogeneración puedan optar por acogerse a alguna de las modalidades de autoconsumo (el antes llamado ‘régimen de excedentes’) o bien vender toda su energía neta generada (comúnmente denominado ‘todo-todo’, porque se compra toda la energía consumida y se vende toda la generada) por periodos de tres meses, en lugar del año de permanencia requerido ahora. El motivo es que su retribución específica, que en una gran mayoría de casos se corresponde únicamente con la RO, varía trimestre a trimestre.

### 3. CONSIDERACIONES GENERALES

#### 3.1. Sobre la prioridad de despacho y la gestionabilidad

La propuesta equipara en un mismo orden de prioridad de evacuación: a) las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables sin almacenamiento, b) con almacenamiento «*que no consuma de la red eléctrica*» y c) con almacenamiento que consuma de la red eléctrica sometido a unas limitaciones referidas a potencia instalada y capacidad (medida en horas), limitaciones que podrían más adelante modificarse por orden ministerial.

Esta Comisión comparte, como se ha expuesto anteriormente, la conveniencia de suprimir la relación entre prioridad de despacho y gestionabilidad. Ahora bien, en la medida en que la procedencia de la energía consumida de la red por el almacenamiento no tiene por qué ser renovable, y aun cuando se establezcan requisitos al ‘tamaño’ de dicho almacenamiento en relación con el módulo de generación asociado (sea en términos de potencia instalada, sea en horas de almacenamiento), la propuesta podría no estar completamente alineada con la correspondiente previsión legal (cf. art.26.2 LSE<sup>23</sup>) que, a igualdad de condiciones económicas, otorga prioridad de despacho a «*la energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras*

---

<sup>22</sup> El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, fue luego reemplazado por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril. Se mantienen no obstante en vigor algunas partes del RD 900/2015, como su disposición adicional primera (‘Instalaciones de cogeneración asociadas a un consumidor’).

<sup>23</sup> El apartado 2 del artículo 26 (‘Derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica’) reza como sigue:

«*La energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, tendrá prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad del sistema, en los términos que reglamentariamente se determinen por el Gobierno. [...]*»

*ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia.» Esta misma previsión se contempla en el Reglamento (UE) 2019/944<sup>24</sup>.*

A este respecto, y en una primera aproximación, se aconseja simplificar la clasificación planteada considerando cuatro categorías: 1. Renovables, incluidas las que incorporen almacenamiento que no consuma de la red, 2. Cogeneraciones que satisfagan el requisito para ser consideradas de alta eficiencia, 3. Instalaciones a partir de fuentes de energía renovables que incorporen almacenamiento que consuma de la red y, 4. Resto de tecnologías.

De esta forma, se agilizaría el proceso de solución de congestiones, dotándolo además de mayor transparencia y competitividad, se facilitarían la implantación de las modificaciones de los procedimientos requeridas y, al contar con menos escalones de prioridad, se incrementaría la socialización del reparto de las reducciones de energía que fueran necesarias. El tratamiento de la prioridad así formulado estaría más alineado con los principios de la Directiva (UE) 2019/944 y el Reglamento (UE) 2019/943, cuya regla general es la ausencia de prioridad.

Por otra parte, el mismo apartado 3 del anexo XV que dispone los criterios de prioridad de despacho, condiciona la aplicación de dicha prioridad a la salvaguarda de las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico. Se hace notar que puede haber otros ámbitos no eléctricos que afecten directamente a la actividad de producción, imponiéndole límites o restricciones (por ejemplo, en los ámbitos hidráulico y medioambiental). Estas circunstancias deben ser conocidas y consideradas por el operador del sistema, pudiéndose requerir en un momento dado la toma de acciones por dicho operador. Esta posibilidad debería quedar reflejada en el texto del Real Decreto. Se propone la siguiente modificación del texto del artículo 6 y del Anexo XV:

#### *Art.6*

*2. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 26.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la energía eléctrica procedente de instalaciones que*

---

<sup>24</sup> El artículo 13.6 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, establece que «*Cuando se haga uso de redespacho a la baja no basado en el mercado, se seguirán los siguientes principios:*

*a) las instalaciones de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía renovables solo estarán sujetas a redespacho a la baja si no existe otra alternativa o si otras soluciones dieran lugar a costes desproporcionados significativos o riesgos graves para la seguridad de la red;*

*b) la electricidad generada por un proceso de cogeneración de alta eficiencia solo estará sujeta a redespacho a la baja si, aparte del redespacho a la baja de las instalaciones de generación de electricidad que utilizan fuentes de energía renovables, no existe otra alternativa o si otras soluciones dieran lugar a costes desproporcionados o riesgos graves para la seguridad de la red;» [...]*

*utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, tendrá prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad del sistema, en los términos que reglamentariamente se determinen por el Gobierno.*

*Sin perjuicio de la seguridad de suministro y del desarrollo eficiente del sistema, los productores de energía eléctrica procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneraciones de alta eficiencia tendrán prioridad de acceso y de conexión a la red, en los términos que reglamentariamente se determinen, sobre la base de criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. Entre estos criterios podrán ser tenidos en cuenta los requisitos relativos a la necesidad de gestión de caudales mínimos establecidos por las Confederaciones Hidrográficas u otros organismos oficiales para instalaciones hidráulicas.*

*Texto del Anexo XV de la propuesta de modificación del RD 413/2014:*

*«3. Siempre que se salvaguarden las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico, así como las condiciones de gestión de caudales mínimos establecidos por las Confederaciones Hidrográficas u otros organismos oficiales para instalaciones hidráulicas, en condiciones económicas de igualdad y con las limitaciones que, de acuerdo con la normativa vigente se establezcan por el operador del sistema o en su caso por el gestor de la red de distribución, las instalaciones de producción de energía eléctrica tendrán la siguiente prioridad para la evacuación de la energía producida, ordenadas de mayor a menor nivel de prioridad [...].*

### **3.2. Sobre la visibilidad y consignas por los gestores de la red de distribución**

La propuesta extiende a las instalaciones de almacenamiento (o sus agrupaciones) de potencia superior a 5 MW (0,5 MW en los territorios no peninsulares) y a las instalaciones de demanda conectadas a transporte la obligación de estar adscritas a un centro de control que permita al OS recibir su información en tiempo real y darles instrucciones, lo cual se considera adecuado para adaptar la operación segura del sistema a la creciente incorporación de nuevos sujetos. No obstante, para avanzar en el desarrollo de los mercados locales gestionados por los gestores de redes de distribución (GRD) y lograr la implementación de permisos de acceso flexibles que optimicen la capacidad disponible, debe otorgarse a los GRD plena visibilidad de las instalaciones conectadas a sus redes y la posibilidad de impartir consignas para que puedan

modificar sus parámetros de inyección o absorción de la red cuando deban resolver una congestión en la red que gestionan.

### *Visibilidad de las instalaciones conectadas a las redes de distribución*

Actualmente, el art. 7 RD 413/2014 regula que las instalaciones de producción (o sus agrupaciones) a partir de energías renovables, cogeneración y residuos (RECORE) de potencia instalada mayor de 1 MW tienen que remitir telemidas, bien directamente al OS o a través del centro de control de la distribuidora. Adicionalmente establece que los GRD tengan acceso a las telemidas en tiempo real de las instalaciones conectadas a sus redes. Sin embargo, ni la redacción vigente de este real decreto, ni este proyecto contemplan esta misma obligación para el resto de las instalaciones no RECORE<sup>25</sup>.

A este respecto cabe señalar que está pendiente de implementación nacional el art. 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485<sup>26</sup>, que contempla que el Estado miembro debe determinar el colectivo de instalaciones obligadas a remitir, entre otros datos, las telemidas a los gestores de la de transporte y de distribución.

Por ello, se considera conveniente establecer en este real decreto o en la normativa que implemente el citado art. 40.5, el umbral que identifique las

---

<sup>25</sup> El procedimiento de operación (P.O.) 9.2 regula el intercambio de la información de las telemidas. Este P.O. aplica no solo a instalaciones RECORE: también a otras instalaciones de generación o almacenamiento de potencia instalada superior al umbral que establezca la normativa de implementación nacional del art. 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485, o que participen en servicios de balance del sistema u otro servicio de respuesta de demanda:

El P.O. 9.2, en su redacción vigente, aplica a los titulares o representantes de:

*«a) Instalaciones de producción e instalaciones de generación asociada a autoconsumo o agrupaciones de las mismas, con potencia instalada superior al umbral previsto en la normativa vigente o al umbral, una vez que se establezca, en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485, o que participen en servicios de balance del sistema.*

*b) Instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte o que participen en servicios de balance del sistema o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda.*

*c) Instalaciones de almacenamiento (tanto [...] de bombeo como otros almacenamientos) con potencia instalada superior al umbral [...] del artículo 40.5 [...], o que participen en servicios de balance del sistema o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda.*

*d) Elementos de la red de transporte y elementos de la red observable del OS.»*

El Anexo II del P.O. 9.2 ('Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema') detalla la información que el OS remitirá a los GRD para que estos tengan un acceso homólogo a la misma; en particular, datos sobre: i) Señalizaciones y medidas de los elementos de red e instalaciones de generación, demanda y almacenamiento pertenecientes a su red observable, y ii) Señalizaciones y medidas de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento conectadas a la red del distribuidor.

<sup>26</sup> Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad.

instalaciones —adicionalmente a las instalaciones de producción RECORE que sí contempla— obligadas a remitir telemidas. En concreto, sería necesario establecer la obligación de envío de telemidas de las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte y de las instalaciones de producción, generación en autoconsumo y almacenamiento con el umbral que se defina. Asimismo, sería necesario, también como desarrollo del citado art 40.5, establecer la red observable del GRD.

Por otra parte, se debería ampliar la disponibilidad de telemidas por parte de los distribuidores (que actualmente solo puede acceder a las telemidas de las instalaciones RECORE) a todas las instalaciones que tengan la obligación de enviarlas y que están conectadas a su red o a su red observable.

### *Remisión de consignas*

El proyecto modifica la disposición adicional duodécima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, estableciendo para las instalaciones de almacenamiento y para las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte las obligaciones de adscripción al centro de control similares a las existentes para las instalaciones de generación.

A este respecto, hay que señalar que el OS expone en sus alegaciones que considera necesaria la puesta a disposición de las telemidas de las instalaciones de demanda y de producción a través de un centro de control, pero no su adscripción a un centro de control.

Por otro lado, el proyecto mantiene la redacción actual en lo relativo a que el OS podrá remitir instrucciones a estas instalaciones, debiendo ser ejecutadas para garantizar la fiabilidad del sistema.

Dado que también pueden darse situaciones de congestión en las redes de distribución que afecten a la seguridad y regularidad del suministro, aunque no siempre estas circunstancias se pongan de manifiesto en niveles de tensión superiores, sería conveniente que la norma amparara un grado de seguimiento y control de los GRD sobre sus redes, análogo al previsto para el OS sobre el conjunto del sistema. De otra forma, previsiblemente los GRD incrementarán los márgenes de seguridad en sus estudios de acceso a la red, reduciendo la capacidad disponible. Asimismo, los trabajos en curso en la CNMC para definir los permisos de acceso flexibles parten de la premisa de que los GRD puedan operar de forma efectiva sus redes.

Estas tareas encajan en lo previsto en el art. 38 ('Regulación de la distribución') de la LSE, que identifica a los distribuidores como «*gestores de las redes de distribución que operan*». Y aunque la LSE no cite expresamente, entre las funciones del gestor de la red de distribución (art 40.2), la de impartir las

instrucciones necesarias para la correcta operación de sus redes, sí habilita su inclusión mediante normativa de desarrollo cuando regula que el GRD deberá *«Realizar aquellas otras funciones que se deriven de esta ley y su normativa de desarrollo.»*

Además, el art. 26.3 de la propia LSE ampara a los GRD para dar instrucciones a las instalaciones conectadas a sus redes cuando cita, entre las obligaciones de los productores, la de *«Conectarse y evacuar su energía a través de la red de transporte o distribución de acuerdo con las condiciones que puedan establecer el operador del sistema, en su caso, el gestor de la red de distribución, por razones de seguridad y aquellas otras que reglamentariamente se establezcan.»*

En este sentido, la consulta pública específica de la CNMC para la revisión de las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación de los sistemas, lanzada el 9 de julio de 2024<sup>27</sup>, recoge entre otras, las cuestiones que deben abordarse para contemplar el papel del distribuidor en los mercados locales de flexibilidad. Este enfoque resulta necesario según lo previsto en la Directiva (UE) 944/2019, que establece que los Estados miembros deberán proporcionar el marco jurídico necesario para permitir e incentivar que los gestores de redes de distribución obtengan servicios de flexibilidad con el fin de mejorar la eficiencia en la explotación y el desarrollo de la red de distribución.

Por todo lo anterior, dado que el proyecto mantiene que la remisión de instrucciones solo las puede dar el OS, se considera necesario reformular esta redacción con un enfoque más amplio, incorporando una disposición que permita desarrollar las disposiciones normativas necesarias sobre la operación de los gestores de red, para permitir que el gestor de la red al que se conecten las instalaciones de generación, de almacenamiento y de demanda pueda dar instrucciones, junto con la obligación de que dichas instalaciones sigan las mismas, con la debida coordinación con el operador del sistema.

### **3.3. Sobre la duración de los semiperiodos**

La consideración cuarta del anteriormente citado informe IPN/CNMC/050/22, aprobado con fecha 30 de marzo de 2023, hacía una reflexión en la que se exponía cómo las cotizaciones de futuros disponibles hasta finales de octubre de 2022 habían estimado precios superiores a los finalmente registrados en 2022. Este hecho fue achacable en parte a la concurrencia de excepcionales circunstancias sobrevenidas, dado que, tal y como se apuntaba en dicho informe, *las cotizaciones de los contratos de futuros no pudieron anticipar ni la coyuntura*

---

27

[https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor\\_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/1\\_CIR\\_DE\\_005\\_24\\_Consulta\\_publica\\_especifica\\_%20mercado.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/1_CIR_DE_005_24_Consulta_publica_especifica_%20mercado.pdf)

*del mercado gasista actual, ni la prórroga del mecanismo de ajuste introducido por el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.*

Igualmente, en el año 2024 se registró un precio medio anual del mercado diario e intradiario de 62,96 €/MWh<sup>28</sup>, cuando el precio previsto para ese mismo año fue de 108,86 €/MWh<sup>29</sup>.

La antedicha consideración cuarta proseguía apuntando que *«cabría plantearse una adaptación excepcional y puntual de la previsión hecha con carácter general en el citado artículo 22.1<sup>30</sup>, con el fin de minimizar la diferencia entre los precios estimados para 2023 a mediados de 2022 y las más recientes expectativas del mercado»* concluyendo que *«ante el escenario actual de elevada volatilidad de los precios de mercado, cabría plantearse la realización de revisiones anuales de parámetros retributivos por ajuste de los ingresos de mercado sin esperar a las revisiones que tienen lugar al final de cada semiperiodo, en línea con la actuación que se llevó a cabo en 2022.»* [En referencia al art. 5 del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo<sup>31</sup>.]

También cabe mencionar otra situación registrada en 2020, pero en este caso, por un precio de mercado muy inferior al previsto inicialmente. Así, mediante la Orden TED/260/2021, de 18 de marzo<sup>32</sup> se revisó el valor de la retribución a la

---

<sup>28</sup> Acuerdo de 23 de enero de 2025 de la CNMC por el que se publica el precio medio anual del mercado diario e intradiario para el año 2024 en aplicación del artículo 22.4 del 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. INF/DE/027/25,

<sup>29</sup> Correspondiente a *«la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por OMIP desde el 1 de junio al 30 de noviembre del año anterior al inicio del semiperiodo [...]»*, según la dicción del apartado 1 del art. 22 del RD 413/2014.

<sup>30</sup> El art. 22.1 del RD 413/2014 establece una metodología unívoca para realizar la estimación: *«para cada año del semiperiodo regulatorio se calculará como la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por OMIP desde el 1 de junio al 30 de noviembre del año anterior al inicio del semiperiodo para el que se estima el precio del mercado.»*

<sup>31</sup> El art. 5 del 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, trata de la 'Actualización de los parámetros retributivos del régimen retributivo específico aplicables al año 2022'; en particular, su apartado 4 establece que *«Para la aplicación de la metodología de actualización de parámetros retributivos se considerará que el semiperiodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2022, se divide a su vez en dos semiperiodos regulatorios: el primero, comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2021 y el segundo, entre el 1 de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2022.»*

<sup>32</sup> Orden TED/260/2021, de 18 de marzo, por la que se adoptan medidas de acompañamiento a las instalaciones cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible durante el período de vigencia del estado de alarma debido a la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19.

operación y las horas de funcionamiento mínimo, durante el periodo de vigencia del estado de alarma del COVID, para subsanar las desviaciones surgidas por la excepcionalidad propia de la situación, garantizando la viabilidad económica de las principales empresas afectadas y el mantenimiento de su actividad.

Varias de las alegaciones remitidas en el marco del Consejo Consultivo van más allá, solicitando la modificación de la normativa para que los semiperiodos regulatorios se reduzcan a un solo ejercicio de forma permanente, con el fin de alcanzar una mayor certidumbre y evitar tensiones económicas derivadas de desajustes.

De un lado, cabe recordar que una de las motivaciones originales para el establecimiento del régimen retributivo específico, centrado fundamentalmente en una retribución proporcional a la potencia instalada (y nótese que, tras la TED/526/2024, la RO de las instalaciones *cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible* se revisa trimestralmente y ya apenas perciben Rinv alguna) fue estabilizar el coste que para los cargos supone el apoyo a estas tecnologías y hacerlos predecibles.

Para ello, introdujo el llamado ajuste por desviaciones en el precio del mercado (objeto del art. 22 RD 413/2014), basado en promedios de precios de horizonte anual<sup>33</sup>, evaluados trienalmente y cuyo efecto se lamina además a partir del inicio del siguiente semiperiodo y hasta el fin de la vida útil regulatoria, logrando así modular las variaciones a lo largo de plazos mayores, de modo que el impacto sobre los cargos (antes tarifas integrales) resulte progresivo y fácil de anticipar.

De otro lado, debe ponerse de manifiesto que este cambio requiere una norma con rango de ley y, en ausencia de circunstancias tan extremas como las que suscitaron la aprobación del citado Real Decreto-ley 6/2022, pasaría por alterar en profundidad un elemento clave en la vigente LSE, en particular su artículo 14 ('Retribución de las actividades'), parte esencial del cual son, para el régimen retributivo específico, los conceptos de periodo y semiperiodo regulatorio, cuya duración se establece en seis y tres años, respectivamente.<sup>34</sup>

---

<sup>33</sup> A partir de 2022 se han introducido otros plazos distintos del anual mediante la ponderación de cotizaciones de futuros a distintos horizontes temporales, combinados en el llamado 'precio cesta', como medio de fomentar la realización de coberturas en los mercados a plazo.

<sup>34</sup> En particular, el art. 14.4 de la LSE establece que:

*«En el caso de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico, la modificación de los parámetros de retribución se realizará de acuerdo con los siguientes criterios:*

*1.º En la revisión que corresponda a cada periodo regulatorio se podrán modificar todos los parámetros retributivos y, entre ellos el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable [...]*

Adicionalmente, cabe señalar que la implantación de actualizaciones trienales proporciona un marco de certidumbre para los promotores sobre la retribución a aplicar en cada año, que podría perderse teniendo en cuenta los tiempos de tramitación que requieren las sucesivas actualizaciones dentro del propio periodo regulatorio.

Asimismo, cabe recordar que el artículo 22<sup>35</sup> del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, contempla una cesta de precios a plazo en el mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado, en la que los mercados a plazo cuentan en 2025 con un peso del 80% en el cálculo del precio final del mercado, lo que incentiva a las instalaciones a cubrirse en los mercados a plazo en esa misma proporción y por tanto, a evitar cualquier riesgo derivado de la aplicación del ajuste al final del semiperiodo.

Las ventajas descritas requieren no obstante que los titulares de las instalaciones puedan soportar y, en su caso, financiar, ya sea con recursos propios o ajenos, oscilaciones en su flujo de caja que pueden no estabilizarse hasta pasados varios años. Su rentabilidad está garantizada, pero considerando un horizonte temporal que para determinadas instalaciones tipo puede ser prolongado.

Las consideraciones anteriores si bien exceden el alcance del proyecto analizado, se plantean con el fin de que se pueda valorar el establecimiento de un umbral a partir del cual pueda considerarse pertinente acortar la duración de los semiperiodos regulatorios, de forma excepcional como se hizo en 2022, a través de la modificación legal necesaria.

### **3.4. Sobre la revisión de las horas equivalentes de funcionamiento umbral y mínimas**

El proyecto introduce modificaciones en el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que regula las correcciones de los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación como consecuencia del

---

*En ningún caso, una vez reconocida la vida útil regulatoria o el valor estándar de la inversión inicial de una instalación, se podrán revisar dichos valores.*

*2.º Cada tres años se revisarán las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento. Asimismo, se podrán ajustar los parámetros retributivos en función de las desviaciones del precio del mercado respecto de las estimaciones realizadas para el semiperiodo regulatorio anterior. El método de ajuste se establecerá reglamentariamente y será de aplicación en lo que reste de vida útil de la instalación.*

*3.º Al menos anualmente se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.»*

<sup>35</sup> Tras la modificación introducida por la disposición final 6.1 del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

número de horas equivalentes de funcionamiento de la misma<sup>36</sup>. Los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación se reducen si su número de horas equivalentes de funcionamiento se encuentra por debajo de un mínimo, pudiendo incluso el titular de la instalación perder el derecho al régimen retributivo específico en ese año en el caso de que el número de horas equivalentes de funcionamiento sea inferior a un umbral de funcionamiento establecido para cada instalación tipo.

Al pasar en 2014 de un modelo que retribuía energía a otro que retribuía (fundamentalmente) potencia, ese ajuste del art. 21 se concibió como una forma de penalizar a las instalaciones que no alcanzaran el mínimo nivel de funcionamiento que corresponde a *la actividad realidad por una empresa eficiente y bien gestionada*, en la dicción de la LSE.

El proyecto revisa la redacción del artículo 21.2 para introducir expresamente los precios negativos en la metodología de cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento<sup>37</sup>. La redacción vigente de este artículo exceptúa del cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento la energía correspondiente a aquellas horas durante las cuales los precios de mercado diario de la electricidad son cero durante seis horas consecutivas o más. Esta situación, aunque prevista en la norma desde el año 2018, no se ha producido de forma recurrente hasta los meses de marzo y abril de 2024.

Se entiende que la motivación de exceptuar del cálculo del número de horas de funcionamiento la energía en horas de precios negativos es cumplir con lo previsto en las Directrices sobre ayudas de estado indicadas en el apartado 2, en cuanto a que con el mecanismo de apoyo *“no deberá incentivarse a los beneficiarios a ofrecer su producción por debajo de sus costes marginales, ni deberán recibir ayudas para la producción en ningún período en el que el valor de mercado de dicha producción sea negativo”*. Todo ello, con el fin de *“preservar unos incentivos operativos eficientes y las señales de precios”*.

A este respecto, cabe hacer una reflexión previa sobre la idoneidad de la utilización del factor de corrección por insuficiente número de horas equivalentes de funcionamiento como medio para desincentivar la producción en periodos de bajos precios de mercado, en tanto que afecta a la Rinv, la cual se percibe de

---

<sup>36</sup> Las horas equivalentes de funcionamiento se definen como el cociente entre la energía vendida en el mercado en cualquiera de sus formas de contratación y su potencia instalada.

<sup>37</sup> No obstante, y dado que, desde la modificación de las reglas de mercado de 2021, antes mencionada, se podía producir la existencia de precios negativos, éstos se consideraban en el sentido de que la mención a las horas del mercado diario a precio cero del artículo 21.2 del RD 413/2014 debía interpretarse referida a precios menores o iguales a cero (CNS/DE/554/24):

<https://www.cnmc.es/expedientes/cnsde55424>

forma proporcional a la potencia instalada, que nada tiene que ver con el funcionamiento de la instalación en esas horas. Por el contrario, la RO sí se percibe de forma proporcional a la energía producida, por lo que cabría explorar la posibilidad de considerar su no consideración en las horas de precios negativos como alternativa más apropiada para desincentivar su funcionamiento en las horas de exceso de producción renovable. Con respecto a las instalaciones que no perciben RO, se considera que las instalaciones ya tendrían suficiente incentivo a no funcionar en los periodos en los que el precio del mercado les hace incurrir en un pago.

En el caso de que se considere más adecuado mantener el mecanismo propuesto en el proyecto, dado que el cómputo de horas equivalentes de funcionamiento se podrá ver afectado significativamente por la existencia de muchas horas de precios negativos, aun cuando las instalaciones de las que son titulares puedan estar funcionando de un modo eficiente, cabría reducir con carácter general las horas umbral y mínimas de referencia para adaptarlas a la nueva realidad del mercado.

Existen algunos precedentes a este respecto, pero siempre acotados a determinadas tecnologías o situaciones coyunturales<sup>38</sup>; en esta ocasión se trata de una situación estructural que afecta a todas las tecnologías, aunque se ven afectadas en mayor medida aquellas que concentran su producción en las horas de precios más bajos (es decir, las que *capturan* un menor precio de mercado u obtienen un menor *apuntamiento*).

De acuerdo con lo anterior, y aunque esta reflexión aplique no directamente a este proyecto, sino a la futura orden ministerial por la que se aprueben los parámetros retributivos para el próximo semiperiodo 2026-2028, se recomienda revisar a la baja las horas equivalentes umbral y mínimas utilizadas para calcular el ajuste del art. 21 RD 413/2014. Como referencia, en 2024 se registraron 188 horas comprendidas en períodos de 6 horas consecutivas, o más, con precio medio del mercado diario de la electricidad negativo.

Por otro lado, también sería conveniente precisar a efectos del cálculo de estas horas que, en 2025 se prevé que la negociación en dicho mercado diario pase a realizarse por periodos de quince minutos. Por lo tanto, conviene adaptar el inciso «[...] *durante seis horas consecutivas o más*» precisando que se refiere a seis horas *completas* consecutivas o más, dando así continuidad a la forma en

---

<sup>38</sup> En 2020 se tomó en consideración la afección que sobre la cogeneración (en su mayoría asociada a consumidores industriales) tuvo la aplicación del estado de alarma, con el consiguiente cierre de numerosas instalaciones consideradas no esenciales. De otro lado, en ejercicios de muy bajo producible hidráulico se ha tenido en cuenta para las centrales minihidráulicas englobadas en los subgrupos b.4 y b.5 del art. 2 RD 413/2014.

la que se evalúa esta condición, con independencia de que la fijación de precios pase a hacerse por periodos cuartohorarios.

### **3.5. Sobre la liquidación del valor de los ajustes por desviaciones en el precio del mercado a las instalaciones de cogeneración, biomasas y plantas de residuos**

Según el art. 4 de la citada Orden TED/526/2024, «*Las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden quedan excluidas de la aplicación del ajuste por desviaciones en el precio del mercado regulado en el artículo 22 del [RD 413/2014], a partir del 1 de enero de 2024, de forma que el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado del año 2023 se aplicará según lo previsto en el mencionado artículo, mientras que los valores de ajuste por desviaciones en el precio del mercado de los siguientes años tendrán valor nulo.*»

Es decir, para cogeneraciones, biomasas y plantas de tratamiento de residuos, que fundamentalmente perciben RO, actualizada trimestralmente desde 1 de enero de 2024, ya no se realizará la corrección por las desviaciones observadas en el precio del mercado en los años 2024 y 2025, pero sí por el año 2023. De no liquidarse el ajuste correspondiente a 2023<sup>39</sup> antes de calcularse los parámetros para el próximo semiperiodo regulatorio 2026-2028, y dado que los precios del mercado registrados en el semiperiodo actual están siendo apreciablemente inferiores a los previstos a finales de 2022, cabe la posibilidad de que algunas de las instalaciones tipo encuadradas en estas tecnologías llegaran a recuperar una Rinv que ahora no tienen, lo cual no contempla (salvo en el caso de las biomasas) la recientemente aprobada metodología de la TED/526/2024.

Para prevenir esta situación, cabría la posibilidad de liquidar los Vajdm correspondientes al ejercicio de 2023 en las liquidaciones siguientes a la entrada en vigor del proyecto, de forma excepcional, solo para este colectivo y por analogía con el art. 22.6 del RD 413/2014, previsto para instalaciones que concluyen su vida útil regulatoria o abandonan por otra causa el régimen retributivo específico. (Estas instalaciones *no* abandonan este régimen, pero a los solos efectos del art. 22, que ha dejado de aplicarles, sí deja de serles aplicable)

---

<sup>39</sup> **[CONFIDENCIAL]**

### **3.6. Sobre la consideración de las garantías de origen**

La disposición final segunda modifica dos aspectos de la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. Por una parte, se elimina la obligación de destinar los ingresos obtenidos por la venta de dichas garantías de origen a determinadas actividades, y por otra, se elimina la restricción a la exportación de las garantías de origen correspondientes a las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo específico.

A este respecto, se comparte la oportunidad de las modificaciones propuestas con el fin de otorgar una mayor flexibilidad a los titulares y para permitir aprovechar el valor añadido que representa la comercialización de estas garantías en los mercados internacionales. No obstante, se considera que con el fin de tener en cuenta adecuadamente el impacto de los ingresos futuros procedentes de su venta en la rentabilidad de las empresas, estos deberían ser incorporados en el cálculo de los parámetros retributivos a efectos de su revisión en el próximo periodo regulatorio. Si bien es cierto que el valor de las garantías de origen es muy reducido en la actualidad (inferior a 1 €/MWh), en 2022 e inicios de 2023, alcanzó máximos históricos, situándose entre 8 y 9 €/MWh, por lo que cabría prever en la normativa la posibilidad de ser contemplados en el futuro para la revisión de los parámetros.

Este tratamiento estaría alineado con el que se da en el Régimen Económico de Energías Renovables a las garantías de origen, por el cual, los titulares de instalaciones no pueden solicitar la expedición de las garantías de origen, ni por tanto percibir los ingresos procedentes de su venta.

## **4. CONSIDERACIONES PARTICULARES**

### **4.1. Sobre la fecha de efectos de los cambios del art. 21 para las cogeneraciones**

En el caso de las instalaciones de cogeneración, a las que para percibir la retribución específica se les requiere acreditar su alta eficiencia (en términos de rendimiento eléctrico equivalente o ahorro de energía primaria), y en relación con las modificaciones introducidas en el art. 21 (cómputo de horas equivalentes de funcionamiento) debería considerarse o bien establecer una fecha de efectos posterior a la prevista con carácter general (1 de enero de 2024), o bien prever la posibilidad excepcional de solicitar una renuncia temporal extemporánea, fuera de los plazos previstos en el art. 34. De lo contrario, en la práctica y al menos para el ejercicio 2024, algunas de las modificaciones introducidas por la propuesta quedarían sin efecto para dichas instalaciones.

Debe tenerse presente que en la versión actual del art. 21 las correcciones de ingresos afectan a *todo* el régimen retributivo específico, en tanto que, con las modificaciones propuestas, pasarían a afectar *solo* a la retribución a la inversión (Rinv).

Pues bien, una gran mayoría de las instalaciones de cogeneración únicamente perciben retribución a la operación (RO) y, de ellas, son numerosas las que mantienen niveles de producción tan bajos que no alcanzan el umbral de funcionamiento establecido para su instalación tipo (IT) en horas equivalentes de funcionamiento anuales, luego su retribución es nula y, por lo tanto, no se les requiere la acreditación de una alta eficiencia (que, por otra parte, difícilmente podrían alcanzar en esas circunstancias).

Ahora bien, si las correcciones de ingresos por horas equivalentes pasan a aplicarse únicamente a la Rinv, aquellas cogeneraciones que, de todos modos, solo perciben RO, podrían cobrar RO de forma proporcional a la energía inyectada en el sistema (por poca que fuera)<sup>40</sup>, pero ya no tendrían forma de acreditar retroactivamente, por así decir, su alta eficiencia en el año 2024, con lo cual a la postre igualmente perderían la RO e incurrirían en un incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética<sup>41</sup>.

Para salvar la situación descrita, cabría recomendar:

- i. Especificar para este colectivo en la disposición transitoria única.1 del proyecto una fecha de efectos diferente (en principio, 1 de enero de 2025), o bien
- ii. Añadir otra disposición transitoria que, de forma excepcional, permita solicitar la renuncia temporal prevista en el art. 34<sup>42</sup> de forma extemporánea, para cualesquiera periodos comprendidos entre el 1 de enero de 2024 y el último día del mes en el que la propuesta entre en vigor.

---

<sup>40</sup> **[CONFIDENCIAL]**

<sup>41</sup> Se tiene además que, según el art. 32.3 del RD 413/2014, «*En el caso de que [...] se produjera un segundo incumplimiento, se iniciará el procedimiento de cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, sin perjuicio del procedimiento sancionador correspondiente.*»

<sup>42</sup> El art. 34 del RD 413/2014 trata de la 'Renuncia temporal al régimen retributivo específico para las cogeneraciones y las instalaciones a las que se refieren los apartados 2, 3 y 4 del artículo 33'; el segundo párrafo de su apartado 2 prevé que, «*A estos efectos, la referida comunicación al organismo competente para realizar las liquidaciones deberá remitirse con una antelación mínima de 15 días al inicio del período de renuncia correspondiente.*»

## 4.2. Sobre los centros de control de generación y demanda

El texto del proyecto mantiene la referencia a los ‘centros de control de generación’ en línea con la denominación que se utilizaba en el momento de elaboración del RD 413/2014. Con el fin de adecuarlo a las nuevas funcionalidades de los centros de control, se propone sustituir estas referencias por ‘centros de control de generación y demanda’, en consistencia con lo previsto en la ‘Resolución de 13 de noviembre de 2019, de la [CNMC], por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485<sup>43</sup>’ («BOE» de 28 de noviembre) y con la terminología empleada por la ‘Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la [CNMC], por la que se aprueba el procedimiento de operación 9.2 "Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema"’ («BOE» de 19 de diciembre).

En segundo lugar, se propone modificar el tercer párrafo del artículo 7, punto c, para alinearlo con las *“Especificaciones para la Implementación Nacional de la Metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento 2017/1485”* aprobadas por la CNMC el 13 de noviembre de 2019. Se propone reemplazar el texto en vigor: *“pudiendo ser transmitidas a través de los centros de control de la empresa distribuidora si así lo acordaran con ésta”* por *“a través de un centro de control de generación y demanda”*. El motivo de este cambio es que, conforme al esquema de intercambio de información aprobado en dicha especificación, no es admisible el intercambio de información a través de la vía indicada. En este esquema se establece que el intercambio de información con el OS debe realizarse a través de un centro de control de generación y demanda, no admitiéndose el envío directo de información al centro de control del distribuidor<sup>44</sup>.

---

<sup>43</sup> Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad («DOUE» de 25 de agosto). El apartado 6 de su artículo 40 (‘Organización, funciones, responsabilidades y calidad del intercambio de datos’) establece que: *«[...] todos los GRT [Gestores de Red de Transporte] acordarán conjuntamente los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades esenciales en relación con el intercambio de datos. Tales requisitos organizativos, funciones y responsabilidades tomarán en consideración y complementarán, cuando proceda, las condiciones operativas de la metodología de provisión de datos de generación y de consumo desarrollada de conformidad con el artículo 16 del Reglamento (UE) 2015/1222. [...]»*

<sup>44</sup> En la mencionada resolución, se indicó lo siguiente: *“Esta Sala considera adecuado que no se utilicen los centros de control de la distribución para prestar el servicio de remisión de información al OS, en tanto que, en la actualidad, no existe un precio regulado para poder cobrar por dicho servicio y, su retribución queda incluida dentro de la retribución global de la actividad de distribución. Esta situación podría suponer, en el caso de que se produjera un desarrollo significativo de instalaciones en la red de distribución, una situación de ventaja competitiva para los centros de control de los distribuidores frente a los centros de control de generación-demanda. Por ello, se considera que la propuesta planteada por el OS, en cuanto a que todas*

### 4.3. Sobre la energía no vendida por restricciones técnicas

El proyecto propone modificar la redacción del art. 21.2 de modo que *«A los efectos del cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento, se considerará la energía que no ha podido ser vendida como consecuencia del proceso para la solución de restricciones técnicas desarrollado por el operador del sistema.»*

Para permitir la implementación práctica de este nuevo precepto, se hace necesario que el OS facilite a esta CNMC los datos correspondientes a la energía no vendida por solución de restricciones técnicas, de acuerdo con los criterios que esta establezca. Solo de esta forma podrá dicha energía ser tomada en consideración, tanto a los efectos de llevar a cabo el proceso de liquidaciones del régimen retributivo específico como para, en su caso, inspeccionar la correcta imputación de esa energía a instalaciones concretas, identificadas a estos efectos mediante su Código de la Instalación de producción a efectos de Liquidación (CIL)<sup>45</sup>, por lo que se recomienda incluir el correspondiente mandato al OS mediante una disposición adicional tercera.

Se hace ver además que, con carácter general, no existe una correspondencia biunívoca entre unidades de programación (que es el nivel de agregación de unidades físicas empleado por el OS para impartir las consignas de reducción de potencia) y unidades físicas, como tampoco entre unidades físicas y CIL, pues este último código obedece a criterios de índole retributiva. Por ejemplo, una unidad de programación puede englobar varias plantas de producción; a su vez, una misma planta de producción ha podido ponerse en servicio en fases sucesivas a lo largo de distintos años, a cada una de las cuales corresponde una distinta retribución, y por ende un distinto CIL.

### 4.4. Sobre el cálculo de la potencia instalada

Se propone incluir una mayor concreción con respecto al cálculo de la potencia instalada, con el fin de evitar la consideración de los dispositivos de limitación de potencia en el cálculo de este valor. Para ello, se propone incluir al final del artículo 3 el siguiente párrafo: “Adicionalmente a las consideraciones anteriores, para la determinación de la potencia de una instalación, no se tendrán en cuenta posibles limitaciones de potencia obtenidas a partir de cualquier tipo de

---

*las instalaciones deben remitir la información a través de un centro de control generación-demanda, sitúa a todos los prestadores del servicio en igualdad de oportunidades o “level playing field”, por lo que se considera adecuada.” [https://www.cnmc.es/sites/default/files/2758906\\_3.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/2758906_3.pdf)*

<sup>45</sup> El CIL es definido en el apartado Segundo.e) de la 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.

dispositivo electrónico o de software.” Sobre las limitaciones aplicables a la actividad de representación.

#### **4.5. Sobre la representación de instalaciones de almacenamiento por parte de operadores dominantes**

El artículo 53 del vigente Real Decreto 413/2014 regula la actividad de representación y, entre otros aspectos, impone limitaciones a la representación de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos por parte de los operadores dominantes del sector eléctrico. Si bien esta redacción no ha sido modificada en el proyecto convendría revisar esta limitación al objeto de incluir la consideración en este ámbito del almacenamiento, solo o hibridado, previa la coordinación que se haya de articular en el ámbito ibérico<sup>46</sup>.

### **5. CONCLUSIÓN**

El proyecto de real decreto por el que se modifica el 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, viene a incorporar una serie de ajustes en el régimen retributivo específico que se consideran necesarios en tanto en cuanto adapta el marco regulatorio a los cambios que se están produciendo en el sector eléctrico, tanto a nivel nacional como europeo, favoreciendo la transición energética, sin perjuicio de las consideraciones aportadas en los epígrafes 3, y 4 de este informe.

El proyecto incorpora una serie de modificaciones del mecanismo retributivo que en parte son consecuencia de recomendaciones hechas por la CNMC a lo largo de los últimos años, con motivo de sucesivos informes a distintas propuestas normativas, en tanto que otros cambios son consecuencia directa de la implementación de regulación comunitaria.

De entre las consideraciones realizadas cabría señalar:

- Aunque se comparte la conveniencia de suprimir la relación entre prioridad de despacho y gestionabilidad, se aconseja simplificar la clasificación planteada considerando cuatro categorías: 1. Renovables, incluidas las que incorporen almacenamiento que no consuma de la red, 2. Cogeneraciones que satisfagan el requisito para ser consideradas de alta eficiencia, 3. Instalaciones a partir de fuentes de energía renovables que incorporen almacenamiento que consuma de la red y, 4. Resto de tecnologías. Se

---

<sup>46</sup> Art. 7 bis del Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004.

propone contemplar la posibilidad de desarrollar el marco normativo que asegure la visibilidad y gestionabilidad por parte de los gestores de redes de distribución de las redes que operan, de forma análoga a las tareas desarrolladas por el OS en el conjunto del sistema, aunque evidentemente circunscritas a su propio ámbito de actuación.

- Actualmente los gestores de la red tienen acceso a las telemedidas de las instalaciones RECORE (o sus agrupaciones) conectadas a sus redes por encima de 1 MW, pero no tienen acceso a las telemedidas de las instalaciones de almacenamiento o de demanda, por lo que resulta necesario que se apruebe la orden que implemente el art. 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485 y que se le dé la visibilidad necesaria a los distribuidores de las instalaciones que se conecten a su red.
- Para atender a la situación de mercado actual, no prevista hace más de una década cuando se aprobó el Real Decreto 413/2014, que afectan al cómputo de las horas equivalentes de funcionamiento, y aunque esta reflexión aplique a la futura orden ministerial por la que se aprueben los parámetros retributivos para el próximo semiperiodo 2026-2028, se recomienda revisar a la baja las horas equivalentes umbral y mínimas utilizadas para calcular las correcciones de los ingresos anuales de las instalaciones como consecuencia de su número de horas equivalentes de funcionamiento.
- En el caso de las instalaciones que deben justificar el cumplimiento de requisitos de eficiencia energética debería reconsiderarse la fecha de efectos de los cambios introducidos en el artículo 21 del RD 413/2014.

## **ANEXO I: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD**

Se han recibido alegaciones de:

Asociaciones:

- Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA)
- Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelēc)
- Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica (CIDE)
- Asociación de empresas para el desimpacto ambiental de los purines (ADAP)
- Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN ESPAÑA)
- Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN)

Empresas:

- Red Eléctrica de España (como Operador del Sistema).
- NATURGY ENERGY GROUP, S.A.
- FORTIA ENERGIA S.L
- UFD Distribución Electricidad, S.A.