

## **ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA EL RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Expediente nº: IPN/CNMC/014/20**

### **PLENO**

#### **Presidenta**

D<sup>a</sup>. Cani Fernández Vicién

#### **Vicepresidente**

D. Ángel Torres Torres

#### **Consejeros**

D<sup>a</sup>. María Ortiz Aguilar

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D<sup>a</sup>. María Pilar Canedo Arrillaga

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xavier Ormaetxea Garai

D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

#### **Secretario del Consejo**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 30 de julio de 2020

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, 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 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 1 de julio 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 y el Reto Demográfico (MITERD) adjuntando para informe el proyecto de real decreto por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica; el proyecto consta de la propuesta de real

decreto en sí, acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

La propuesta tiene como objeto la creación de un nuevo marco retributivo para instalaciones de energías renovables basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo para un volumen de energía a entregar en un plazo definido y cuyo otorgamiento se realizará mediante procedimientos de concurrencia competitiva (subastas).

### **1.1 Marco retributivo vigente (régimen retributivo específico)**

El actual marco retributivo se encuentra regulado en el Título IV 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 (RD 413/2014), que desarrolla el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), el cual dispone que *«Excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico [...] cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior [...]»*

Este régimen retributivo específico se basa en la obtención de *«una rentabilidad razonable referida a la instalación tipo<sup>1</sup> (IT) en cada caso aplicable»*, *«a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada»*. Es *«adicional a los ingresos obtenidos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción»* y está compuesto por un término por unidad de potencia instalada (retribución a la inversión, Rinv) que cubre, cuando proceda, los costes de inversión para cada IT que no puedan ser recuperados por dicha venta de energía en el mercado y, en su caso, un término por unidad de energía generada en barras de central (retribución a la operación, Ro) que cubre la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha IT, de particular importancia para aquellas cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible (como es el caso, entre otras, de cogeneraciones, biomasas y plantas de tratamiento de residuos)<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Conforme al artículo 13 del RD 413/2014, por orden ministerial (la primera de las cuales fue la IET/1045/2014, de 16 de junio), *«se establecerá una clasificación de instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria para la aplicación del régimen retributivo.»*

<sup>2</sup> Junto con las retribuciones a la inversión y a la operación, es posible otorgar un 'incentivo a la inversión por reducción del coste de generación' (linv) a *«aquellas tecnologías susceptibles de ser instaladas en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares»*.

## 1.2 Nuevo marco retributivo (régimen económico de energías renovables)

El artículo 2 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica (RD-ley 23/2020), añade un apartado 7 bis al citado artículo 14 de la LSE que introduce un nuevo marco retributivo (que coexistirá con el régimen retributivo específico), exclusivamente aplicable a instalaciones de producción de nueva construcción a partir de fuentes de energía renovables.

Este nuevo Régimen Económico de Energías Renovables (REER) se basa en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo (en €/MWh, con dos decimales) para una cantidad determinada de energía a entregar en un plazo definido, y se otorgará a través de procedimientos de concurrencia competitiva convocados mediante la publicación de criterios transparentes y no discriminatorios que podrán *«distinguir entre distintas tecnologías de generación en función de sus características técnicas, tamaño, niveles de gestionabilidad, criterios de localización, madurez tecnológica y aquellos otros que garanticen la transición hacia una economía descarbonizada, así como tener en cuenta las particularidades de las comunidades de energías renovables [... A las] instalaciones de pequeña magnitud y proyectos de demostración se les podrá eximir del procedimiento de concurrencia competitiva [...] en estos casos, se podrá utilizar como referencia retributiva el resultado de dichos procedimientos.»*

La propuesta tiene por objeto desarrollar la regulación general del REER, si bien buena parte de su implementación práctica se difiere a la aprobación mediante orden ministerial de los futuros procedimientos de subasta (incluido el producto a subastar, que podrá ser *«la potencia instalada, la energía eléctrica o una combinación de ambas»*), en tanto que la convocatoria, cupo a adjudicar, plazo máximo de entrega y reglas de cada subasta (incluida la determinación de un precio máximo o de reserva y, en su caso, un precio mínimo o de riesgo, que podrán tener carácter confidencial) se establecerán por resolución de la SEE.

A las instalaciones acogidas al REER les será de aplicación el RD 413/2014 en lo que atañe a sus disposiciones generales, derechos y obligaciones de las instalaciones (se prevé no obstante la posibilidad de establecer requisitos técnicos adicionales vinculados al derecho a la percepción del REER), representación, procedimientos... a excepción de lo previsto en relación con el régimen retributivo específico. OMI-Polo Español, S.A. (OMIE) será la entidad administradora de las subastas y realizará asimismo la liquidación de la energía asociada a las mismas; la CNMC será la entidad supervisora; ambas entidades podrán ser modificadas por orden ministerial. La inspección *«para la comprobación del cumplimiento de los requisitos necesarios para la aplicación del REER»* corresponderá al *«órgano competente de la Administración General del Estado»*. Para favorecer la previsibilidad de las subastas, se prevé la publicación de un calendario indicativo al menos a cinco años vista que incluya plazos, capacidad esperada y, en su caso, tecnologías previstas.

### **1.3 Trámite de audiencia**

El 1 de julio 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 días 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 de real decreto y su correspondiente MAIN; la propuesta consta de 34 artículos agrupados en 5 capítulos, 3 disposiciones finales y 1 anexo.

### **2.1 Capítulo I - Disposiciones generales**

Establece el objeto, ámbito de aplicación y aspectos generales del nuevo Régimen Económico de Energías Renovables (REER). Las instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovable<sup>3</sup> acogidas al mismo podrán ser híbridas y contar con almacenamiento. Su otorgamiento se realizará mediante subastas que podrán diferenciar tecnologías, gestionabilidad, localización y otros criterios que garanticen una transición justa, así como las particularidades de las comunidades de energías renovables. Podrá eximirse de participar a las instalaciones de pequeña magnitud y proyectos de demostración. El procedimiento de subasta se regulará por orden ministerial y serán convocadas mediante resolución de la SEE. A las instalaciones adjudicatarias les aplicará lo dispuesto en el RD 413/2014 (salvo lo relativo al régimen retributivo), están obligadas a vender una determinada cantidad de energía en las condiciones reguladas y, con carácter general, el REER será incompatible con otras ayudas que tengan la misma finalidad.

### **2.2 Capítulo II - Mecanismo de subastas**

El producto a subastar será la potencia instalada, la energía eléctrica o una combinación de ambas. La subasta se realizará mediante sobre cerrado y pago según oferta (*pay-as-bid*); las ofertas se expresarán en €/MWh, con dos decimales. Cada convocatoria fijará un precio máximo o de reserva y podrá fijar un precio mínimo o de riesgo; ambos pueden ser confidenciales. Las ofertas comprendidas entre precio de riesgo y precio de reserva serán ordenadas de menor a mayor hasta alcanzar el cupo de oferta, sin superarlo. El resultado de la

---

<sup>3</sup> Entendiéndose por tales las incluidas en la categoría b) de acuerdo con la clasificación del artículo 2 del RD 413/2014; por lo tanto, no es aplicable a cogeneración de alta eficiencia ni a residuos.

subasta será la potencia o energía adjudicada a cada participante, así como su precio de adjudicación, que corresponderá con su oferta económica.

La entidad administradora de las subastas será OMIE y la entidad supervisora, la CNMC; ambas pueden ser modificadas por orden ministerial. Se establecerá un calendario de subastas con un horizonte mínimo de cinco años.

### **2.3 Capítulo III - Régimen Económico de Energías Renovables**

Las instalaciones acogidas al REER venderán en el mercado, en el periodo comprendido entre el inicio y final del 'plazo máximo de entrega', un volumen de 'energía de subasta' comprendido entre la 'energía mínima de subasta' y la 'energía máxima de subasta'. El Operador del Mercado (OM) será responsable del cómputo de la energía de subasta hasta que alcancen la energía máxima de subasta o expire el plazo máximo de entrega. Mediante comunicación fehaciente al OM es posible renunciar al REER y continuar participando libremente en el mercado antes de alcanzar la energía máxima de subasta o de que expire el plazo máximo de entrega, sin penalización, de haber superado la energía mínima de subasta, o en caso contrario previo pago de una penalización económica proporcional a la energía mínima de subasta todavía pendiente.

El 'precio percibido' en cada periodo de negociación de los mercados diario e intradiario (ya sea continuo o por sesiones) podrá ser o bien el 'precio de adjudicación' de la subasta sin modificación<sup>4</sup>, o bien dicho precio de adjudicación corregido por la diferencia entre el precio del mercado diario<sup>5</sup> y el precio de adjudicación, afectada a su vez de un 'porcentaje de ajuste de mercado' expresado en tanto por uno y comprendido entre 0 y 0,5 a ser fijado por orden ministerial (0, por defecto). En los periodos de negociación en los que el precio de mercado diario o intradiario sea igual o inferior al 'precio de exención de cobro' (igualmente modificable por orden ministerial; 0 €/MWh, por defecto) el precio percibido será igual al precio de mercado y la energía no contabilizará como energía de subasta. El precio a percibir por la energía de subasta vendida en otros mercados distintos del mercado diario e intradiario será el que resulte de cada mercado, sin modificación.

### **2.4 Capítulo IV - Inclusión del mecanismo en el mercado**

Cada instalación adjudicataria debe constituirse como una unidad de oferta para participar en los mercados diario, intradiario, de servicios de ajuste y de balance, pero el titular de dicha instalación no podrá declarar contratos bilaterales con esa misma unidad de programación. El OM liquidará la diferencia entre precio

---

<sup>4</sup> Por otra parte, según el artículo 19, «*El precio de adjudicación no será objeto de actualización.*»

<sup>5</sup> Según explica la MAIN, «*El cálculo del precio percibido por la venta de energía en los mercados diario e intradiario está referenciado en ambos casos al precio del mercado diario, al objeto de evitar posibles arbitrajes entre los dos mercados.*»

percibido y precios de los mercados diario e intradiario; los ingresos u obligaciones de pago resultantes se distribuirán entre las unidades de adquisición nacionales en proporción a su programa horario final después del mercado continuo.

## **2.5 Capítulo V - Procedimientos administrativos**

La inscripción en el Registro Electrónico del REER, gestionado por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), es prerequisite para la percepción de dicho régimen económico. La inscripción en estado de preasignación requiere el depósito de una garantía, fijada mediante orden, que será ejecutada si el promotor desiste de la construcción o incumple otros requisitos (cf. art. 27) y se cancelará cuando se inscriba en estado de explotación.

## **3 CONSIDERACIONES GENERALES**

### **3.1 Sobre la sincronización de la propuesta con la ordenación de las solicitudes de acceso**

Se recomienda acompañar el desarrollo de las subastas que se celebren al amparo de la propuesta, encaminadas a facilitar la viabilidad económica de los nuevos proyectos y atraer nuevos inversores, con las medidas también introducidas por el propio RD-ley 23/2020 del que dimana *«para ordenar una cantidad muy elevada de solicitudes de acceso a la red eléctrica por instalaciones de energías renovables, que están absorbiendo la capacidad de evacuación de la red.»*

En particular, su artículo 1 ('Criterios para ordenar el acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución de electricidad') da en todos los casos la opción a los titulares de los permisos de acceso y conexión de renunciar a los mismos en un plazo de tres meses desde su entrada en vigor (plazo que cumpliría el 25 de septiembre de este año)<sup>6</sup>, si no se vieran capaces de cumplir los hitos requeridos en los plazos previstos, procediéndose a la devolución de las garantías económicas presentadas. Además, a las instalaciones que obtuvieron el permiso de acceso entre el 28 de diciembre de 2013 (fecha de entrada en vigor de la LSE) y el 31 de diciembre de 2017 se les conceden también 3 meses (que serían 6 para las instalaciones que lo obtuvieron con

---

<sup>6</sup> Ese mismo plazo establece el apartado 3 de la disposición final octava del repetido RD-ley 23/2020 para que el Gobierno y a la CNMC aprueben las disposiciones reglamentarias (real decreto y circular, respectivamente) que regulen el otorgamiento de los permisos de acceso, un aspecto clave para determinar la viabilidad de plantas como las adjudicatarias del régimen económico introducido por la propuesta, por lo que dichas disposiciones habrán de ser valoradas por los promotores conjuntamente con la propuesta objeto de este informe a la hora de tomar decisiones de inversión.

posterioridad al citado 31 de diciembre de 2017) para que les sea admitida la autorización administrativa previa. Por lo tanto, entre finales de septiembre y el cierre de este año 2020 se dispondrá de un primer indicio respecto a la firmeza de los proyectos más maduros con permiso de acceso concedido, lo cual permitirá modular los cupos de capacidad que se definan en las subastas que se celebren con posterioridad, de acuerdo con el calendario previsto en el artículo 12 de la propuesta, así como determinar los mecanismos de fomento de las renovables que más se adecúan a las necesidades de nueva potencia.

### **3.2 Sobre la exposición al mercado de las instalaciones de las subastas**

La Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables establece que los sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes de energía renovables deberán incentivar su integración en el mercado de la electricidad evitando distorsiones innecesarias y garantizar que los productores de energías renovables responden a las señales de precio y optimizan sus ingresos de mercado.

En esta misma línea, las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020, en su apartado 3.3.2.1, establecen que *«se adoptarán medidas para garantizar que los productores no tengan incentivos para producir electricidad a precios negativos.»*

Según la exposición de motivos de la propuesta, el esquema retributivo del REER persigue los anteriores objetivos: i) obligando a los beneficiarios de la subasta a vender su energía en el mercado eléctrico y garantizando que operen con las mismas obligaciones de balance que el resto de generadores; ii) estableciendo el 'porcentaje de ajuste de mercado', y iii) estableciendo un 'precio de exención de cobro'. A continuación, se analizan cada una de estas cuestiones.

#### **3.2.1 Sobre la liquidación de la energía vendida en el mercado**

A este respecto, cabe señalar que la propuesta establece en su artículo 18.1 que *«El precio percibido, en cada periodo de negociación, por las instalaciones acogidas al Régimen Económico de Energías Renovables, por cada unidad de energía de subasta vendida en el mercado diario e intradiario, será el precio de adjudicación resultado de la subasta.»*

La energía vendida en el mercado diario e intradiario suele diferir de la energía realmente producida y medida en contador por diversos motivos, tales como la participación en servicios de ajuste o desvíos atribuibles a causas imprevistas. Al retribuir al precio de la subasta la energía vendida en el mercado diario e intradiario, independientemente de que esta llegue o no a producirse, pueden surgir arbitrajes entre la energía ofertada en estos mercados y la energía del desvío, siempre que el coste del desvío sea inferior al precio de la subasta. Por tanto, puede existir un incentivo en las horas de precios reducidos (inferiores al de adjudicación de la subasta) a sobreestimar la producción y en las horas de

precios altos, a infravalorarla. Todo ello, sin menoscabo de que la propuesta recoja la obligación genérica a realizar la mejor previsión<sup>7</sup>.

Por otra parte, dado que el mecanismo propuesto retribuye la energía vendida al precio de la subasta, independientemente del precio obtenido por las instalaciones en los mercados, se podrían crear incentivos por parte de las instalaciones pertenecientes a grupos verticalmente integrados a vender energía a los comercializadores del mismo grupo a precios muy reducidos, en mercados de poca liquidez, como podrían ser algunas sesiones/rondas del horizonte intradiario.

Para evitar estos incentivos y su impacto sobre el precio del mercado, se propone que la liquidación de las energías renovables se lleve a cabo con la energía medida y realmente generada por la instalación y que el precio tomado como referencia sea el precio del mercado diario, independientemente de dónde se realicen las ventas. De esta forma, la instalación mantendrá su incentivo en mejorar tanto como le sea posible su previsión, casando la mayor parte de su producción en el mercado diario y, en su caso, buscando mejores resultados en los mercados posteriores, incluidos los de balance del operador del sistema, tal y como hacen los demás generadores que actúan en el libre mercado. Para implementarlo, se liquidaría provisionalmente con carácter mensual y posteriormente se realizaría una regularización con el cierre definitivo de medidas. Por simetría, la liquidación sobre la demanda debería realizarse también sobre medidas y no sobre los programas de compra.

Con esta alternativa, la obligación contemplada en la propuesta de realizar ofertas individualizadas en el mercado para las instalaciones adjudicatarias no sería necesaria. Si se realizase la liquidación por unidad de energía producida, no por unidad de energía vendida, la manera de incorporar al mercado estas instalaciones no resultaría relevante a efectos de su liquidación. De esta forma, se permitiría también su participación en los mercados de ajuste sin ningún tipo de limitación en cuanto a la posibilidad de agregación con otras instalaciones: las reglas del mercado y los procedimientos de operación prevén que una misma unidad de programación no puede recoger energía de varias unidades de oferta por lo que, la propuesta impide a estas instalaciones participar en los servicios de ajuste de manera agregada, restándoles competitividad.

Por otra parte, cabe señalar que, en el caso de optar por utilizar un 'porcentaje de ajuste de mercado' no nulo, la propuesta establece una formulación en la cual la retribución de los productores renovables es el precio del mercado diario por la parte de la producción expuesta al mercado, independientemente de dónde o

---

<sup>7</sup> El artículo 21.4 de la propuesta establece que: «Las instalaciones acogidas al Régimen Económico de Energías Renovables ofertarán en el mercado diario e intradiario con su mejor previsión de producción y de acuerdo a su coste de oportunidad.»

cómo realicen las ventas. Esto puede crear distintos incentivos por la parte expuesta, dado que la retribución de los productores renovables será tanto mayor cuanto más alto sea el precio del mercado diario, sin importar dónde es vendida la fracción de la energía retribuida al precio garantizado ('precio de adjudicación') de la subasta. Sería preferible liquidar a precio de adjudicación estrictamente la parte de producción no expuesta a mercado; la energía restante sería liquidada por OM u OS, según corresponda, como en el caso de cualquier otro productor no acogido al REER.

### **3.2.2 Sobre el porcentaje de ajuste de mercado**

También en línea con el objetivo de lograr una mayor exposición al mercado de los beneficiarios de la subasta, la exposición de motivos de la propuesta indica que *«cuando así lo establezca la convocatoria, por ejemplo, en el caso de subastas para tecnologías gestionables o con almacenamiento, este Real Decreto habilita a convocar subastas con una fórmula que contemple una exposición adicional al precio de mercado que incentive el desplazamiento de la generación hacia las horas de mayor escasez.»*

En concreto, se prevé un porcentaje de ajuste de mercado, expresado en tanto por uno, que representa el porcentaje de energía que se retribuye a precio del mercado, quedando retribuido el resto al precio de adjudicación. El valor del porcentaje de ajuste de mercado estará comprendido entre 0 y 0,5, siendo fijado en la orden por la que se regula el procedimiento de subasta; si no se especificara valor alguno, se considerará que el porcentaje de ajuste de mercado es cero.

En este sentido, por una parte, se considera que este nuevo REER no es el instrumento idóneo para el fomento de instalaciones de almacenamiento, el cual debería provenir de las propias señales derivadas del mercado, ante la existencia de un exceso de recurso renovable concentrado en determinados momentos.

Por otra parte, se recomienda concretar, si no en el marco de la propuesta, al menos en la orden que la desarrolle y regule el procedimiento de subasta, que la aplicación de porcentajes de ajuste de mercado iguales a cero quedará limitada a las convocatorias orientadas a instalaciones de menor madurez tecnológica o pequeño tamaño, que difícilmente resultarían económicamente viables si percibieran precios próximos a los del mercado diario o intradiario. Fuera de dicha excepción, el porcentaje de ajuste de mercado debiera ser siempre superior a cero para garantizar la perseguida exposición al riesgo de precio; cabría de hecho plantear un valor mínimo igual a 0,2 para todas aquellas convocatorias dirigidas a instalaciones que se consideren suficientemente competitivas con respecto a la expectativa a largo plazo del precio marginal del sistema.

### 3.2.3 Sobre el precio de exención de cobro

La ventaja que tiene una retribución otorgada por MW de capacidad instalada es que, a diferencia de lo que ocurre con la retribución por energía producida, consigue que el sujeto se vea plenamente expuesto al mercado e intente obtener los mejores resultados en el mismo. Asimismo, la retribución basada en potencia instalada hace que el propio sujeto no tenga interés en funcionar una vez que no se vean cubiertos sus costes variables lo que, evita, de manera natural, la existencia de problemas de evacuación ante episodios de elevada penetración de renovables.

Por el contrario, en el caso de una retribución basada en energía, el sujeto pierde su vinculación con el mercado en cuanto a que su retribución viene prefijada, y resulta independiente de su comportamiento en el mercado. Por ello, para estos mecanismos resulta necesario fijar un valor de exención de cobro, tal y como prevé la propuesta, y así evitar que los productores tengan incentivos para producir electricidad a precios negativos.

No obstante lo anterior, la consideración de un precio de exención de cobro próximo, pero superior a cero, establecido para un contingente de generación suficiente como para influir en determinadas horas sobre el precio del mercado, introducirá un nuevo valor de referencia hacia el que convergerán muchos oferentes y, en determinadas horas, podría convertirse en un precio instrumental de oferta que reemplazara al cero<sup>8</sup>, con el consiguiente sobrecoste para la demanda. Conforme a lo anterior, se recomienda mantener el precio de exención de cobro en cero €/MWh, al menos hasta haber acumulado alguna experiencia en el desarrollo de las subastas ligadas al REER.

### 3.3 Sobre la exclusión de la contratación bilateral

La propuesta establece que *«Los titulares de instalaciones acogidas al [REER] no podrán declarar contratos bilaterales con las unidades de programación que tengan asociadas dichas instalaciones.»* Según la MAIN, dicha prohibición tiene

---

<sup>8</sup> La MAIN plantea un ejemplo de impacto en la retribución con un 0,2 o 20% de porcentaje de ajuste de mercado. Para un precio de adjudicación de 25 €/MWh, y un precio de exención de cobro igual a 1 €/MWh, se tiene que con precios próximos pero superiores a 1 €/MWh, la instalación percibiría unos 20 €/MWh, pero con precios próximos pero inferiores a 1 €/MWh, su retribución caería a ese mismo precio por debajo de 1 €/MWh. Por mucho que la energía así retribuida no se contabilizara como energía de subasta, una caída tan brusca, de ser observada por un volumen de generación suficiente, establecería una referencia a no traspasar, y el 1 €/MWh se convertiría en el nuevo precio instrumental de venta de facto, en lugar de 0 €/MWh. Se introduce además un 'escalón' que, para precios próximos al de exención, potencialmente originaría resultados bruscamente diferentes ante situaciones por lo demás análogas, con solo unos céntimos por encima o por debajo del precio de exención por diferencia. Este tipo de comportamientos debe prevenirse en lo posible, en favor de una mayor progresividad, tanto en estrategias de oferta como en resultados del mercado.

por objeto hacer llegar al consumidor los beneficios económicos derivados del nuevo marco retributivo. Sin embargo, esta restricción no parece estar justificada, dado que no tiene afcción en la liquidación de las subastas.

De hecho, en el caso en el que se articule la alternativa con porcentaje de ajuste de mercado no nulo, parece razonable que los generadores renovables firmen contratos a plazo por la parte no cubierta por el REER y cubran así parte de los riesgos a los que se encuentran expuestos. Así, se tiene que una instalación adjudicataria de una subasta en la que el porcentaje de ajuste de mercado quedara establecido en 0,25 vería una cuarta parte de sus ingresos por la venta al mercado diario e intradiario retribuidos conforme al precio del mercado diario, pero no se le permitiría declarar un contrato bilateral por esa cuarta parte de su producción con otro agente del mercado. De hecho, la inclusión de la demanda que firme contratos bilaterales en el procedimiento de liquidación de la energía de subasta<sup>9</sup> penaliza la realización de este tipo de contratación.

Esta situación establece una suerte de preferencia por el mercado organizado al contado frente a otras alternativas de contratación igualmente válidas, como los contratos a plazo con liquidación física<sup>10</sup>, actuando como un elemento desincentivador de dicha contratación y, por tanto, yendo en contra de la propia necesidad manifestada en la propuesta de contar con mercados a plazo más líquidos y con mayor profundidad. Asimismo, no resulta coherente con el fomento de la contratación a plazo que se articula a través del proyecto de Real Decreto por el que se regula el Estatuto de los Consumidores Electrointensivos, para los que se establece un objetivo de contratación a plazo de al menos el 10% de su consumo anual, y se facilita un mecanismo de cobertura para dichas operaciones si se realizan con generadores renovables, que se articula a través del Fondo Español de Reserva para Garantías de Entidades Electrointensivas<sup>11</sup>.

Se introduce asimismo una rigidez que afecta tanto más a los sujetos de menor tamaño, con un menor número de unidades de programación (en el extremo, con solo una). Los operadores con una cartera de instalaciones amplia podrán elaborar una estrategia que maximice sus ingresos con una amplia diversificación de riesgos asignando distintas unidades de programación a distintos esquemas retributivos. Por el contrario, al operador que gestione una sola instalación adjudicataria de una subasta para la cual el porcentaje de ajuste

---

<sup>9</sup> La liquidación se realiza considerando el programa horario final, en el que se incluyen los contratos bilaterales.

<sup>10</sup> Los contratos bilaterales a plazo con liquidación física son los que se verían afectados por la implementación de esta restricción, toda vez que son los que tienen que comunicarse al mercado antes de la celebración del continuo, por la energía comprometida en dichos contratos. Los contratos bilaterales con liquidación financiera no se verían afectados, ya que llegado su vencimiento no implican la inyección de energía en la red,

<sup>11</sup> Que se crea a través del título III del Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio, de medidas sociales de reactivación del empleo y protección del trabajo autónomo y de competitividad del sector industrial.

se haya mantenido en cero (ese es su valor por defecto, conforme al artículo 18.3 de la propuesta), se le veta toda posibilidad de beneficiarse parcialmente de precios de mercado superiores a los resultantes de la subasta, lo cual previsiblemente llevará a este tipo de sujetos a presentar una oferta menos competitiva, y a que resulten infrarrepresentados entre los adjudicatarios con respecto a una situación en las que se les hubiera permitido un determinado volumen de contratación bilateral.

Conforme a lo anterior, se recomienda flexibilizar la redacción propuesta, de manera que las instalaciones acogidas al REER puedan declarar contratos bilaterales. Asimismo, se considera que el cómputo de la energía de subasta debería contemplar no solo la energía vendida en los mercados diarios e intradiarios, sino en todos los mercados, incluidos los contratos bilaterales físicos.

### **3.4 Sobre el mecanismo de subasta**

Los artículos 7 al 12 de la propuesta recogen los principales elementos del diseño de las subastas a desarrollar en el marco del REER, que a su vez se encuadra entre los objetivos del RD-ley 23/2020 («favorecer la previsibilidad y certidumbre que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación renovable»), y persigue el cumplimiento de los objetivos establecidos en el PNIEC. Cabe por tanto analizar la idoneidad del diseño de subasta propuesto en términos de su eficiencia, medida como el balance entre su coste (precio resultante de la subasta) y efectividad (tasa de realización de los proyectos).

#### **3.4.1 Sobre la regla de precio, en relación con la frecuencia de celebración y la diversidad de participantes**

En el artículo 8.1 de la propuesta, y en el detalle recogido en la MAIN, se especifica que el método a aplicar será el de subasta estática de precio discriminatorio o *pay-as-bid*<sup>12</sup>, frente a un modelo alternativo de subasta, estática o dinámica<sup>13</sup>, de precio uniforme o marginalista<sup>14</sup>. No existe consenso en la literatura académica respecto al impacto de la regla de precio aplicada (*pay-as-bid* o marginalista) sobre la efectividad de la subasta<sup>15</sup>. Matthäus (2020)<sup>16</sup>,

---

<sup>12</sup> Cada adjudicatario recibe el precio reflejado en su puja.

<sup>13</sup> Las subastas se denominan estáticas o dinámicas si se celebran en una o varias rondas, respectivamente.

<sup>14</sup> Todos los adjudicatarios reciben el mismo precio, determinado por la última puja aceptada (la más barata) para asignar todo el producto subastado.

<sup>15</sup> Anatolitis y Welisch (2017), y Matthäus et al. (2019) encuentran que las curvas de oferta en mecanismos *pay as bid* y marginalista no se desvían mucho y son asintóticamente equivalentes, por lo que las retribuciones a los promotores de renovables serán en media más elevadas con una regla de precio uniforme, lo que deviene en una mayor efectividad de la subasta en relación al número de proyectos económicamente viables. Por el contrario, en Kreiss et al. (2017b) se predicen unos precios esperados de adjudicación más elevados y, por tanto, una mayor efectividad de la subasta en un modelo de precio discriminatorio (*pay-as-bid*). Mora et al. (2017), y Haufe y Ehrhart (2018), respaldan la conclusión del último

analiza el efecto del diseño de la subasta<sup>17</sup> sobre la efectividad de la misma<sup>18</sup>, con un modelo econométrico a partir de 189<sup>19</sup> observaciones de subastas renovables de 42 países, celebradas entre 1990 y 2017. Del modelo desarrollado, este autor concluye que la tasa media de realización de los proyectos en subastas *pay-as-bid* es 6 puntos porcentuales superior a la tasa media de realización en subastas marginalistas, lo que es coincidente con la teoría académica desarrollada en Kreiss et al. (2017b)<sup>20</sup>, Mora et al. (2017)<sup>21</sup> y Haufe y Ehrhart (2018)<sup>22</sup>. No obstante, el resultado no es estadísticamente significativo, por lo que aparentemente la elección de la regla de precio no juega un papel importante en el diseño de subastas renovables efectivas. Por su parte, Haufe y Ehrhart (2018), apuntan a que, si se simplifican los supuestos teóricos estándar, ambas reglas de precio conducirían a un mismo resultado, toda vez que ambos mecanismos son eficientes en la asignación, al adjudicar el producto subastado a los pujadores con las ofertas más bajas (costes inferiores).

En el artículo 12 de la propuesta de RD se hace referencia al calendario y frecuencia de celebración de las subastas que, de acuerdo a lo especificado en la MAIN, se realizarán con carácter semestral o anual. Por tanto, se trata de subastas de repetición que favorecen el aprendizaje de los agentes pujadores a medida que se van celebrando convocatorias, lo que, en la práctica, podría aumentar la probabilidad de realización de prácticas colusivas. Ante subastas de repetición, es recomendable optar por un formato de subasta estática y, en particular, tipo *pay-as-bid*, toda vez que está menos expuesto a prácticas colusivas<sup>23</sup>.

La propuesta de RD, asimismo, señala en su preámbulo y en su MAIN, que el marco retributivo que se desarrolle debe velar por la diversidad de agentes en el despliegue de renovables. Para favorecer la participación debería optarse por un diseño de subasta simple, estable en el tiempo y con las menores barreras de acceso posibles. Una de las ventajas que tienen las subastas *pay-as-bid* es la

---

autor, y recomiendan la utilización de una regla de precios *pay-as-bid* en pro de la efectividad de las subastas renovables.

<sup>16</sup> Matthäus, D. (2020) “*Designing effective auctions for renewable energy support*”. Energy Pol. 142, 111-462.

<sup>17</sup> Variable independiente, en la que se considera como variable *dummy*, entre otras, la regla de precio.

<sup>18</sup> Variable dependiente medida en términos de tasa de realización de los proyectos.

<sup>19</sup> 138 observaciones corresponden al periodo posterior a 2010.

<sup>20</sup> Kreiss, J., Ehrhart, K.M., Haufe, M.C., 2017b “*Appropriate design of auctions for renewable energy support—prequalifications and penalties*”. Energy Pol. 101, 512–520.

<sup>21</sup> Mora, D., Islam, M., Soysal, E.R., Kitzing, L., Blanco, A.L.A., Forster, S., Tiedemann, S., Wigand, F., 2017 “*Experiences with auctions for renewable energy support*”. In: 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM).

<sup>22</sup> Haufe, M.C., Ehrhart, K.M., (2018) “*Auctions for renewable energy support—suitability, design, and first lessons learned*”. Energy Pol. 121, 217–224.

<sup>23</sup> En este sentido ver Haufe y Ehrhart (2018) o Del Río P. (2020) “*Diseño apropiado de subastas para renovables: experiencias internacionales*”.

simplicidad en su implementación y desarrollo, de forma que facilitan la participación de pujadores con poca o ninguna experiencia en este tipo de mecanismos de adjudicación (Haufe y Ehrhart (2018)), mientras que en las subastas de precio uniforme aparece el riesgo de que pujadores inexpertos oferten de forma irracional por debajo del coste real de sus proyectos, con el consecuente efecto negativo, si resultan adjudicatarios, sobre la tasa de realización del proyecto y, por tanto, de la efectividad de la subasta.

### **3.4.2 Sobre requisitos de calificación para participar en la subasta**

Para asegurar tanto la efectividad de la subasta en términos de tasa de realización de los proyectos como la competencia durante su celebración, deben establecerse una serie de requisitos de calificación para la participación. Los requisitos orientados a garantizar la tasa de realización pueden ser tanto físicos (por ejemplo, la solvencia técnica y económica del promotor, contar con permisos de acceso y conexión al sistema, etc.) como financieros (garantías). Entre los orientados a preservar el grado de competencia cabe citar el establecimiento de una ratio de elegibilidad<sup>24</sup> o relación mínima exigible entre el volumen de producto subastado y el volumen de producto ofertado, y evitar que un agente sea pivotal en la subasta, definiéndose un volumen máximo de calificación por participante.

En el análisis realizado por Matthäus (2020) se concluye que existe correlación positiva entre la efectividad de la subasta (tasa de realización de los proyectos) y la fijación de requisitos de calificación físicos (0,482) y financieros (0,510), y que, en relación con otros elementos del diseño de la subasta, como la regla de precio o las tecnologías a subastar (subastas específicas o neutras<sup>25</sup>), la implementación de requisitos de calificación es el elemento con mayor incidencia sobre la efectividad de la subasta. Del análisis realizado, este autor concluye que el establecimiento de requisitos de calificación financieros aumentaría la tasa de realización de los proyectos alrededor de un 35%, y que el establecimiento de requisitos físicos, en combinación a los financieros, contribuiría a un aumento adicional de la tasa de realización en torno a un 32%<sup>26</sup>.

En cualquier caso, el análisis de estos requisitos de calificación debe estar alineado y ser coherente con el fin perseguido de política energética —perfil de agentes (inversores de pequeña escala, comunidades de energías, proyectos de

---

<sup>24</sup> Ratio de elegibilidad: volumen total por el que se han calificado los agentes dividido entre el volumen objeto de subasta.

<sup>25</sup> Distintas tecnologías compiten en la misma subasta.

<sup>26</sup> En particular, una de las conclusiones de su estudio relaciona directamente un elevado grado de finalización de proyectos con los requisitos de calificación y las penalizaciones por incumplimientos: «*With policy makers worldwide choosing renewable auctions for the dissemination of renewable energies, my study advocates for pre-qualifications and penalties to push realization rates independent of the specific country context. Yet, the individual traits of a country might interact with the particular design element*».

demostración, otros), promoción de determinadas tecnologías innovadoras, etc.— debiendo evitarse que el nivel de exigencia de los mismos pueda tener un efecto inverso al perseguido en relación a la competencia en la subasta, preservando en todo momento la aplicación del principio de proporcionalidad entre requisitos generales mínimos (y los que posteriormente se determinen) y el objetivo de garantizar la efectividad (medida por el grado de ejecución) de los proyectos y favorecer la concurrencia en las subastas.

Por lo tanto, se recomienda considerar la inclusión en la propuesta, con rango reglamentario, de algunos requisitos generales mínimos para la calificación en la subasta, con independencia de que, en las normas posteriores de desarrollo, por las que se establezcan las características de cada subasta y sus reglas, puedan recogerse otros requisitos con carácter más específico.

### **3.4.3 Sobre la celebración de subastas específicas o subastas neutras**

En el artículo 3.2 de la propuesta se contempla la posibilidad de celebración tanto de subastas específicas por tecnología como de subastas neutras. La literatura académica sostiene que un factor de éxito de los sistemas de apoyo a las renovables es la dotación de financiación específica por tecnología (Haas et al. (2004))<sup>27</sup>; diseños específicos por tecnología ayudan a abordar las condiciones actuales del mercado, así como el ciclo de vida de cada tecnología y, adicionalmente, evitan el desplazamiento de tecnologías menos maduras (Haas et al. (2004); Del Río y Bleda (2012)<sup>28</sup>; Polzin et al. (2015)<sup>29</sup>). Adicionalmente, Matthäus (2020), y Del Río y Linares (2014)<sup>30</sup> manifiestan que, si el objetivo de política energética es alcanzar una mayor diversificación tecnológica o fomentar tecnologías inmaduras, deben implementarse subastas específicas. Por el contrario, si se concede mayor relevancia al precio frente a la diversificación tecnológica, deberían implementarse subastas neutras tecnológicamente, toda vez que son eficientes para la asignación de las tecnologías más rentables.

Por lo anterior, en función de los objetivos de política energética, así como de otros de carácter económico, industrial o social que asimismo se desprenden de la propuesta, se recomienda la consideración de los argumentos académicos recogidos anteriormente a la hora de optar por uno u otro modelo de subasta.

---

<sup>27</sup> Haas, R., Eichhammer, W., Huber, C., Langniss, O., Lorenzoni, A., Madlener, R., Menanteau, P., Morthorst, P.E., Martins, A., Onizk, A., et al. (2004) “How to promote renewable energy systems successfully and effectively”. Energy Pol. 32, 833–839.

<sup>28</sup> Del Río, P., Bleda, M. (2012) “Comparing the innovation effects of support schemes for renewable electricity technologies: a function of innovation approach”. Energy Pol. 50, 272–282.

<sup>29</sup> Polzin, F., Migendt, M., Täube, F.A., von Flotow, P., 2015. “Public policy influence on renewable energy investments—a panel data study across OECD countries”. Energy Pol. 80, 98–111.

<sup>30</sup> Del Río, P., Linares, P. (2014) “Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support. Renew. Sustain. Energy Rev. 35, 42–56.

#### **3.4.4 Sobre los precios de reserva y de riesgo**

Debe tenerse en cuenta que bajo el mecanismo de subasta propuesto (estático *pay-as-bid*), puesto que cada adjudicatario percibe su puja, los participantes en la subasta tienen el incentivo a pujar por encima de sus costes reales al objeto de obtener una mayor ganancia si resultan adjudicatarios. Existen, no obstante, mecanismos de protección de la subasta para limitar dicho incentivo, como el precio de reserva o precio máximo recogido en la propuesta, por encima del cual quedarán rechazadas las ofertas. Por ello, se valora positivamente la inclusión de dicha medida de protección de la subasta en la propuesta de RD.

En relación a dicho precio de reserva, se considera fundamental que el mismo tenga carácter confidencial y sea definido a través de una metodología robusta, también de carácter confidencial, preestablecida ad-hoc, y que tenga en cuenta parámetros objetivos del mercado. Cabe destacar que el diseño de esta metodología será más complejo en el caso de que se celebren subastas neutras tecnológicamente, toda vez que en su desarrollo deberán tenerse en cuenta parámetros de coste asociados a tecnologías distintas, con diferentes grados de madurez tecnológica, económica, o de innovación, por tanto, con necesidades de apoyo a la inversión distintas para garantizar el desarrollo de los proyectos.

Por otro lado, en relación al precio mínimo o de riesgo, que se recoge en el apartado 8.3 de la propuesta, cabe plantearse la idoneidad o necesidad de su implementación en un escenario de regla de precio *pay-as-bid* y con posibilidad de celebración de subastas diferenciadas, tal y como se reconoce en la propia propuesta. En el supuesto de celebrarse subastas diferenciadas, los promotores de proyectos más innovadores o tecnológicamente menos maduros, con mayores necesidades de apoyo a la inversión, tendrían menor incentivo a realizar pujas estratégicamente bajas para tratar de asegurarse su adjudicación, que el que tendrían en el caso de subastas neutras, en las que se verían obligados a competir con tecnologías más maduras y con costes inferiores, lo que podría terminar afectando a la efectividad de las subastas. Por tanto, solo se entendería la necesidad de implementar esta regla de precio mínimo en el supuesto de subastas neutras.

A modo de conclusión de este apartado sobre el mecanismo de subasta, y de acuerdo a lo comentado en relación a los elementos del diseño de la subasta, la celebración de subastas de precio *pay-as-bid* es recomendable en el supuesto de implementarse subastas específicas y orientadas a garantizar una participación diversificada de agentes, en particular de aquellos que no tienen o tienen poca experiencia en subastas.

### **3.5 Sobre la integración de la liquidación de las subastas en el mercado de electricidad**

#### **3.5.1 Sobre la señal de precio para la gestión de la demanda y el almacenamiento**

Con el mecanismo de liquidación de la propuesta, es previsible que existan horas en las que el precio del mercado sea inferior al precio a percibir por los adjudicatarios de la subasta; es decir, horas en las que el excedente será negativo. Cabe esperar que estas situaciones se incrementen en la medida en que lo haga la capacidad renovable. En estas horas, el excedente será negativo y los agentes que compren se verán penalizados con un nuevo coste. Sin embargo, en las horas de precios altos (excedentes positivos para el sistema) ocurre lo contrario: los agentes que adquieran energía en estas horas percibirán un descuento, incentivando un mayor consumo.

En la medida que el volumen de energía adjudicado con el mecanismo de la propuesta de RD adquiera una mayor importancia sobre el mix energético, se diluye el incentivo de precio de la demanda y almacenamiento a realizar gestión de demanda y a mover energía de forma eficiente, al reducirse el diferencial de precios entre punta y valle para las unidades de adquisición.

Asimismo, el mecanismo de liquidación propuesto produce una desconexión entre el recurso renovable existente (precio de generación) y el precio de compra, modificando dicha señal de precios, desincentivando la actividad del almacenamiento, e impactando sobre el subyacente de los mercados a plazo (aspecto que se detalla más adelante) y, por tanto, sobre la negociación, entre otros instrumentos a plazo, de los contratos bilaterales.

Para evitar que el almacenamiento pierda las posibles señales que pudiera aportarle la existencia de una elevada penetración de renovables en el mercado, se propone excluir al almacenamiento de la participación en el mecanismo de liquidación propuesto. De esta forma, la liquidación del excedente o déficit recaería en el conjunto de la demanda nacional, excluyendo la asociada a instalaciones de almacenamiento. Esta medida facilitaría su viabilidad económica y sería coherente con la exención del pago de peajes a las compras de energía realizado a las instalaciones de bombeo de uso exclusivo a la producción y a las baterías de almacenamiento de energía conectadas en la red de transporte o distribución, en la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

#### **3.5.2 Sobre la predictibilidad de los costes de aprovisionamiento de energía del comercializador**

Desde la perspectiva de la comercialización, la liquidación a los adjudicatarios de la subasta se traduce en un recargo (si el precio de adjudicación de la subasta

es superior al precio del mercado) o en un descuento (si el precio de adjudicación de la subasta es inferior al precio del mercado).

El problema que esto plantea es que un comprador en el mercado no sabrá qué recargo tendrá que pagar o qué descuento tendrá derecho a recibir hasta después de que se haya celebrado la casación de los mercados diarios e intradiario: por un lado, el coste de ese desvío económico dependerá del volumen de producción de las plantas renovables adjudicatarias de la subasta en las horas en las que el precio de mercado sea inferior o superior al precio de la subasta, y tampoco será posible determinar cuál es el precio horario de adjudicación contra el que se calculará la diferencia con el precio del mercado, puesto que dependerá del precio de cada una de las plantas adjudicatarias que en una determinada hora estén produciendo. En la medida en que la energía procedente de estas instalaciones llegue a representar un volumen relevante para los comercializadores, estos deberán internalizar esta incertidumbre en sus ofertas, lo que se traducirá en un incremento en el precio de los consumidores.

Con el fin de evitar esta incertidumbre para el comercializador y que el consumidor pueda aprovechar en su totalidad los ahorros derivados de las subastas de energías renovables, se podría establecer una previsión anual del recargo/ingreso derivado de la adjudicación de las subastas, repartiendo dicha cuantía entre toda la demanda, independientemente de la hora en la que realizasen la compra de energía, liquidándose a posteriori las diferencias con la producción real. Esta solución permitiría que los comercializadores conocieran a priori el coste que deberían trasladar a sus consumidores (en línea con lo que ocurre con otros costes como la interrumpibilidad o los pagos por capacidad) y evitaría, además, el efecto que tiene la propuesta de aplanar los precios del mercado y su impacto sobre el desarrollo de la gestión de la demanda. Asimismo, dotaría de una mayor transparencia al consumidor, en cuanto a la asignación de los costes que el comercializador podría trasladarle, lo que finalmente repercutiría en unas mejores condiciones de suministro.

Esta solución tendría el inconveniente de que los productores podrían percibir la totalidad de la retribución resultante de las subastas con un pequeño retraso o adelanto, en función de lo ajustado de la previsión y, que cada año, habría que incorporar en la nueva previsión los desajustes del año anterior.

### **3.5.3 Sobre el impacto en el subyacente de los mercados a plazo**

El artículo 23 de la propuesta establece el procedimiento de liquidación de la energía de subasta, de acuerdo al cual OMIE procederá a liquidar entre los agentes compradores nacionales, en proporción a su programa horario final después del mercado diario<sup>31</sup>, la diferencia (positiva o negativa) entre los precios

---

<sup>31</sup> Por tanto, se ven afectados tanto los agentes que han comprado directamente en el mercado diario como los agentes compradores que declaren contratos bilaterales al mercado diario.

de los mercados diario e intradiarios y el precio percibido por cada instalación acogida al REER de acuerdo con el artículo 18 de la propuesta.

En la práctica este procedimiento introduce una diferenciación en el precio mayorista de la electricidad (precio spot o precio del mercado diario) que se liquida a las unidades de venta (precio marginalista del mercado diario) y el que se liquida a las unidades de compra nacionales, toda vez que para estas últimas el precio final del mercado mayorista liquidado será el resultante de sumar el precio del mercado diario y la liquidación (positiva o negativa) de la energía de subasta.

El precio spot o precio del mercado diario es el subyacente de los contratos negociados sobre la referencia de precio eléctrico español en los mercados a plazo y, por tanto, el precio sobre el que los agentes que participan en dichos mercados realizan sus coberturas<sup>32</sup>. El procedimiento de liquidación del artículo 23 de la propuesta de RD, altera la señal de precio del mercado diario que percibirán compradores y vendedores, que ya no será la misma, y que es la que los agentes consideran en la formación de sus expectativas de evolución del precio para la realización de coberturas en los mercados a plazo. En definitiva, los agentes que quieran realizar coberturas sobre compra en el mercado diario, tendrán que considerar, junto con la evolución del precio del mercado diario, ese diferencial resultante de la liquidación de la energía subastada.

Adicionalmente, tal y como se ha comentado anteriormente el procedimiento de liquidación se reflejará a largo plazo en un aplanamiento de la curva de precios del mercado diario (por reducción del *spread* entre los precios en horas valle y punta), lo que incidirá negativamente sobre el incentivo de los agentes a cubrirse en los mercados a plazo sobre el riesgo de precio del *spot*, y, por tanto, sobre la liquidez de los mismos.

Como alternativa al mecanismo de liquidación propuesto, cabría plantear que la liquidación del REER se realice por la diferencia entre el precio resultante de la subasta y el precio del mercado a plazo, minimizando así su afección sobre la relación temporal de precios. De este modo, se desvincularía la liquidación económica del REER del mercado de contado y, por tanto, se evitarían posibles efectos como los descritos sobre la señal de precio del mercado mayorista, el aprovisionamiento de los comercializadores, la actividad de almacenamiento, la gestión de la demanda o la contratación a plazo. Adicionalmente, con la alternativa propuesta, las instalaciones renovables adjudicatarias de la subasta tendrían un incentivo a acudir a los mercados a plazo para cubrirse del riesgo de precio de liquidación, lo que inyectaría mayor liquidez y profundidad en dichos mercados, que es una de las preocupaciones recogidas en el preámbulo de la propuesta de RD.

---

<sup>32</sup> La liquidación de los contratos a plazo se realiza por la diferencia entre el precio del contrato a plazo y el precio de su subyacente, en este caso, el precio del mercado diario.

## **4 CONSIDERACIONES PARTICULARES**

### **4.1 Sobre el ámbito de aplicación**

El artículo 2 de la propuesta no indica expresamente que el REER será de aplicación únicamente a instalaciones nuevas. Quizá se considere obvio, pues alude a las instalaciones «*que desarrollen su actividad en el marco*» de dicho Régimen, el cual se otorgará mediante orden ministerial que regule el procedimiento de subasta conforme al artículo 4 de la propuesta (orden que cabe suponer especificará este extremo), y se tiene además que el artículo 14.7 bis de la LSE alude a la «*estabilidad en los ingresos y financiación de las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable que se construyan*», pero se recomienda explicitarlo .

### **4.2 Sobre el régimen de compatibilidad con ayudas para la misma finalidad**

El artículo 6 de la propuesta<sup>33</sup> debería excluir expresamente la compatibilidad del REER con la percepción del régimen retributivo específico. Se tiene además que la redacción dada al 14.7 bis de la LSE podría interpretarse en el sentido de que uno y otro pudieran sumarse («*Adicionalmente al régimen retributivo específico previsto en el apartado anterior [...]*»).

### **4.3 Sobre la casación de ofertas por defecto**

Tanto en el preámbulo de la propuesta como en su MAIN se hace referencia a los ambiciosos objetivos asumidos por España en su PNIEC. Por ello, cabría modificar el apartado 8.4.c) de la propuesta, de forma que se prevea la posibilidad de flexibilizar la regla de cierre de la subasta permitiendo seleccionar una oferta, aunque su inclusión suponga superar el volumen subastado.

### **4.4 Sobre el establecimiento de una potencia máxima por unidad de energía en las subastas cuyo producto sea energía eléctrica**

El artículo 8 de la propuesta ('Desarrollo del procedimiento de subasta') establece que «*En el caso de que el concepto a subastar sea energía eléctrica, mediante la orden ministerial se podrá determinar la potencia mínima y máxima*

---

<sup>33</sup> Según el art. 6 del PRDE: «*Con carácter general, la aplicación del Régimen Económico de Energías Renovables no es compatible con ayudas que se otorguen para la misma finalidad, procedentes de cualesquiera Administraciones públicas o entes públicos o privados, nacionales, de la Unión Europea o de otros organismos internacionales. Excepcionalmente, la orden que regule el procedimiento de subasta y las características del Régimen Económico de Energías Renovables podrá, motivadamente, determinar la compatibilidad con otras ayudas.*»

*a instalar para cada tecnología por unidad de energía eléctrica [...]».* Se entiende que el establecimiento de un límite de potencia mínima por unidad de energía eléctrica tiene como fin garantizar que las estimaciones de los adjudicatarios de la potencia a instalar sean realistas, no sobreestimen el número de horas equivalentes de funcionamiento, y por lo tanto con la potencia instalada se pueda alcanzar la energía mínima de subasta antes de finalizar el plazo máximo de entrega. Sin embargo, la contribución al proceso de despliegue de energías renovables del límite de potencia máxima a instalar por unidad de energía eléctrica es menos evidente. Instalar una potencia más elevada por unidad de energía adjudicada tendría como efecto alcanzar la energía máxima de subasta antes del plazo máximo de entrega, momento en el cual la planta pasaría a operar en el mercado; ello supondría un adelanto en los objetivos de descarbonización. Por ello se sugiere que su valor se establezca de manera que no se limite la implantación de la potencia renovable que permita alcanzar los objetivos del PNIEC.

#### **4.5 Sobre la modificación de la entidad supervisora de la subasta**

El artículo 11 de la propuesta dispone que la CNMC será la entidad supervisora de la subasta. No obstante, el apartado 2 del precepto prevé que la entidad supervisora podrá ser modificada mediante Orden Ministerial. A este respecto, procede señalar que la CNMC es la Administración que cuenta con un mayor bagaje en la supervisión de estos instrumentos competitivos desde su implantación en el sector. Asimismo, se señala que, de acuerdo con el artículo 7.37 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, el instrumento adecuado para asignar competencias a este Organismo (y, en su caso, retirarlas) es la Ley o el Real Decreto. Por ello, se propone la supresión del citado apartado.

#### **4.6 Sobre el cumplimiento de la energía mínima de subasta y la periodicidad de los hitos de control asociados**

La propuesta, en su artículo 20 ('Incumplimientos relativos a la energía mínima de subasta'), establece que si la energía de subasta de una instalación no supera el valor de la energía mínima de subasta cuando se alcance el plazo máximo de entrega, ello se considerará un incumplimiento de la obligación de venta de la energía mínima de subasta, lo que dará lugar a una penalización proporcional al volumen de la energía pendiente. El mecanismo de penalización se establecerá mediante la orden que regula el procedimiento de subasta.

Esta definición de cumplimiento está redactada en términos absolutos y no se contemplan posibles excepciones, por lo que se sugiere que en la propuesta se introduzca la posibilidad de que esta penalización no sea de aplicación en determinados supuestos definidos de manera concreta y acotada, en los cuales el incumplimiento se haya producido por causas debidamente acreditadas no imputables directa o indirectamente al adjudicatario.

Igualmente, la propuesta prevé el establecimiento de hitos de control intermedios en los que se verificará que la energía de subasta computada desde la fecha de inicio del plazo máximo de entrega hasta el hito de control es superior a la energía mínima de subasta equivalente para ese hito de control, calculada de forma proporcional al plazo máximo de entrega. La penalización por el incumplimiento en un hito de control será igualmente proporcional al volumen de energía pendiente en relación con la asociada a dicho hito de control.

A este respecto se hace ver que en el caso de las energías no gestionables el recurso disponible puede variar de año en año sin que ello esté dentro del control del adjudicatario. Así mismo es habitual que durante la puesta en marcha y las primeras fases de vida de las plantas su disponibilidad sea menor que en fases posteriores en las que los equipos ya se encuentran más rodados.

Dado que según lo expuesto en la propuesta la energía a cumplir en cada hito se contabiliza acumuladamente desde el inicio de plazo máximo y se compara con la parte proporcional linealmente, en los hitos del final de la vida de la planta estos efectos se verían atenuados, pero podrían ser significativos en los primeros hitos del inicio de la vida de la planta. Por todo ello se sugiere que durante las primeras fases de vida de los proyectos la distancia temporal entre los hitos que se fije y los requerimientos de energía a cumplir sean tales que permitan absorber las menores disponibilidades que de manera natural se puedan presentar y aquellos periodos de menor disponibilidad de recurso.

#### **4.7 Sobre el impacto de la liquidación de la energía de subasta en el PVPC**

A tenor de la redacción dada al artículo 23 ('Liquidación de la energía de subasta'), debería añadirse una disposición a la propuesta por la cual se modifique la redacción del artículo 12 ('Determinación del término de otros costes a incluir en el cálculo del término de la energía del precio voluntario al pequeño consumidor') del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo<sup>34</sup>, añadiendo un nuevo término a la expresión de dichos 'otros costes' que corresponda, hora a hora, al pago o cobro de los comercializadores por el excedente o déficit de la liquidación de energía de subastas de renovables expresada en [€/MWh]<sup>35</sup>. De lo contrario, los comercializadores de referencia soportarían los excedentes o déficits resultantes.

---

<sup>34</sup> Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

<sup>35</sup> Este término habría de ser calculado por el operador del sistema (OS), a partir de los datos proporcionados por el OM, y publicado el día anterior al del suministro para cada una de las 24 horas del día siguiente, conforme al método establecido en el procedimiento de operación P.O. 14.12 'Estimación del coste de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor' para la componente PMAS1h.

#### **4.8 Sobre el acceso al Registro Electrónico del REER**

El artículo 24.11 debiera citar expresamente a la CNMC, junto al OM y al OS, entre las entidades que dispondrán de acceso electrónico al Registro Electrónico del REER para el adecuado cumplimiento de sus funciones, ya sea en materia de supervisión del mercado, inspección, elaboración de series estadísticas o gestión del sistema de garantías de origen de la electricidad, entre otras.

#### **4.9 Sobre la adecuación a la normativa de ayudas de Estado**

Sin perjuicio de las referencias ya realizadas en aspectos puntuales de este informe a las Directrices de ayudas de Estado de la UE en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020, cabe señalar que tanto en la propuesta como en la MAIN que la acompaña se hace referencia a su necesaria compatibilidad con las mismas, pero no se recoge un mensaje claro en cuanto a su debida notificación con base en el artículo 108.3 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE). Dado que pueden surgir dudas acerca de dicha compatibilidad, en la medida en que existe la posibilidad de incluir en el REER instalaciones aparentemente competitivas y corriéndose el riesgo contravenir lo señalado por las citadas Directrices, se recomienda respetar el cauce procedimental pertinente de notificación a la Comisión Europea (CE) para su valoración por las autoridades competentes<sup>36</sup>.

Por último, cabe recordar a este respecto que la CE declaró conforme con las normas sobre ayudas estatales de la UE el régimen español de apoyo a la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad y residuos, aprobado en 2014 (Decisión [SA.40348](#)). Igualmente debe recordarse que inicialmente dicho régimen debió ser calificado como ayuda ilegal por no ser objeto de notificación a la CE y ejecutarse con carácter previo a la autorización que finalmente recibió.

### **5 CONCLUSIONES**

El Pleno de la CNMC considera adecuado el desarrollo que del artículo 2 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, hace la propuesta de real decreto por el que se regula el Régimen Económico de Energías Renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, sin perjuicio de los aspectos reflejados en las consideraciones generales y particulares anteriormente expuestas, entre las que cabe destacar:

---

<sup>36</sup> En esta misma línea puede consultarse el reciente informe sobre el anteproyecto de Ley de cambio climático (IPN/CNMC/004/20 APL Cambio climático) en el que se recomendó que el REER fuera analizado bajo las normas de ayudas de Estado.

## 5.1 Respeto a la exposición al mercado de las instalaciones

- La propuesta plantea una liquidación conforme a la energía vendida en los mercados diario e intradiario; esto permitiría realizar arbitrajes entre la energía ofertada en estos mercados y la energía de desvío, existiendo un incentivo a sobreestimar producción en horas de precios bajos e infravalorarla en horas de precios altos. Para evitarlo, se propone liquidar según la energía medida.
- La propuesta prevé un ‘porcentaje de ajuste de mercado’ que representa la energía retribuida a precio de mercado, pero su valor por defecto es cero, y parece orientado a incentivar el desplazamiento de generación gestionable o con almacenamiento hacia horas de mayor escasez. Se recomienda limitar la utilización de un porcentaje de ajuste de mercado nulo a las convocatorias dirigidas a instalaciones de menor madurez tecnológica; es más, podría establecerse un valor mínimo igual a 0,2 para las restantes convocatorias. Se considera por otro lado que el nuevo REER no es el instrumento idóneo para fomentar instalaciones de almacenamiento.
- La propuesta incluye un ‘precio de exención de cobro’ —por debajo del cual las instalaciones cobrarían el precio de mercado, en lugar del precio de adjudicación— cuyo principal objetivo es evitar precios de mercado negativos. Su valor por defecto es cero €/MWh, pero podría ser superior, en cuyo caso se transformaría en un nuevo precio instrumental de venta, lo cual podría originar comportamientos anómalos cuando el mercado alcanzara valores próximos al mismo. Para prevenirlo, se propone que el precio de exención de cobro se mantenga estrictamente en cero €/MWh.
- La propuesta establece que los titulares de instalaciones acogidas al REER no podrán declarar contratos bilaterales; esto desincentiva la contratación en los mercados a plazo, en contra de la necesidad manifestada en la propuesta de contar con mercados a plazo más líquidos y profundos. Se recomienda flexibilizar la redacción propuesta de manera que parte de la producción de las instalaciones acogidas al REER pueda declarar contratos bilaterales.

## 5.2 Respeto al diseño del mecanismo de subasta

- Se considera apropiado el mecanismo *pay-as-bid*; se resalta asimismo que las subastas específicas son más adecuadas si el objetivo de política energética es alcanzar una mayor diversificación tecnológica o fomentar tecnologías inmaduras, mientras que las subastas neutras tecnológicamente son eficientes para conseguir menores precios. Solo en estas últimas subastas neutras se considera conveniente el establecimiento de un precio mínimo o de riesgo.
- Se recomienda considerar la inclusión en la propuesta, con rango reglamentario, de algunos requisitos generales mínimos para la calificación en la subasta, con independencia de que en las normas posteriores de desarrollo puedan recogerse otros requisitos con carácter más específico

### 5.3 Respeto a los efectos del REER en los mercados

- Dado que podrían acogerse al REER instalaciones aparentemente competitivas, se recomienda respetar el cauce procedimental pertinente de notificación a la Comisión Europea (CE) para su valoración por las autoridades competentes como posible ayuda de Estado ex art. 108.3 TFUE.
- La señal de precio para la gestión de la demanda y el almacenamiento se verá alterada al reducirse el diferencial de precios entre punta y valle para las unidades de adquisición. Para evitar que el almacenamiento pierda parte de las señales que pudiera aportar la existencia de una elevada penetración de renovables en el mercado, se propone excluir al almacenamiento de la participación en el mecanismo de liquidación propuesto.
- La predictibilidad de los costes de aprovisionamiento de energía de los comercializadores se verá reducida, dado que hasta que se realice la casación no conocerán el volumen de generación con derecho a REER y el signo de la liquidación resultante. Para mejorar dicha predictibilidad se podría realizar una previsión anual del recargo o ingreso derivado de la adjudicación de las subastas, repartirlo entre toda la demanda y regularizar a posteriori las diferencias con respecto a la producción real.
- El precio *spot* es el subyacente de los contratos a plazo negociados sobre la referencia de precio eléctrico español. La propuesta hará que la señal de precio del mercado diario (que los agentes consideran en la formación de sus expectativas de precio para la realización de coberturas en los mercados a plazo) deje de ser exactamente la misma para compradores y vendedores.
- El procedimiento de liquidación propuesto inducirá un aplanamiento de la curva de precios del mercado diario, lo cual incidirá negativamente sobre el incentivo de los agentes a cubrirse en los mercados a plazo sobre el riesgo de precio del *spot* y, por tanto, sobre la liquidez de los mismos.
- Para evitar el efecto que el mecanismo de liquidación propuesto tendría sobre la señal de precio del mercado mayorista, el almacenamiento, la gestión de la demanda, el aprovisionamiento de los comercializadores o la contratación a plazo, cabría plantear que la liquidación del REER se realizara por la diferencia entre el precio de adjudicación y el precio del mercado a plazo, minimizando así su afección sobre la relación temporal de precios.

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

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones públicas:

- Consejería de Industria, Empleo y Promoción Económica del Gobierno del Principado de Asturias

Asociaciones:

- ACOGEN (Asociación Española de Cogeneración)
- ACIE (Asociación de Comercializadores Independientes de Energía)
- AEE (Asociación Empresarial Eólica)
- AEGE (Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía)
- AELEC (Asociación de Empresas de Energía Eléctrica)
- APPA (Asociación de Empresas de Energías Renovables)
- ENTRA (Asociación de los Agentes y Empresas Eléctricas y de Servicios Energéticos)
- GREENPEACE
- PROTERMOSOLAR (Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar)

Empresas:

- ACCIONA
- EDP ESPAÑA, S.A.U.
- EDP RENOVABLES ESPAÑA, S.L.
- ENDESA, S.A.
- HOLALUZ-CLIDOM, S.A.
- IBERDROLA ESPAÑA
- NATURGY
- REE, como Operador del Sistema
- REPSOL, S.A.

Asimismo, Red Eléctrica de España, en su calidad de transportista único, y el Consejo de Consumidores y Usuarios (HispaCoop) han comunicado que no tiene comentarios a la propuesta, y la Generalitat de Catalunya ha indicado que hará llegar sus alegaciones a través del trámite de información pública abierto por el MITERD.

**ANEXO: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD**

**[CONFIDENCIAL]**