



**INFORME SOBRE EL RESULTADO DE LA  
SUBASTA PARA EL OTORGAMIENTO DEL  
RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS  
RENOVABLES, CELEBRADA EL 19 DE OCTUBRE  
DE 2021, Y SU EFECTO EN EL FUNCIONAMIENTO  
DEL MERCADO ELÉCTRICO Y EN EL FOMENTO  
DE ENERGÍAS RENOVABLES**

**20 de enero de 2022**

**Expediente SUB/DE/004/21**

## Índice

1	Habilitación competencial _____	3
2	Antecedentes normativos y características de la subasta _____	4
3	Evolución y resultados de la subasta _____	6
4	Efecto de la subasta en el funcionamiento del mercado eléctrico y en el fomento de energías renovables _____	9
4.1	<i>Sobre el efecto de la subasta en el funcionamiento del mercado eléctrico</i> _____	9
4.2	<i>Sobre el efecto de la subasta en el fomento de energías renovables</i> _____	11
5	Propuestas de mejoras para las siguientes subastas _____	14
5.1	<i>Sobre la comunicación de los resultados de la subasta</i> _____	15
5.2	<i>Sobre la salvaguarda de competencia en la subasta</i> _____	17
5.3	<i>Sobre el porcentaje de exceso del cupo en el proceso de casación</i> _____	18
5.4	<i>Sobre la celebración de subastas específicas o subastas neutras, y el establecimiento de reservas mínimas</i> _____	18
5.5	<i>Sobre la duración del periodo de inserción de pujas</i> _____	19
5.6	<i>Sobre el coste imputable a la organización de la subasta</i> _____	20
5.7	<i>Otras mejoras</i> _____	20
	ANEXO I. Evolución de la subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables _____	22
	ANEXO II. Propuesta de mejoras a incorporar en la III subasta para el otorgamiento del Régimen Económico de Energías Renovables (OMIE) _____	40

## **INFORME SOBRE EL RESULTADO DE LA SUBASTA PARA EL OTORGAMIENTO DEL RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES, CELEBRADA EL 19 DE OCTUBRE DE 2021, Y SU EFECTO EN EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO Y EN EL FOMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES**

Expediente SUB/DE/004/21

### **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

#### **Presidente**

D. Ángel Torres Torres

#### **Consejeros**

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

#### **Secretario del Consejo**

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 20 de enero de 2022

Al amparo de lo dispuesto en el artículo 8.12 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, la Sala de Supervisión Regulatoria ha acordado emitir el siguiente informe sobre el resultado de la subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables, celebrada el 19 de octubre de 2021, y su efecto en el funcionamiento del mercado eléctrico y en el fomento de energías renovables.

### **1 Habilitación competencial**

El artículo 11 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables (en adelante REER) para instalaciones de producción de energía eléctrica (en adelante Real Decreto 960/2020), determina que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) será la entidad supervisora de la subasta, a efectos de confirmar que el proceso ha sido objetivo, transparente, y no discriminatorio, y que la subasta se ha desarrollado de forma competitiva, no habiéndose apreciado el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia u otras faltas en el desarrollo de la misma.

Por otro lado, el artículo 8.12 del mencionado Real Decreto, establece que, en el ámbito de sus funciones como entidad supervisora, la CNMC debe elaborar un informe valorando su resultado y los efectos de las subastas en el funcionamiento

del mercado eléctrico y en el fomento de energías renovables. Asimismo, podrá incluir propuestas de cambios normativos para las siguientes subastas, que podrán ser considerados en futuras revisiones de la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

El objeto del presente informe es, por un lado, analizar el resultado de la subasta para el otorgamiento del REER, celebrada el 19 de octubre de 2021, y su efecto en el funcionamiento del mercado eléctrico y en el fomento de energías renovables y, por otro lado, realizar propuestas de mejora para las siguientes subastas.

## **2 Antecedentes normativos y características de la subasta**

El Real Decreto 960/2020 regula el régimen económico de energías renovables, que se basa en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo (en €/MWh) para una cantidad determinada de energía a entregar en un plazo definido. El artículo 4 de dicho Real Decreto establece que mediante orden ministerial se regulará el procedimiento de subasta para el otorgamiento del REER y las características de dicho régimen económico.

En desarrollo del citado artículo 4 del Real Decreto 960/2020, el 4 de diciembre fue aprobada la Orden TED/1161/2020, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025 (en adelante, Orden TED/1161/2020).

El artículo 4.2 del Real Decreto 960/2020, determina que las subastas desarrolladas al amparo de la citada orden ministerial serán convocadas mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía (SEE). Dicha resolución concretará determinados parámetros retributivos que no hubieran sido aprobados en la Orden TED/1161/2020, de conformidad con el artículo 4.2 de dicha orden. Adicionalmente, en el artículo 6 de la citada orden se establece que la convocatoria de la subasta para el otorgamiento del REER se establecerá mediante resolución de la SEE, la cual definirá aspectos de la subasta como la fecha de celebración de la misma, el cupo de producto a subastar y, en su caso, reservas mínimas, las especificidades de detalle y los formularios a cumplimentar para participar en la subasta, el precio de reserva y el precio de riesgo o el porcentaje de exceso del cupo en el proceso de casación, entre otros.

Con fecha 9 de septiembre de 2021, se publicó en el BOE la Resolución de 8 de septiembre de 2021, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la segunda subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre (en adelante, Resolución de la SEE, de 8 septiembre de 2021).

En la subasta para la asignación del REER, celebrada el 19 de octubre de 2021, se subastó un único cupo de producto de 3.300 MW de potencia instalada, con cuatro reservas mínimas; una primera reserva de 600 MW para instalaciones fotovoltaicas y eólicas de disponibilidad acelerada<sup>1</sup>, una segunda reserva de 300 MW destinada a instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida con carácter local, una tercera reserva de 700 MW destinada a instalaciones fotovoltaicas de carácter general y una última reserva de 1.500 MW destinada a la tecnología eólica terrestre. El porcentaje de exceso sobre el cupo a subastar se estableció en un 6%, por lo que la potencia finalmente a asignar no podía superar los 3.498 MW.

En esta segunda subasta, y al igual que en la primera, podían calificarse para participar instalaciones nuevas o ampliaciones de instalaciones ya existentes de generación a partir de fuentes renovables, situadas en el territorio eléctrico peninsular y sin almacenamiento o con almacenamiento exclusivamente utilizado para almacenar la energía producida por la instalación.

En la subasta, que se realiza mediante el “método de casación simple” o de sobre cerrado con precio *pay-as-bid*, los participantes presentan una única oferta por cupo de producto a subastar<sup>2</sup>, que puede dividirse hasta en 40 tramos, divisibles e indivisibles (con un tamaño máximo ofertado de 180 MW). Cada tramo incluye la cantidad ofertada de potencia (en bloques de 1 kW), el precio ofertado por la energía (en €/MWh, con dos decimales), un identificador relativo a la divisibilidad del tramo, y la identificación de la tecnología por la que se puja.

De conformidad con lo establecido en el artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020<sup>3</sup>, la Resolución de la SEE, de 8 de septiembre de 2021, limita el volumen de producto adjudicado a una misma empresa o grupo empresarial a un máximo del 50% del volumen total de producto subastado.

Para la casación se eliminan los tramos con precio superior al precio de reserva<sup>4</sup>, y se revisan el cupo de producto y las reservas mínimas para asegurar el cumplimiento de la relación mínima exigible entre el volumen de producto

---

<sup>1</sup> Dirigida a las instalaciones en avanzado estado de tramitación, que se encuentren en situación de llevar a cabo su puesta en marcha y la finalización de los procedimientos administrativos en un plazo reducido (fecha límite de disponibilidad de la instalación: 30/09/2022).

<sup>2</sup> Cada oferta adjudicataria de la subasta tiene un precio de adjudicación coincidente con su precio ofertado.

<sup>3</sup> El volumen de producto adjudicado a una misma empresa o grupo empresarial no puede ser superior al 50% del volumen total subastado.

<sup>4</sup> El precio de reserva es un parámetro confidencial que se fija, en cada subasta, para cada tecnología.

ofertado y el volumen subastado<sup>5</sup>. Una vez cumplida la condición de volumen ofertado, se construye la curva ordenando los tramos de las ofertas de menor a mayor precio. En primer lugar, se integran los tramos de oferta vinculados a la casación de las reservas mínimas y, a continuación, se seleccionan los tramos de oferta restantes hasta cubrir el volumen a subastar, en orden creciente de precios. Por último, se asigna el volumen adjudicado y se determinan los precios de adjudicación, que serán coincidentes con el precio de oferta de cada tramo.

### 3 Evolución y resultados de la subasta

Con fecha 19 de octubre de 2021, desde las 9:00 horas hasta las 11:05 horas, se celebró la subasta en los términos indicados en la Resolución de la SEE, de 8 de septiembre de 2021, convocada al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 960/2020 y en la Orden TED/1161/2020, así como en la demás normativa de aplicación.

La CNMC, como entidad supervisora de la subasta, confirmó que el proceso había sido objetivo, transparente, y no discriminatorio, y que la subasta se había desarrollado de forma competitiva, no habiéndose apreciado el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia u otras faltas en el desarrollo de la misma. En consecuencia, procedió a validar los resultados de la subasta y el procedimiento seguido en la misma<sup>6</sup>, remitiendo el informe de validación a la SEE, a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM), y a la entidad administradora de la subasta, conforme lo establecido en el artículo 8.9 del Real Decreto 960/2020 y en el apartado 7.4 de las Especificaciones de detalle de la subasta (aprobadas en el Anexo I de la Resolución de la SEE, de 8 de septiembre de 2021).

#### ***Participación y ofertas presentadas***

Los indicadores de competencia (participantes y volumen calificado), fueron **[CONFIDENCIAL]** a los registrados en la 1ª subasta REER (véase Cuadro 3 del Anexo I). Se calificaron para la participación en la subasta **[CONFIDENCIAL]** agentes (**[CONFIDENCIAL]** grupos empresariales o empresas<sup>7</sup>), con un

---

<sup>5</sup> De acuerdo con el artículo 8.3 de la Orden TED/1161/2020, el volumen de producto ofertado debe ser superior en un 20% al volumen total de producto subastado. En caso de que no se cumpla dicha relación, se reduce el volumen de producto a subastar hasta el valor necesario.

<sup>6</sup> Acuerdo de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC por el que se emite informe al amparo de lo dispuesto en el artículo 8 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, sobre la segunda subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables (Confidencial).

<sup>7</sup> Respecto a la 1ª subasta se calificaron **[CONFIDENCIAL]** nuevos grupos empresariales (o empresas si no pertenecen a un grupo empresarial), y no se calificaron **[CONFIDENCIAL]** grupos empresariales o empresas que sí lo hicieron en la primera subasta. Cabe destacar que, de los grandes grupos integrados, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, el máximo adjudicatario de la 1ª REER (Capital Energy) se calificó **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

volumen total calificado de **[CONFIDENCIAL]** kW (**[CONFIDENCIAL]** veces superior a la cantidad a subastar, 3.300.000 kW). La cuota de potencia de los 4 mayores grupos empresariales o empresas fue del **[CONFIDENCIAL]**%<sup>8</sup>. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

En la subasta, de los **[CONFIDENCIAL]** agentes calificados, participaron **[CONFIDENCIAL]** agentes<sup>9</sup> (**[CONFIDENCIAL]** grupos empresariales o empresas<sup>10</sup>), y resultaron adjudicatarios 26 agentes<sup>11</sup> (16 grupos empresariales o empresas) (véase Cuadro 3 del Anexo I). El volumen ofertado ascendió a **[CONFIDENCIAL]** kW, el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total calificado (**[CONFIDENCIAL]** kW) y el **[CONFIDENCIAL]**% del cupo de producto a subastar (3.300.000 kW). **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, el volumen ofertado ascendió a **[CONFIDENCIAL]** kW, **[CONFIDENCIAL]** veces el cupo de producto a subastar, 3.300.000 kW. Por tanto, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Cabe señalar que en la 1ª subasta REER, los agentes se calificaron por **[CONFIDENCIAL]** kW, el volumen ofertado ascendió **[CONFIDENCIAL]** kW y se adjudicaron 3.034.178 kW. En este sentido, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

En esta subasta el volumen de producto calificado fue **[CONFIDENCIAL]** veces superior a la cantidad a subastar, y no fue necesario reducir el volumen a subastar antes de la subasta, en aplicación del artículo 8.2 de la Orden TED/1161/2020. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

### **Adjudicación**

Al cierre de la subasta, resultaron adjudicados 3.123.770 kW de potencia, a un precio medio ponderado de 30,59 €/MWh (24,75 €/MWh en la 1ª REER), siendo el precio mínimo de adjudicación 24,40<sup>12</sup> €/MWh (14,89 €/MWh en la 1ª REER) y el precio máximo de adjudicación 36,88<sup>13</sup> €/MWh (28,90 €/MWh en la 1ª REER) (véase Gráfico 7 del Anexo I). El precio medio ponderado fue inferior a las cotizaciones de los contratos con liquidación a más largo plazo (a partir de 2027)

---

<sup>8</sup> Nótese que los agentes se califican por un volumen total, sin desglosarlo por tecnología. Una vez calificados, en la subasta deciden la oferta en cada una de las tecnologías (y reservas mínimas) subastadas.

<sup>9</sup> De los **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

<sup>10</sup> De los **[CONFIDENCIAL]** grupos empresariales o empresas calificados.

<sup>11</sup> De los **[CONFIDENCIAL]** agentes participantes no pertenecientes a un grupo empresarial solo 1 agente resultó adjudicatario. De los 25 agentes adjudicatarios pertenecientes a grupos empresariales, 11 pertenecen al grupo Capital Energy.

<sup>12</sup> Precio mínimo de adjudicación de la tecnología fotovoltaica.

<sup>13</sup> Precio máximo de adjudicación de la tecnología fotovoltaica de generación distribuida con carácter local.

que se situaban en torno a 34-40 €/MWh el día de celebración de la subasta en el mercado organizado de OMIP<sup>14</sup>.

Resultaron adjudicatarios de la subasta 16 grupos empresariales o empresas (un total de 26 agentes<sup>15</sup>), de los que solo dos grupos empresariales fueron adjudicatarios de dos tecnologías y el resto de los adjudicatarios de solo una tecnología (véase Cuadro 11):

- El 93,1% de la potencia eólica terrestre se la adjudicaron dos grupos empresariales: Capital Energy (68,2%) y Forestalia (24,9%). Adicionalmente, estos dos grupos resultaron adjudicatarios:
  - Capital Energy: del 36,4% de la potencia fotovoltaica de disponibilidad acelerada.
  - Forestalia: del 25,7% de la potencia fotovoltaica.
- 9 grupos empresariales fueron exclusivamente adjudicatarios de potencia fotovoltaica.
- 1 grupo empresarial resultó exclusivamente adjudicatario de potencia fotovoltaica de disponibilidad acelerada (con la máxima cuota: 63,6%).
- 1 grupo empresarial y una empresa (la única no perteneciente a ningún grupo empresarial: Blacksalt Asset Management SLU) resultaron exclusivamente adjudicatarios de potencia fotovoltaica de generación distribuida con carácter local. Siendo, adicionalmente, los únicos adjudicatarios de dicha potencia.
- 2 grupos empresariales resultaron exclusivamente adjudicatarios de potencia eólica terrestre.

De los 3.123.770 kW de potencia adjudicada:

- El 72,3% (2.258.000 kW) de la potencia fue adjudicada a la tecnología eólica terrestre a un precio medio de 30,18 €/MWh (siendo el precio mínimo de adjudicación 27,90 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 36,68 €/MWh);
- El 26,8% (838.070 kW) a la tecnología fotovoltaica, a un precio medio de 31,60 €/MWh (siendo el precio mínimo de adjudicación 24,40<sup>16</sup> €/MWh y el precio máximo de adjudicación 34,90 €/MWh);

---

<sup>14</sup> Si bien cabe señalar que los contratos a plazo no son estrictamente comparables con la potencia adjudicada. Por ejemplo, los productos a plazo son carga base mientras que la potencia adjudicada recoge el apuntamiento de la tecnología o el riesgo de contraparte, que es diferente en los dos productos. Además, el precio a percibir por las adjudicatarias en subasta es calculado a partir del precio de adjudicación resultado de la subasta, y corregido en un 5% (o 25% para las tecnologías con capacidad de gestión de su nivel de producción) al precio del mercado diario.

<sup>15</sup> De las que 11 agentes pertenecen al grupo Capital Energy, el mayor adjudicatario de la subasta.

<sup>16</sup> Precio mínimo de adjudicación de la subasta.

- El 0,7% (21.950 kW) a la potencia fotovoltaica de disponibilidad acelerada, a un precio medio de 32,08 €/MWh (siendo el precio mínimo de adjudicación 31,00 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 33,97 €/MWh); y
- El 0,2% (5.750 kW) a la potencia fotovoltaica de generación distribuida con carácter local, a un precio medio de 36,35 €/MWh (siendo el precio mínimo de adjudicación 34,64 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 36,88<sup>17</sup> €/MWh) (véase Cuadro 7 del Anexo I).
- Aunque se ofertaban 600 MW para instalaciones fotovoltaicas y eólicas terrestres de disponibilidad acelerada, no se adjudicó potencia para instalaciones eólicas de disponibilidad acelerada **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Por otro lado, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

El Grupo Capital Energy, que participaba con 11 agentes (que resultaron todos adjudicatarios), fue el mayor adjudicatario de la subasta, con una cuota del 49,6% de la potencia total adjudicada<sup>18</sup>, (véase Cuadro 11 del Anexo I), que se elevó al 68,2% en la adjudicación de la tecnología eólica terrestre. En particular, dicho grupo se adjudicó 1.540.000 kW eólicos terrestres a un precio medio de 28,57 €/MWh, 1,61 €/MWh inferior al precio medio de adjudicación de dicha tecnología en la subasta (30,18 €/MWh).

En el Gráfico 6 del Anexo I se refleja la curva agregada de oferta ordenada por precio y en el Gráfico 7 de ese mismo Anexo se refleja el tramo de la curva agregada de oferta casado. Las ofertas adjudicadas estuvieron en el rango 24,40 €/MWh – 36,88 €/MWh, correspondiendo el tramo más elástico al comprendido entre 28 €/MWh y 29 €/MWh en el que Grupo Capital Energy incorporó sus ofertas (véase también el Gráfico 3 del Anexo I). La oferta más cara adjudicada fue de potencia fotovoltaica de generación distribuida con carácter local, a 36,88 €/MWh, y fue introducida por Blacksalt Asset Management SLU. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

#### **4 Efecto de la subasta en el funcionamiento del mercado eléctrico y en el fomento de energías renovables**

##### **4.1 Sobre el efecto de la subasta en el funcionamiento del mercado eléctrico**

El 26,8% (838.070 kW) de la potencia fue adjudicada a la tecnología fotovoltaica a un precio medio ponderado de 31,60 €/MWh; el 0,2% (5.750 kW) de la potencia

---

<sup>17</sup> Precio máximo de adjudicación de la subasta.

<sup>18</sup> La cuota del Grupo Capital Energy fue inferior a la limitación establecida en el artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, que establece que el volumen de producto adjudicado a una misma empresa o grupo empresarial, según la definición del artículo 42.1 del Código de Comercio, no podrá ser superior al 50% del volumen total del producto subastado.

fue adjudicada a la fotovoltaica de generación distribuida con carácter local a un precio medio ponderado de 36,35 €/MWh; el 72,3% (2.258.000 kW) a la tecnología eólica terrestre, a un precio medio ponderado de 30,18 €/MWh y el 0,7% (21.950 kW) de la potencia fue adjudicada a la tecnología fotovoltaica de disponibilidad acelerada a un precio medio ponderado de 32,08 €/MWh (véase Cuadro 10).

Las fechas límites de disponibilidad de la potencia adjudicada en esta segunda subasta REER son las siguientes:

- 30 de septiembre de 2022: 21.950 kW de potencia adjudicada a la tecnología fotovoltaica de disponibilidad acelerada.
- 30 de junio 2023: 838.070 kW de potencia adjudicada a la tecnología fotovoltaica.
- 31 de octubre de 2023: 5.750 kW de potencia adjudicada a la tecnología fotovoltaica de generación distribuida con carácter local.
- 30 de junio de 2024: 2.258.000 kW de potencia adjudicada a la tecnología eólica terrestre<sup>19</sup>.

La incorporación de esta potencia contribuirá a bajar el precio del mercado diario cuando desplace a tecnologías marginales más caras. Además, la liquidación de la energía de la subasta generará un ingreso para los comercializadores (o una obligación de pago) si el precio de la subasta es inferior (o superior) al precio en el mercado diario.

Cada tramo de cada instalación adjudicataria debe constituirse como una unidad de oferta para participar en los mercados diario, intradiario, de servicios de ajuste y de balance, y el titular de dicha instalación no podrá declarar contratos bilaterales con esas mismas unidades de programación. En particular, como resultado de la subasta celebrada el 19 de octubre de 2021, al menos 87 de los 91 tramos que resultaron adjudicados a 26 participantes deben constituirse en unidades de oferta<sup>20</sup>. El operador de mercado liquidará la diferencia entre el precio a percibir por la energía vendida en los mercados diario e intradiario, definido en el artículo 18 del Real Decreto 960/2020, y los 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 intradiario continuo.

En este sentido, teniendo en cuenta las fechas en las que comenzará a estar disponible la potencia adjudicada a través de las dos subastas REER celebradas,

---

<sup>19</sup> De la potencia adjudicada en la 1ª subasta REER, los 2.036.264 kW de tecnología fotovoltaica adjudicados en la subasta tienen el 28 de febrero de 2023 como fecha límite para estar disponibles, mientras que la fecha límite de disponibilidad de los 997.914 kW de tecnología eólica terrestre es el 29 de febrero de 2024.

<sup>20</sup> Cabe señalar que, de los 91 tramos que resultaron adjudicados, 85 tramos fueron ofertados a precios diferentes, dado que las reglas de la subasta permiten que los tramos indivisibles puedan ofertarse a un mismo precio.

resulta prematuro anticipar conclusiones sobre el efecto en el funcionamiento del mercado eléctrico más allá de las consideraciones sobre la liquidación de la subasta y su efecto sobre el mercado mayorista y minorista que fueron recogidas en el Informe de la CNMC de 30 de julio de 2020<sup>21</sup>, y que, asimismo, fueron resumidas en el Informe de desarrollo y mejoras de la 1ª subasta REER, de 4 de marzo de 2021<sup>22</sup>:

Por último, la incorporación al sistema de esta potencia renovable asignada en las dos primeras subastas REER celebradas tendrá un efecto sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>. Concretamente, en la segunda subasta REER se adjudicaron 3.123.770 kW renovables. La instalación de dicha potencia contribuirá a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un volumen estimado<sup>23</sup> entre un millón y millón y medio de toneladas anuales (la horquilla depende de si se toman como referencia las horas mínimas o máximas equivalentes contempladas para las instalaciones acogidas al REER).

#### **4.2 Sobre el efecto de la subasta en el fomento de energías renovables**

De acuerdo con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, la potencia instalada de fuentes de energía renovable debe haberse aumentado en un 108% en 2030 respecto a 2020. Esto supone, de acuerdo con la senda marcada en el PNIEC, haber alcanzado en 2025 una potencia instalada renovable de 82.363 MW, y de 112.914 MW en el año 2030 (véase Cuadro 1).

---

<sup>21</sup> “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” (IPN/CNMC/014/20).

<sup>22</sup> “Informe sobre el resultado de la subasta para el otorgamiento del Régimen Económico de Energías Renovables, celebrada el 26 de enero de 2021, y su efecto en el funcionamiento del mercado eléctrico y en el fomento de energías renovables” (SUB/DE/001/21).

<sup>23</sup> Factor de emisión medio de referencia para 2020 (último año calculado) de 153 gCO<sub>2</sub>eq/kWh.

**Cuadro 1 Objetivos de potencia instalada procedente de fuentes de energía renovable. PNIEC 2025 y 2030 (MW totales instalados)**

POTENCIA RENOVABLE PNIEC (MW total)	2020	2025	2030	INCREMENTO
				POTENCIA vs. 2020
Eólica	28.033	40.633	50.333	22.300
Solar fotovoltaica	9.071	21.713	39.181	30.110
Termosolar	2.303	4.803	7.303	5.000
Hidráulica	14.109	14.359	14.609	500
Biomasa	613	815	1.408	795
Otras renovables	0	40	80	80
<b>SUMA (MW total)</b>	<b>54.129</b>	<b>82.363</b>	<b>112.914</b>	<b>58.785</b>

Fuente: elaboración propia a partir de datos del PNIEC

En la medida 1.1 “*Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables*”, apartado c), del PNIEC se establece un objetivo mínimo anual de potencia renovable a través procedimientos de concurrencia competitiva (subastas) de 3.000 MW<sup>24</sup>.

En virtud de lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 960/2020, y con el objetivo de dar cumplimiento a lo previsto en el PNIEC, en el artículo 23 de la Orden TED/1161/2020 se establece el calendario indicativo para la asignación del REER, con los volúmenes mínimos de potencia acumulada para cada tecnología en el periodo 2020-2025<sup>25</sup>. En dicho calendario indicativo, se establecen volúmenes mínimos de potencia que oscilan entre un mínimo de 2.000 MW en 2020 (aunque ya se indica en el texto que el volumen a subastar en 2020 es como mínimo de 3.000 MW), y un máximo de 3.660 MW en 2021 (véase Cuadro 2).

<sup>24</sup> El 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, establece la obligación de desarrollar reglamentariamente un marco retributivo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, distinto al régimen retributivo específico, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio por la energía, que se otorgará mediante procedimientos de concurrencia competitiva. Dicho marco retributivo ha sido desarrollado por el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

<sup>25</sup> El calendario se actualizará, al menos, anualmente, mediante orden TED, tal y como se recoge en el artículo 23 de la Orden TED/1161/2020.

**Cuadro 2 Calendario indicativo para la asignación del REER 2020-2025**

		Volúmenes mínimos de potencia (MW)					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Eólica.	Incremento.	1.000	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
	Acumulado.	1.000	2.500	4.000	5.500	7.000	8.500
Fotovoltaica.	Incremento.	1.000	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
	Acumulado.	1.000	2.800	4.600	6.400	8.200	10.000
Solar Termoeléctrica.	Incremento.		200		200		200
	Acumulado.		200	200	400	400	600
Biomasa.	Incremento.		140		120		120
	Acumulado.		140	140	260	260	380
Otras tecnologías (biogás, hidráulica, mareomotriz, etc.).	Incremento.		20		20		20
	Acumulado.		20	20	40	40	60

Fuente: artículo 23 de la Orden TED/1161/2020

El volumen de potencia renovable adjudicada a través de las dos primeras subastas REER asciende a 6.158 MW (3.034 MW adjudicados en la 1ª subasta y 3.124 MW adjudicados en la 2ª subasta). De este modo, teniendo en cuenta el calendario indicativo pendiente (2022-2025) para la asignación del REER, la potencia subastada mínima acumulada en 2025 se situaría en 20.038<sup>26</sup> MW. Sin embargo, no toda esa potencia subastada estaría disponible en 2025, ya que dependerá de la fecha límite de disponibilidad de la potencia pendiente de subastar entre 2022 y 2025 (13.880 MW). Así, si se considera una hipótesis de neutralidad tecnológica y un plazo medio de inicio de la producción, desde la celebración de las subastas, de alrededor de 3 años para el resto de potencia a subastar del calendario indicativo (2022-2025<sup>27</sup>), de dicha potencia solo estarían disponibles en 2025 los 3.300 MW a subastar en 2022. Por tanto, teniendo en cuenta lo anterior, la potencia total disponible en 2025 procedente de subastas REER ascendería a 9.458 MW (6.158 MW de las dos primeras subastas, más 3.300 MW a subastar en 2022).

Por ello, para alcanzar el objetivo a 2025 de 82.363 MW renovables instalados, a la potencia que podría estar disponible en dicho año procedente de las subastas REER habría que sumar otros 18.776 MW mediante otros mecanismos. Por su parte para alcanzar el objetivo de 112.914 MW instalados en 2030 sería necesario añadir a la potencia instalada que se obtendría a través de las subastas (20.038 MW) otros 10.513 MW a través de otros mecanismos.

Por tanto, con las hipótesis expuestas, habría una potencia renovable adicional

<sup>26</sup> Resultado de sumar a la potencia adjudicada en las dos primeras subastas (6.158 MW) el incremento previsto para los años 2022 al 2025 (13.880 MW) en el calendario indicativo de las subastas REER.

<sup>27</sup> Teniendo en cuenta el calendario indicativo previsto y una hipótesis de 3 años para la entrada en operación de la potencia instalada desde la fecha de celebración de la subasta, de los incrementos de potencia anual solo estarían operativos los 3.300 MW previstos a subastar en 2022.

a la prevista en las subastas REER que debería incorporarse al mercado para cumplir los objetivos del PNIEC, pudiendo cerrar contratos de tipo PPA o acudir directamente a los mercados a plazo de electricidad para asegurarse un precio de largo plazo.

De acuerdo con el artículo 23.1 de la Orden TED/1161/2020, los volúmenes de potencia renovable previstos en el calendario indicativo del mencionado artículo, *“se complementarán, en su caso, con los que se deriven de otros instrumentos de apoyo a las renovables que puedan establecerse empleando otros esquemas de financiación, justificados por las disponibilidades presupuestarias, la madurez tecnológica, la estructura de costes o cualquier otra característica específica de las tecnologías”*.

Por tanto, cabría plantearse, de forma complementaria a los mecanismos de subasta previstos en el Real Decreto 960/2020, articular un mecanismo de concurrencia competitiva, en el que participasen de manera voluntaria tanto la oferta (potencia renovable existente que va a mercado) como la demanda<sup>28</sup>.

## **5 Propuestas de mejoras para las siguientes subastas**

En la elaboración de la propuesta de mejoras que realiza la CNMC sobre las próximas subastas para el otorgamiento del REER, se ha tenido en cuenta la información disponible previamente, durante y posteriormente a la celebración de la 2ª subasta, así como el informe remitido por la entidad administradora de la subasta, tras la celebración de la misma: *“Propuesta de mejoras a incorporar en la III subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables”*, de 29 de octubre de 2021, que se presenta en el Anexo II.

En el informe de la entidad administradora de la subasta se recogen, entre otras, las siguientes mejoras: (i) habilitar un proceso automático al cierre de la calificación, de modo que el sujeto quede calificado de manera automática por el volumen cubierto por garantías aunque tuviera declarado un volumen calificación mayor; (ii) disponer de un calendario de fechas de los procesos de subasta conocido con suficiente antelación por los potenciales participantes; (iii) que el administrador de la subasta determine el instrumento de garantías a devolver en los casos de que las garantías aportadas por los participantes hayan sido excedentarias y aportadas mediante diferentes instrumentos; (v) analizar qué información se publica e incorporar en las especificaciones de detalle de la

---

<sup>28</sup> En relación a la demanda, cabe mencionar que en el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos, al objeto de que los consumidores industriales contribuyan al cumplimiento de los objetivos de energía y clima asumidos en el PNIEC 2021-2030, tal y como se recoge en el preámbulo de la norma, se establece la obligación (artículo 12), para los consumidores electrointensivos que se acojan a cualquiera de los mecanismos regulados por el Real Decreto, de acreditar la contratación de, al menos, un 10% de su consumo anual de electricidad mediante instrumentos a plazo, directa o indirectamente, de electricidad de origen renovable con una duración mínima de cinco años.

subasta aquella que se determine en vista de la información publicada por el Ministerio.

Por otro lado, en el mencionado informe se recogen las respuestas remitidas por cinco agentes participantes en la subasta al cuestionario enviado por la entidad administradora, junto con la valoración de esta a las respuestas recibidas.

La CNMC valora positivamente las mejoras propuestas por la entidad administradora de la subasta relativas a los procedimientos de participación en la subasta (procesos, calendario y redacciones aclaratorias). En particular, la CNMC considera necesario disponer de un calendario no solo de los procesos de subasta conocido con suficiente antelación, sino también de las subastas a celebrar. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Por otro lado, la CNMC considera necesario mantener la confidencialidad de la potencia no adjudicada. Por ello, en vista de la información confidencial publicada tras la subasta en las notas de prensa del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico relativa a la potencia ofertada y no adjudicada tras la subasta<sup>29</sup>, se recomienda que no se proporcione información adicional a la facilitada en la resolución de resultados. En particular, se considera que la información facilitada a los agentes sobre la subasta mediante la resolución de resultados, en aras de la transparencia del proceso, es suficiente, no siendo recomendable la publicación de información adicional del detalle del proceso de la subasta, al objeto de evitar posibles comportamientos estratégicos de los agentes en futuras subastas similares a la realizada el 19 de octubre de 2021 (véase a este respecto el apartado siguiente 5.1).

### **5.1 Sobre la comunicación de los resultados de la subasta**

Conforme se establece en el artículo 7.2.e) de la Orden TED/1161/2020, y en el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 8.11 del Real Decreto 960/2020, la DGPEyM dictó la Resolución de 20 de octubre de 2021, por la que se resuelve la subasta celebrada [el 19 de octubre de 2021] para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre. En dicha resolución, tal y como se detalla en el punto 7.4 “*Confirmación y comunicación del resultado de la subasta*” de las reglas de la misma, se reflejan los resultados de la subasta, para cada producto y una o varias tecnologías, indicando el nombre de los participantes que hayan resultado adjudicatarios, la cantidad adjudicada por cada participante, y la potencia y el precio de adjudicación de cada tramo de oferta adjudicada a cada participante; siendo, por tanto, dicha información de la subasta la única de

---

<sup>29</sup> <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-miteco-celebra-la-primera-subasta-renovable-del-periodo-2020-2025-para-facilitar-la-acci%C3%B3n-clim%C3%A1tica-y-reducir-la-factura-el%C3%A9ctrica/tcm:30-522090>

<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-miteco-adjudica-3.124-mw-de-renovables-que-rebajar%C3%A1n-la-factura-de-la-electricidad-y-facilitar%C3%A1n-la-acci%C3%B3n-clim%C3%A1tica-nota-de-prensa/tcm:30-531948>

carácter público conforme a la normativa y a las reglas de la misma.

Los datos relativos al desarrollo de la subasta, que se consideran confidenciales conforme a lo establecido en las reglas de la subasta, serán puestos únicamente a disposición de la entidad supervisora y de la DGPEyM por la entidad administradora, para el ejercicio de las funciones que tienen encomendadas de acuerdo con el Real Decreto 960/2020 y demás normativa de las subastas REER (último párrafo del mencionado punto 7.4 de las reglas de la subasta).

Adicionalmente a la información de detalle sobre los resultados de la subasta, publicados por Resolución de la DGPEyM, los agentes disponen de información, antes de la celebración de la subasta, sobre el exceso del cupo en el proceso de casación, el precio de riesgo o precio mínimo y la garantía de competencia establecida en un 20% de exceso sobre el cupo subastado. Asimismo, tras la celebración de la subasta, en base a los resultados del volumen total adjudicado, los agentes pueden deducir si ha sido necesaria o no la aplicación de la regla de competencia (reducción del cupo subastado por no superar el 20% establecido) y si ha aplicado o no el exceso de cupo. En particular, en la segunda subasta se adjudicaron 3.123.770 kW, siendo el cupo a subastar de 3.300.000 kW<sup>30</sup>, por lo que los participantes tras la celebración de la subasta pudieron deducir que había aplicado la regla de competencia. Todo esto, unido a la información sobre el detalle del volumen y el precio por tramo adjudicado por tecnología y agente adjudicatario, les proporciona información relevante sobre el grado de competencia en la subasta, tanto en volumen como en precio.

La publicación de información adicional de detalle sobre el desarrollo de la subasta, tales como los datos referidos a la potencia ofertada y no adjudicada tras la subasta que se han hecho públicos a través de la nota de prensa del Ministerio, proporciona información valiosa sobre la potencia susceptible de concurrir en próximas subastas y, por tanto, información sobre su presión competitiva que puede condicionar la participación en dichas subastas. En este sentido, se podría desincentivar la participación en subastas futuras si el volumen de ofertas no adjudicatarias es grande con relación al cupo a subastar y el participante potencial prevé mucha competencia y, por tanto, precios bajos (respecto a sus costes). Por el contrario, se podría incentivar la participación en subastas futuras si el volumen de ofertas no adjudicatarias es pequeño con relación al cupo a subastar y el participante potencial prevé poca competencia y, por tanto, precios altos. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Adicionalmente, la publicación de dicha información podría ayudar a los potenciales participantes a inferir el precio de reserva por tecnología, que es un parámetro de salvaguarda de la subasta que debe mantenerse confidencial; y, asimismo, podría afectar a la utilización de dicha información confidencial para el análisis y, en su caso, la determinación de los precios de reserva de la siguiente/s convocatoria/s de subasta.

---

<sup>30</sup> El porcentaje de exceso sobre el cupo a subastar se estableció en un 6%, por lo que la potencia finalmente a asignar podría haber llegado hasta los 3.498 MW.

Finalmente es importante destacar la heterogeneidad de agentes participantes en la subasta, y el impacto asimétrico que podría suponer un exceso de transparencia (conocer las ofertas de todos los agentes) en el desarrollo de las subastas futuras, entre agentes de menor tamaño y menos recursos para analizar las estrategias de ofertas, respecto a otros agentes. Ello teniendo en cuenta, además, que se van a realizar subastas de similares características en el futuro.

Por todo ello, la CNMC considera que no debe hacerse pública información adicional a la publicada a través de la resolución de la DGPEyM por la que se resuelve la subasta, conforme lo establecido en el punto 7.4 de las reglas de la misma.

## **5.2 Sobre la salvaguarda de competencia en la subasta**

En el artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020 se establece que para garantizar la efectiva competencia en la subasta el volumen de producto ofertado deberá superar en, al menos, un 20% al volumen de producto a subastar; y en el caso de no satisfacerse esta relación, se reducirá el volumen de producto a subastar hasta el valor necesario para que se satisfaga. Asimismo, el artículo 8.6 indica que se podrá establecer un aumento de dicho porcentaje en la orden por la que se regule el mecanismo de subasta. Por su parte, en el artículo 8.2 de la Orden TED/1161/2020 se establece que, para garantizar la efectiva competencia en la subasta, el volumen de producto calificado deberá superar en, al menos, un 20% al volumen de producto a subastar; y en el caso de no satisfacerse esta relación, se reducirá el volumen de producto a subastar hasta el valor necesario para que se satisfaga<sup>31</sup>, siendo comunicado dicho volumen reducido a los sujetos calificados.

En caso de que aplicara la salvaguarda de competencia y se redujera el volumen de producto a subastar, los participantes con un volumen calificado igual o superior al 20% del volumen subastado sabrían que son pivotaes<sup>32</sup> y, por tanto, podrían actuar de forma estratégica en la subasta, aumentando el precio de su oferta, para resultar adjudicados a dicho precio.

En tanto en cuanto el volumen máximo de producto que una empresa o grupo empresarial puede adjudicarse, que de acuerdo con el artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020, así como con el artículo 8.5 de la Orden TED/1161/2020, es el 50% del volumen total del producto subastado, se propone que la garantía de competencia se establezca en al menos un 50% por encima del volumen de producto a subastar, al objeto de que se garantice que ningún participante

---

<sup>31</sup> Incluidas las reservas mínimas.

<sup>32</sup> Un agente es pivotal si su volumen resulta imprescindible para llegar a cubrir el volumen subastado.

calificado sea y, por tanto, conozca que es pivotal. Esta medida requeriría una actualización del artículo 8.1 de la Orden TED/1161/2020, que es donde se define el porcentaje del 20% de la garantía de competencia.

La importancia de la garantía de competencia y los precios de reserva será mayor a medida que se celebren más subastas y vaya reduciéndose la oferta susceptible de concurrir. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

### **5.3 Sobre el porcentaje de exceso del cupo en el proceso de casación**

El porcentaje de exceso del cupo en el proceso de casación, que se establece mediante resolución, introduce holgura en dicho proceso permitiendo la incorporación de tramos indivisibles más competitivos, si los hubiera, respecto el siguiente divisible para igualar el volumen ofertado al cupo de producto a subastar. En el punto tercero de la Resolución de 8 de septiembre de 2021, de la Secretaría de Estado de Energía, el porcentaje de exceso del cupo en el proceso de casación se estableció en el 6%, de tal modo que el cupo en esta segunda subasta se podía incrementar en 198 MW. El tamaño máximo ofertado de un tramo indivisible, de acuerdo con las reglas de la subasta, se estableció en 180 MW, por tanto, el porcentaje de exceso de cupo establecido garantizaba la inclusión del último tramo indivisible.

Dada la vinculación que existe entre porcentaje de exceso del cupo en el proceso de casación y el tamaño máximo ofertado de un tramo indivisible, se propone definir, en la resolución por la que se convoca la subasta, uno de los parámetros en función del otro.

### **5.4 Sobre la celebración de subastas específicas o subastas neutras, y el establecimiento de reservas mínimas**

En la subasta para la asignación del REER, celebrada el 19 de octubre de 2021, se subastó un único cupo de producto de 3.300 MW de potencia instalada, con cuatro reservas mínimas que acumulaban una potencia de 3.100 MW. Por tanto, a priori únicamente para 200 MW podían competir todas las tecnologías elegibles para dicha subasta. No obstante, en la subasta no concurrió el volumen suficiente para cubrir las reservas mínimas de fotovoltaica de generación distribuida con carácter local y de fotovoltaica y eólica de disponibilidad acelerada, por lo que de facto se amplió a más de 1.000 MW el cupo neutro para que la fotovoltaica y eólica terrestre compitieran en precios.

En línea con el resultado de la primera subasta, el nivel de precios de las ofertas de las tecnologías fotovoltaica y eólica terrestre en la subasta estuvo alineado, siendo los precios medios de adjudicación de ambas tecnologías relativamente similares (31,60 €/MWh para la fotovoltaica, superior a 30,18 €/MWh para la eólica terrestre), lo que indica que existe competencia potencial entre ambas tecnologías y que las reservas mínimas no serían necesarias para dichas tecnologías. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 7

del Anexo I), lo que pone de manifiesto la importancia de los precios de reserva para dichas tecnologías, así como que se establezcan cupos específicos o reservas mínimas.

A la vista de los resultados obtenidos en las dos primeras subastas, cabría concluir que para subastas futuras no habría necesidad de establecer reservas mínimas para las tecnologías eólica y fotovoltaica, mientras que es necesario el establecimiento de reservas mínimas, o bien la convocatoria de subastas específicas, para otras tecnologías, incluidas en el calendario indicativo del artículo 23.1 de la Orden TED/1161/2020, así como en el PNIEC, si el objetivo de política energética es alcanzar una mayor diversificación tecnológica o fomentar tecnologías inmaduras.

No obstante lo anterior, tal y como reflejó esta Comisión en el “*IPN/CNMC/004/20 Informe sobre el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética*”, de 9 de marzo de 2020, teniendo en cuenta que la potencia con acceso ya concedido a eólica y solar fotovoltaica supera los objetivos del PNIEC a 2030<sup>33</sup>, cabría analizar en el marco de cada convocatoria concurrencial, si dinámicamente determinadas tecnologías son competitivas, no solo desde el punto de vista de precios sino también de volumen de energía vendida, ya que con la incorporación de mayor potencia renovable se contempla un posible incremento de los vertidos<sup>34</sup>.

### **5.5 Sobre la duración del periodo de inserción de pujas**

El punto 7.1 del ANEXO I de la Resolución de 8 de septiembre de 2021, establece que la apertura de la fase de recepción de ofertas tiene una duración de 2 horas en las que los participantes podrán enviar diferentes versiones de oferta, siendo la última oferta válida la que se incluya en el proceso de casación de la subasta, quedando anuladas las previas (apartado 7.1.g).

---

<sup>33</sup> De acuerdo con la información publicada por Red Eléctrica de España, con datos acumulados a 31 de octubre de 2021, hay más de 188 GW de potencia en servicio y con permiso concedido de eólica y fotovoltaica, cuando el PNIEC contempla 90 GW instalados en 2030 para estas tecnologías.

<sup>34</sup> La incorporación de una potencia elevada de instalaciones renovables aumentará las situaciones en las cuales, en escenarios de baja demanda, la energía renovable que es posible generar supere a la demanda y, por lo tanto, se produzca el vertido del excedente de dicha energía. Por otra parte, si la entrada de esta potencia renovable es de tecnologías no síncronas (como la eólica y la solar fotovoltaica), dichas tecnologías podrían desplazar a tecnologías síncronas, con la limitación dada por la necesidad de mantener la estabilidad en el sistema, que solo las tecnologías síncronas pueden proporcionar. Por tanto, en determinadas situaciones, aun existiendo recurso renovable, pudiera ser necesario incorporar potencia síncrona y verter parte de la renovable no síncrona para garantizar la estabilidad del sistema. Estas dos situaciones se harán más frecuentes cuanto más potencia renovable se instale y, por lo tanto, los promotores de las nuevas instalaciones renovables tendrán que añadir al riesgo de precio un riesgo por volumen, dado que se pueden dar situaciones en las que haya recurso renovable, pero este no pueda aprovecharse, reduciéndose la cantidad de energía vendida, con el consecuente efecto sobre la rentabilidad de los proyectos.

En la subasta, el **[CONFIDENCIAL]**% de las ofertas se enviaron en la primera media hora del periodo de recepción de ofertas y el **[CONFIDENCIAL]**% de las ofertas se enviaron en la primera hora. Por tanto, el envío de ofertas está concentrado al principio del periodo de recepción de las mismas. En este sentido, la entidad administradora de la subasta podría valorar la reducción de la duración de dicho periodo, dejando un margen suficiente a los agentes para que puedan modificar su oferta en caso de errores o para solucionar problemas técnicos de acceso al sistema.

### **5.6 Sobre el coste imputable a la organización de la subasta**

De acuerdo con el artículo 7.3 de la Orden TED/1161/2020, el coste de organización de la subasta es de 0,08 euros por cada kW adjudicado. Asimismo, en dicho artículo, se establece que *“La resolución por la que se convoque la subasta podrá, en función del número de subastas convocadas al amparo de esta orden y de la potencia adjudicada mediante las mismas, reducir el coste imputable a la organización de las mismas.”*

La CNMC en su Informe de 25 de noviembre de 2020<sup>35</sup>, propuso la revisión a la baja del coste imputable a la organización de la subasta, aplicable ya a la primera subasta a convocar, o, como alternativa, que se rebaje el importe asociado a la organización de la subasta en años sucesivos, teniendo en cuenta las economías de escala derivadas del número de subastas celebradas. En este sentido, en el citado informe, se señalaba que *“los costes asociados a la organización de otras subastas celebradas en el sector energético (tanto de gas como de electricidad), con un mecanismo y procedimiento más complejo (subastas dinámicas en varias rondas), además de establecerse en un fijo por subasta, oscilaron entre un coste mínimo de 135.000 €, correspondiente a las subastas del sistema gasista, y un máximo de 180.000 €”*. El coste de organización de la primera y segunda subastas, celebradas el 26 de enero y 19 de octubre de 2021 respectivamente, en base a la potencia adjudicada (6.157.948 kW), ha ascendido a 492.636 €.

Por tanto, se sugiere para próximas convocatorias de subasta la revisión a la baja del coste asociado a la organización de las subastas REER, al objeto de incorporar las economías de escala derivadas del número de subastas celebradas y en tanto que dicho coste no es lineal al kW adjudicado.

### **5.7 Otras mejoras**

Por último, se recuerdan otras mejoras ya indicadas por esta Comisión en anteriores informes:

---

<sup>35</sup> Acuerdo por el que se emite Informe sobre la propuesta de Orden por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025 (IPN/CNMC/043/20).

- Al objeto de analizar si la adjudicación en las subastas incentiva arbitrajes en los mercados mayoristas, se propone que se realice un seguimiento de la diferencia entre la energía vendida en el mercado diario e intradiario (que será retribuida al precio de la subasta para los adjudicatarios de la misma), y la energía realmente producida y medida en contador por los adjudicatarios en las subastas REER, así como para el resto de agentes.
- Para paliar el efecto que sobre la cobertura de los comercializadores tiene la liquidación de la energía procedente de las subastas REER, se propone que el operador del mercado proporcione información sobre las distintas unidades de producción que han resultado adjudicatarias en las sucesivas subastas y que finalmente han sido puestas en marcha e incluidas en este régimen económico; entre otros, la potencia final, el precio de adjudicación y el inicio de la operación. De este modo, las unidades de adquisición dispondrían de información adicional sobre la energía que podría incorporarse a los mercados diario e intradiario acogida al REER, información que es valiosa para la realización de sus estrategias de cobertura.

**ANEXO I. Evolución de la subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables**

## **Anexo I. 1. Participación y ofertas presentadas**

Los artículos 2 y 5 de la Orden TED/1161/2020 establecen las condiciones exigidas para la participación en la convocatoria de subasta. En particular, en la subasta para la asignación del REER, celebrada el 19 de octubre de 2021, han podido participar las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables compuestas por una o varias de las tecnologías correspondientes a los subgrupos b.1.1 y b.2.1 definidos en el artículo 2.1 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, que cumplan los siguientes requisitos: a) Ser instalaciones nuevas o ampliaciones de instalaciones existentes, b) Estar situadas en el sistema eléctrico peninsular, y c) No disponer de sistema de almacenamiento, o en caso contrario, que el sistema de almacenamiento sea empleado para el almacenamiento exclusivo de la energía producida por la instalación.

Para participar en la subasta las instalaciones deben aportar las garantías establecidas en el artículo 12.1 de dicha orden, y formular una solicitud de precalificación (firmar un compromiso de no-colusión y de confidencialidad) y de calificación (aceptación y adhesión a la reglas y garantías conformadas) de acuerdo con el Apéndice II de la Resolución de la SEE, de 8 de septiembre de 2021.

Adicionalmente, debe tenerse presente que, según lo previsto en el artículo 11 de la Orden TED/1161/2020, los adjudicatarios de la subasta disponen de un plazo de 2 meses desde el 9 de septiembre (fecha de publicación en el BOE de la Resolución de 8 de septiembre de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve la segunda subasta celebrada para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre), para presentar la solicitud de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación de acuerdo con lo previsto en el artículo 13, junto con una copia de la garantía económica depositada de conformidad con lo regulado en el artículo 25 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, y del resguardo de la Caja General de Depósitos de haber depositado dicha garantía a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas. La garantía asciende a 60 euros/kW para la potencia instalada que se solicita inscribir. La solicitud de inscripción incluye la identificación del adjudicatario, las características del producto adjudicado que se pretende inscribir, la tecnología y la potencia a inscribir en estado de preasignación, así como un plan estratégico con las estimaciones de impacto sobre el empleo local y la cadena de valor industrial, que se hará público en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En particular, se calificaron para la participación en la subasta **[CONFIDENCIAL]** agentes (**[CONFIDENCIAL]** grupos empresariales), con un volumen total

calificado de **[CONFIDENCIAL]** kW (**[CONFIDENCIAL]** veces superior a la cantidad a subastar, 3.300.000 kW. La cuota de potencia de los 4 mayores grupos empresariales o empresas fueron del **[CONFIDENCIAL]**%<sup>36</sup>. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

**Cuadro 3 . Volumen de calificación e indicadores de concentración en las subastas de 2021**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

Participaron **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** agentes calificados. De los **[CONFIDENCIAL]** participantes en la subasta, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 4).

Los **[CONFIDENCIAL]** participantes introdujeron ofertas de venta por un total de **[CONFIDENCIAL]** kW, el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total calificado (**[CONFIDENCIAL]** kW) y el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen de producto a subastar. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 4).

**Cuadro 4 Cantidades ofertadas por tecnología**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

**Cuadro 5 [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

**[CONFIDENCIAL]**

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

La potencia eólica terrestre se adjudicó el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total ofertado en dicha tecnología (**[CONFIDENCIAL]** kW ofertados), la potencia fotovoltaica se adjudicó el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total ofertado en fotovoltaica (**[CONFIDENCIAL]** kW), la potencia fotovoltaica de generación distribuida con carácter local se adjudicó el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total ofertado por dicha tecnología (**[CONFIDENCIAL]** kW) y por último la potencia fotovoltaica de disponibilidad acelerada se adjudicó el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total ofertado por dicha tecnología

<sup>36</sup> Nótese que los agentes se califican por un volumen total, sin desglosarlo por tecnología. Una vez calificados, en la subasta deciden la oferta en cada una de las tecnologías (y reservas mínimas) subastadas.

(**[CONFIDENCIAL]** kW). **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**  
(véase Cuadro 6).

#### **Cuadro 6 Cantidades y cuotas ofertadas y adjudicadas por tecnología**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

Los **[CONFIDENCIAL]** participantes introdujeron ofertas que estuvieron en el rango de precios de 24,40 €/MWh a **[CONFIDENCIAL]** €/MWh, siendo el precio medio ponderado de las ofertas presentadas de **[CONFIDENCIAL]** €/MWh. La puja más barata ofertada fue de potencia fotovoltaica **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 7). Los precios máximo y medio de la de las ofertas de las instalaciones **[CONFIDENCIAL]** (y su desviación típica) **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

#### **Cuadro 7 Descriptivos de los precios ofertados por tecnología**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

**[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

#### **Cuadro 8 **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]****

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

## Anexo I. 2. Adjudicación

Al cierre de la subasta, resultaron adjudicados 3.123.770 kW de potencia, a un precio medio ponderado de 30,59 €/MWh (24,75 €/MWh en la 1ª REER), siendo el precio mínimo de adjudicación 24,40<sup>37</sup> €/MWh (14,89 €/MWh en la 1ª REER) y el precio máximo de adjudicación 36,88<sup>38</sup> €/MWh (28,90 €/MWh en la 1ª REER) véanse Cuadro 9 y Cuadro 10). El incremento del precio medio de 5,84 €/MWh respecto a la subasta de 26 de enero se produce en un contexto de fuertes incrementos en los precios spot y a plazo de electricidad (para los horizontes de liquidación más próximos al vencimiento) (véase Gráfico 9), de encarecimiento generalizado de las materias primas y de riesgo regulatorio. El precio medio ponderado fue inferior a las cotizaciones de los contratos con liquidación a más largo plazo (a partir de 2027) que se situaban en torno a 34-40 €/MWh en la fecha de celebración de la subasta en el mercado organizado de OMIP<sup>39</sup>. Cabe señalar que, si bien resultaron adjudicados 91 tramos, dado que las reglas de la subasta permiten ofertar los tramos indivisibles necesarios al mismo precio, los adjudicatarios incorporaron 87 tramos a precios diferentes.

De acuerdo con el artículo 18 del Real Decreto 960/2020 el precio a percibir, en cada periodo de negociación, por las instalaciones acogidas al REER, por cada unidad de energía de subasta negociada en el mercado diario e intradiario, será su precio de adjudicación correspondiente al resultado de la subasta, siendo este corregido a partir de unos incentivos simétricos de participación en mercado mediante el porcentaje de ajuste de mercado<sup>40</sup>. En este sentido, los 26 adjudicatarios tendrán que constituir al menos 87 unidades de ofertas (tantas como tramos adjudicados a precios diferentes) y percibirán un precio diferente por cada unidad de energía de subasta negociada en el mercado diario e intradiario.

De los 3.123.770 kW de potencia adjudicada, el 72,3% (2.258.000 kW) de la potencia fue adjudicada a la tecnología eólica terrestre a un precio medio de 30,18 €/MWh, 4,87 €/MWh superior al precio de la subasta de 26 de enero (siendo el precio mínimo de adjudicación 27,90 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 36,68 €/MWh); el 26,8% (838.070 kW) a la tecnología fotovoltaica, a un precio medio de 31,60 €/MWh, 7,14 €/MWh superior al precio de la subasta anterior (siendo el precio mínimo de adjudicación 24,40<sup>41</sup> €/MWh y el precio máximo de adjudicación 34,90 €/MWh); el 0,7% (21.950 kW) a la potencia

---

<sup>37</sup> Precio mínimo de adjudicación de la tecnología fotovoltaica.

<sup>38</sup> Precio máximo de adjudicación de la tecnología fotovoltaica de generación distribuida con carácter local.

<sup>39</sup> Véase nota al pie 14.

<sup>40</sup> En particular, el precio a percibir por la venta de energía en los mercados diario e intradiario está referenciado en un 5% o un 25% al precio del mercado diario.

<sup>41</sup> Precio mínimo de adjudicación de la subasta.

fotovoltaica de disponibilidad acelerada, a un precio medio de 32,08 €/MWh (siendo el precio mínimo de adjudicación 31,00 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 33,97 €/MWh); y el 0,2% (5.750 kW) a la potencia fotovoltaica de generación distribuida con carácter local, a un precio medio de 36,35 €/MWh (siendo el precio mínimo de adjudicación 34,64 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 36,88<sup>42</sup> €/MWh) (véanse Cuadro 9 y Cuadro 10).

Aunque se ofertaban 600 MW para instalaciones fotovoltaicas y eólicas terrestres de disponibilidad acelerada, no se adjudicó potencia para instalaciones eólicas de disponibilidad acelerada **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Resultaron adjudicatarios de la subasta 16 grupos empresariales o empresas (un total de 26 agentes<sup>43</sup>), de los que solo dos grupos empresariales fueron adjudicatarios de dos tecnologías y el resto de los adjudicatarios de solo una tecnología (véase Cuadro 11):

- El 93,1% de la potencia eólica terrestre se la adjudicaron dos grupos empresariales: Capital Energy (68,2%) y Forestalia (24,9%). Adicionalmente, estos dos grupos resultaron adjudicatarios:
  - Capital Energy: del 36,4% de la potencia fotovoltaica de disponibilidad acelerada.
  - Forestalia: del 25,7% de la potencia fotovoltaica.
- 9 grupos empresariales fueron exclusivamente adjudicatarios de potencia fotovoltaica.
- 1 grupo empresarial resultó exclusivamente adjudicatario de potencia fotovoltaica de disponibilidad acelerada (con la máxima cuota: 63,6%).
- 1 grupo empresarial y una empresa (la única no perteneciente a ningún grupo empresarial: Blacksalt Asset Management SLU) resultaron exclusivamente adjudicatarios de potencia fotovoltaica de generación distribuida con carácter local. Siendo, adicionalmente, los únicos adjudicatarios de dicha potencia.
- 2 grupos empresariales resultaron exclusivamente adjudicatarios de potencia eólica terrestre.

---

<sup>42</sup> Precio máximo de adjudicación de la subasta.

<sup>43</sup> De las que 11 agentes pertenecen al grupo Capital Energy, el mayor adjudicatario de la subasta.

**Cuadro 9 Descriptivos de la cantidad adjudicada por tecnología**

Tecnología	Fotovoltaica	Fotovoltaica de disponibilidad acelerada	Fotovoltaica de generación distribuida con carácter local	Eólica terrestre	Total general
Total (kW)	838.070	21.950	5.750	2.258.000	3.123.770
Total (%)	26,8%	0,7%	0,2%	72,3%	100,0%
Nº de grupos empresariales adjudicatarios	10	2	2	4	16
Adjudicación media (kW)	83.807	10.975	2.875	564.500	195.236
Nº tramos adjudicados	38	2	4	47	91
% tramos divisibles	84,2%	100,0%	75,0%	100,0%	92,3%
% tramos no divisibles	15,8%	0,0%	25,0%	0,0%	7,7%
Tramo máximo (kW)	140.000	13.950	3.250	100.000	140.000
Tramo mínimo (kW)	1.500	8.000	750	10.000	750
Tramo promedio (kW)	22.054	10.975	1.438	48.043	34.327
Desviación típica (kW)	23.170	2.975	1.048	29.198	29.737

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

**Cuadro 10 Descriptivos de los precios de adjudicación por tecnología**

Tecnología	Fotovoltaica	Fotovoltaica de disponibilidad acelerada	Fotovoltaica de generación distribuida con carácter local	Eólica terrestre	Total general
Total (kW)	838.070	21.950	5.750	2.258.000	3.123.770
Total (%)	26,8%	0,7%	0,2%	72,3%	100,0%
Precio medio (€/MWh)	31,60	32,08	36,35	30,18	30,59
Precio máximo (€/MWh)	34,90	33,97	36,88	36,68	36,88
Precio mínimo (€/MWh)	24,40	31,00	34,64	27,90	24,40
Desviación típica (€/MWh)	2,36	1,49	0,87	3,05	2,89

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

Por otro lado, en la tecnología fotovoltaica, a pesar de que la [CONFIDENCIAL] adjudicación estuvo menos concentrada<sup>44</sup>, [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]. Por el contrario, en la tecnología eólica, la de mayor nivel de competencia pese al elevado grado de concentración [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

<sup>44</sup> HHI en adjudicación 1.883.

**Cuadro 11 Cantidades y cuotas adjudicadas por grupo empresarial o empresa y tecnología**

Grupo empresarial o empresa*	b_1_1	b_1_1_a	b_1_1_cl	b_2_1	b_2_1_a	Total adjudicado (kW)	Cuota (%)	Precio medio ponderado de adjudicación (€/MWh)
GRUPO DE CAPITAL ENERGY HOLDING COMPANY, S.A.U.	0	8.000	0	1.540.000	0	1.548.000	49,6%	28,60
Forestalia	215.500	0	0	562.400	0	777.900	24,9%	32,95
NATURGY ENERGY GROUP	221.400	0	0	0	0	221.400	7,1%	32,46
Grupo IGNIS	144.110	0	0	0	0	144.110	4,6%	32,92
REPSOL, S.A.	0	0	0	138.000	0	138.000	4,4%	30,85
BRUC ENERGY	100.000	0	0	0	0	100.000	3,2%	30,38
Grupo EDP	59.860	0	0	0	0	59.860	1,9%	32,99
TOTALENERGIES RENEWABLES IBERICA	35.000	0	0	0	0	35.000	1,1%	34,50
BAHIA DE PLATA	23.400	0	0	0	0	23.400	0,7%	29,67
ENGIE	22.300	0	0	0	0	22.300	0,7%	32,00
LEGIO AURIENSE, S.A.	0	0	0	17.600	0	17.600	0,6%	36,00
BayWa AG	0	13.950	0	0	0	13.950	0,4%	31,00
SOLARIG GLOBAL SERVICES SA	10.500	0	0	0	0	10.500	0,3%	34,88
Viridi RE GmbH	6.000	0	0	0	0	6.000	0,2%	32,27
BLACKSALT ASSET MANAGEMENT SLU	0	0	3.250	0	0	3.250	0,1%	36,88
ENERLAND 2007 FOTOVOLTAICA SL.	0	0	2.500	0	0	2.500	0,1%	35,66
<b>Total general</b>	<b>838.070</b>	<b>21.950</b>	<b>5.750</b>	<b>2.258.000</b>	<b>0</b>	<b>3.123.770</b>	<b>100,0%</b>	<b>30,59</b>
Cuota (%)	26,8%	0,7%	0,2%	72,3%	0,0%	100,0%		
PMP (€/MWh)	31,60	32,08	36,35	30,18	-	30,59		
Nº grupos empresariales	10	2	2	4	0	16		

\*7 agentes no pertenecen a ningún grupo empresarial y 21 agentes pertenecen a 5 grupos empresariales, correspondiendo al Grupo Capital Energy 11 de dichos agentes.

b\_1\_1: Fotovoltaica.

b\_1\_1\_a: Fotovoltaica de disponibilidad acelerada.

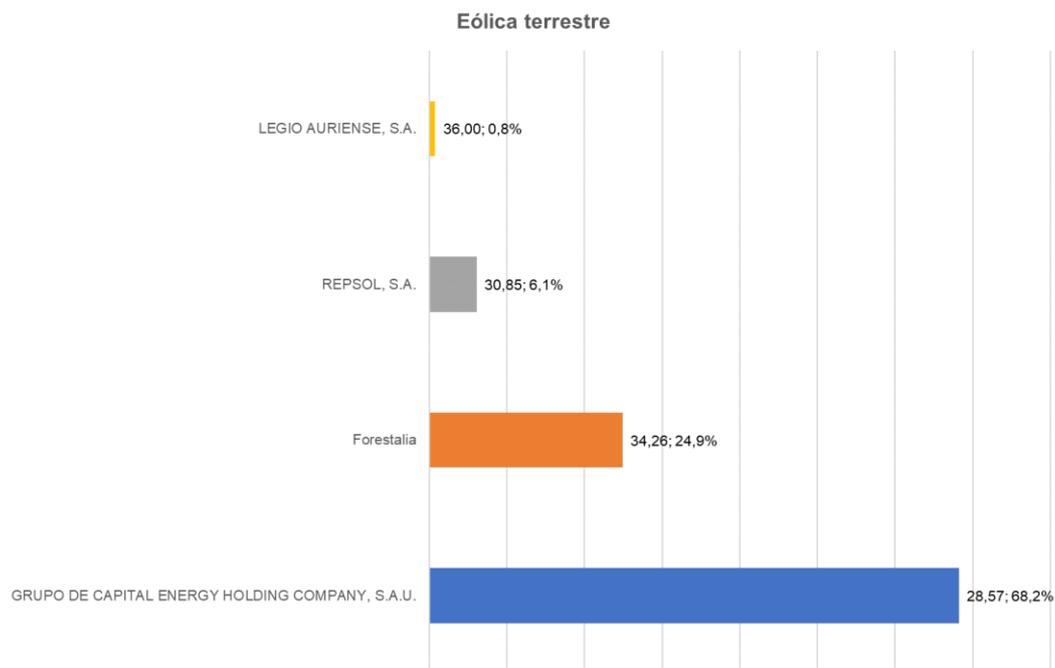
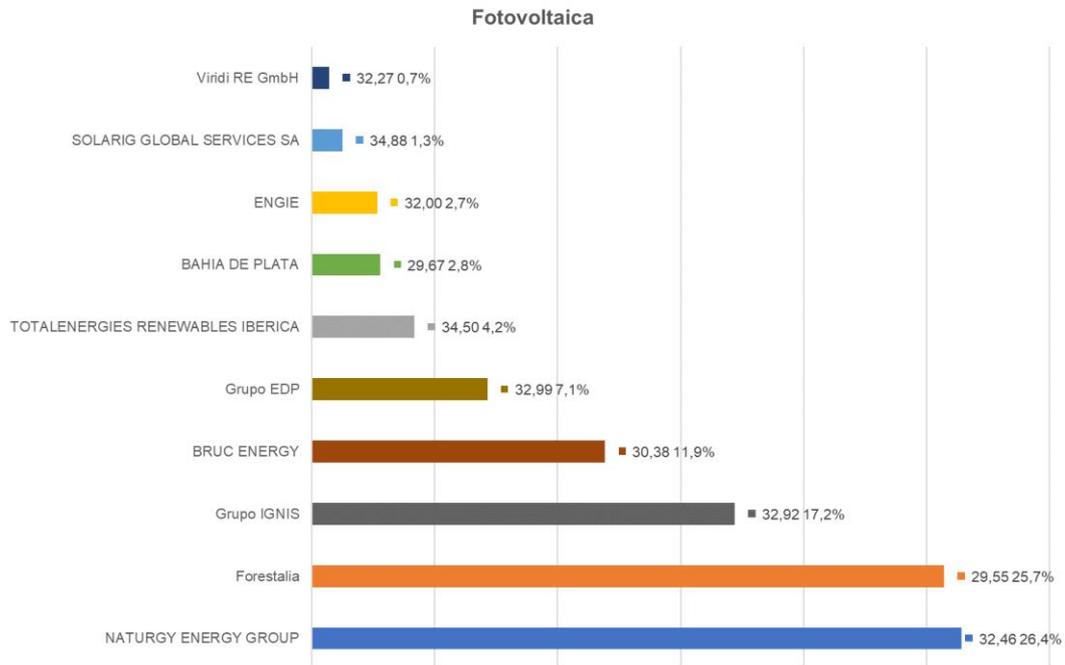
b\_1\_1\_cl: Fotovoltaica de generación distribuida con carácter local.

b\_2\_1: Eólica terrestre.

b\_2\_1\_a: Eólica terrestre de disponibilidad acelerada.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

**Gráfico 1 Precios medios (€/MWh) y cuotas adjudicadas (%) por grupo empresarial**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

La estrategia de pujas de los participantes fue heterogénea (en precios y número de tramos) (véanse el Cuadro 13, Gráfico 3, Gráfico 4 y Gráfico 5). Cada oferta de venta de los participantes puede contener hasta 40 tramos, cada uno de los cuales consiste en una combinación de un número de bloques (la cantidad mínima a oferta por tramo es de 1 bloque, equivalente a 1 kW) y un precio. El precio de cada tramo de oferta se estableció en euros/MWh con dos decimales, siendo dicho precio mayor o igual que 0 euros/MWh. Los precios de las ofertas de los **[CONFIDENCIAL]** participantes para la venta de potencia para instalaciones renovables estuvieron en el rango 24,40 €/MWh - **[CONFIDENCIAL]** €/MWh, ambos incluidos (véase Cuadro 7). Si bien la oferta de cada participante puede tener hasta un máximo de 40 tramos, **[CONFIDENCIAL]** de los **[CONFIDENCIAL]** participantes en la subasta introdujeron **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 13). En media los participantes introdujeron **[CONFIDENCIAL]** tramos en sus ofertas de venta de un tamaño medio de **[CONFIDENCIAL]** kW.

Un indicador que puede ser utilizado como indicio de comportamiento colusivo es la correlación entre los precios de dos o más agentes. Cabe señalar que el resultado de la subasta, la potencia adjudicada a cada participante, según el producto subastado, así como su precio de adjudicación, que corresponde con su oferta económica, se hace público mediante resolución, según lo establecido en los artículos 8.11 y 9.2 del Real Decreto 960/2020. En particular, mediante la Resolución de 20 de octubre de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve subasta celebrada para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre. La publicidad del precio de adjudicación que corresponde con la oferta económica del participante contribuye a la transparencia y podría desincentivar comportamientos colusivos en tanto que dichos comportamientos, si los hubiese, serían públicos.

Analizando las ofertas en la subasta, se observa que los participantes incorporaron **[CONFIDENCIAL]** tramos de las **[CONFIDENCIAL]** posibles (dado que participaron **[CONFIDENCIAL]** agentes, pertenecientes a **[CONFIDENCIAL]** grupos empresariales, y la oferta de venta de cada agente puede contener hasta 40 tramos) a **[CONFIDENCIAL]** precios diferentes. **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

#### **Cuadro 12 Precios ofertados coincidentes**

**[CONFIDENCIAL]**

**[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

Fuente: CNMC a partir de la entidad administradora de la subasta

**Gráfico 2 [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de la entidad administradora de la subasta

**Cuadro 13 Descriptivo de las pujas realizadas por participante**

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de la entidad administradora de la subasta

**Gráfico 3 Estrategia de puja por grupo empresarial ([INICIO CONFIDENCIAL]  
[FIN CONFIDENCIAL])**

[CONFIDENCIAL]

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

**Gráfico 4 Estrategia de puja por grupo empresarial ([INICIO CONFIDENCIAL]  
[FIN CONFIDENCIAL])**

[CONFIDENCIAL]

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

**Gráfico 5 Estrategia de puja por grupo empresarial ([INICIO CONFIDENCIAL]  
[FIN CONFIDENCIAL])**

[CONFIDENCIAL]

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

### Anexo I. 3. Curvas de casación

El volumen de producto ofertado ascendió a **[INICIO CONFIDENCIAL] kW. [FIN CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

La curva agregada de ofertas se ordenó con independencia de la tecnología, de menor a mayor valor del precio introducido en la oferta. Primero se adjudicaron las reservas mínimas recorriendo la curva agregada con los tramos de cada tecnología. Se adjudicó **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** la tecnología fotovoltaica con 646.135 kW<sup>45</sup>, siendo el precio del último tramo casado en esta fase de 32,87 €/MWh, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** la tecnología fotovoltaica de generación distribuida con carácter local con 5.750 kW<sup>46</sup>, siendo el precio del último tramo casado en esta fase de 36,88 €/MWh, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** la tecnología eólica terrestre con 1.389.000 kW<sup>47</sup>, siendo el precio del último tramo casado en esta fase de 29,07 €/MWh y **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** la tecnología fotovoltaica y eólica de disponibilidad acelerada con 13.950 kW<sup>48</sup>, siendo el precio del último tramo casado en esta fase de 31,00 €/MWh. Los tramos aceptados **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** (2.054.835 kW) se eliminaron de la curva agregada de oferta y el resto de tramos ofertados mantuvo su posición. Siguiendo el orden de prelación, el resto del cupo a subastar (1.046.515 kW) se adjudicó a los tramos de la tecnología fotovoltaica (191.935 kW), eólica terrestre (869.000 kW) y fotovoltaica y eólica de disponibilidad acelerada (8.000 kW), siendo el último tramo casado de eólica terrestre, 24.200 kW **[CONFIDENCIAL]** a 36,68 €/MWh, ascendiendo el volumen adjudicado en esta fase a 1.068.935 kW<sup>49</sup>.

Cabe señalar que, una vez aceptados los tramos **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, el resto de cupo a subastar se asignó en un 81,3% a la tecnología eólica terrestre<sup>50</sup>, en un 18% a la tecnología fotovoltaica y un 0,7% a la fotovoltaica de disponibilidad acelerada. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

En el Gráfico 6 se refleja la curva agregada de oferta ordenada por precio y en el Gráfico 7 se refleja el tramo de la curva agregada de oferta casado. Las ofertas

---

<sup>45</sup> **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

<sup>46</sup> **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

<sup>47</sup> **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

<sup>48</sup> **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

<sup>49</sup> **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

<sup>50</sup> En este sentido, al margen de consideraciones sobre la competitividad de las pujas en la subasta, cabe señalar que, si bien los costes de inversión de la tecnología eólica terrestre son superiores a los de la fotovoltaica, el mayor número de horas de funcionamiento de la eólica en horas en la que presumiblemente los precios serán superiores, ha permitido que exista cierta equiparación en las pujas de ambas tecnologías.

adjudicadas estuvieron en el rango 24,40 €/MWh – 36,88 €/MWh, correspondiendo el tramo más elástico al comprendido entre 28 €/MWh y 29 €/MWh, en el que las ofertas de ambas tecnologías compitieron. La oferta más cara adjudicada (precio marginal de la subasta) fue de potencia fotovoltaica de generación distribuida con carácter local, a 36,88 €/MWh, y fue introducida por BLACKSALT ASSET MANAGEMENT SLU, y la más barata fue de potencia fotovoltaica a 24,40 €/MWh, y fue introducida por el Grupo Viridi RE GmbH. Cabe señalar que la oferta de 36,88 €/MWh **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

#### Gráfico 6 Casación subasta

**[CONFIDENCIAL]**

b\_1\_1: Fotovoltaica.

b\_1\_1\_a: Fotovoltaica de disponibilidad acelerada.

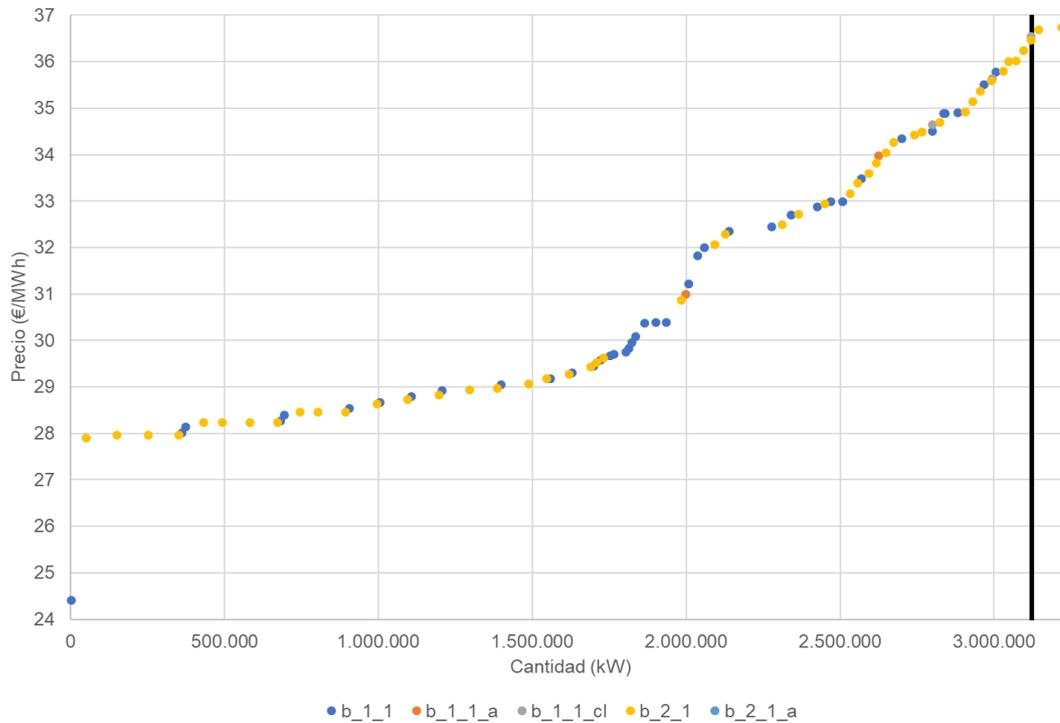
b\_1\_1\_cl: Fotovoltaica de generación distribuida con carácter local.

b\_2\_1: Eólica terrestre.

b\_2\_1\_a: Eólica terrestre de disponibilidad acelerada.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

**Gráfico 7 Tramos casados en subasta**



b\_1\_1: Fotovoltaica.

b\_1\_1\_a: Fotovoltaica de disponibilidad acelerada.

b\_1\_1\_cl: Fotovoltaica de generación distribuida con carácter local.

b\_2\_1: Eólica terrestre.

b\_2\_1\_a: Eólica terrestre de disponibilidad acelerada.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

### **Determinación del cierre de la subasta**

Los tramos aceptados para las reservas mínimas (2.054.835 kW) se eliminaron de la curva agregada de oferta y los restantes tramos ofertados mantuvieron su posición. El penúltimo tramo aceptado fue de tecnología eólica terrestre a 36,46 €/MWh incorporado por Forestalia. La oferta agregada incorporando dicho tramo ascendió a 3.095.445 kW **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** (**[CONFIDENCIAL]** kW). Al siguiente precio, 36,68 €/MWh, Forestalia introdujo también un tramo por un total de 24.200 kW **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Por otro lado, el punto 7.1 del ANEXO I de la Resolución de 8 de septiembre de 2021, establece que la apertura de la fase de recepción de ofertas tiene una duración de 2 horas. Se puede presentar una única oferta válida por cada una o varias tecnologías, si bien en el punto 7.1.g) se establece que los participantes podrán enviar diferentes versiones de oferta, siendo la última oferta válida la que se incluya en el proceso de casación de la subasta, quedando anuladas las previas. En la subasta los **[CONFIDENCIAL]** participantes enviaron **[CONFIDENCIAL]** ofertas, si bien **[CONFIDENCIAL]** participantes anularon o modificaron **[CONFIDENCIAL]** ofertas, de modo que la curva agregada de oferta se construyó a partir de **[CONFIDENCIAL]** ofertas. El **[CONFIDENCIAL]**% de las ofertas se enviaron en la primera media hora del periodo de recepción de ofertas, y el **[CONFIDENCIAL]**% de las ofertas se enviaron en la primera hora.

#### **Gráfico 8 Número de ofertas durante periodo de recepción de ofertas**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

#### Anexo I. 4. Análisis de los precios de adjudicación resultantes

El artículo 8 del Real Decreto 960/2020 establece que el proceso de adjudicación se realizará mediante el método de subasta a sobre cerrado, conforme a un mecanismo de pago según oferta. Este método de subasta es conocido en la literatura académica como subasta discriminatoria o subasta *pay as bid*<sup>51</sup>.

La estrategia de puja depende del tipo de subasta. Por ejemplo, la estrategia de puja de un participante en subasta no es la misma si puja en una subasta a precio uniforme<sup>52</sup> que si puja en una subasta *pay as bid*<sup>53</sup>. El excedente del adjudicatario en una subasta será la diferencia entre el precio de adjudicación y su coste marginal. Es este sentido, el excedente del adjudicatario en una subasta a precio uniforme es la diferencia entre el precio de casación y su coste marginal, y en una subasta *pay as bid* es la diferencia entre su puja y su coste marginal.

En una subasta *pay as bid*, un participante que pujara a su coste marginal, dado que el precio de adjudicación es su puja, no tendría excedente alguno. Por tanto, el participante de una subasta *pay as bid* se presume que puja por encima de su coste marginal.

Al cierre de la subasta, resultaron adjudicados 3.123.770 kW de potencia, a un precio medio ponderado de 30,59 €/MWh, siendo el precio mínimo de adjudicación 24,40 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 36,88 €/MWh (véase Gráfico 7). El precio medio ponderado de la subasta fue muy inferior a los precios medios del mercado diario (86,95 €/MWh en 2021, con datos hasta 19 de octubre) y a las cotizaciones de los contratos con liquidación a más largo plazo (a partir de 2027) que se situaban el día de la subasta en torno a 34-40 €/MWh en el mercado organizado de OMIP<sup>54</sup>. No obstante, el precio medio en la subasta fue 5,84 €/MWh superior al de la subasta de 26 de enero (24,75 €/MWh).

---

<sup>51</sup> Cabe señalar que una subasta de precio uniforme con reservas mínimas por tecnología puede conducir a precios marginales diferentes, condicionando la neutralidad de la subasta. Por el contrario, una subasta *pay-as-bid* es neutral en tanto que los precios de adjudicación, aun distintos, derivan de las pujas de los participantes y no del algoritmo de casación.

<sup>52</sup> En una subasta uniforme, se puede demostrar que un agente pujará por la primera unidad a su coste marginal y por el resto de unidades a un coste superior al coste marginal. Cuanto mayor sea la probabilidad de que la puja sea marginal, mayores serán las pujas respecto al coste marginal. Cuanto mayor sea la cuota de un agente, y mayor sea la probabilidad de que su puja sea marginal, el incentivo a ofertar por encima del coste marginal será mayor.

<sup>53</sup> A diferencia de la estrategia en una subasta uniforme, se puede mostrar que una estrategia óptima para un agente es realizar todas las pujas al mismo precio y por encima del coste marginal. Supóngase, como ejemplo, una subasta discriminatoria de 2 participantes y 2 unidades (siendo el coste marginal de la segunda unidad superior al de la primera). No tendría sentido que un participante pujara una unidad al coste marginal más bajo, ya que con probabilidad 1 se adjudica la unidad, siendo su excedente cero y si hubiera pujado ligeramente por encima hubiese obtenido un excedente positivo. Un equilibrio posible para el ejemplo propuesto es ofertar las dos unidades al coste marginal de la segunda unidad.

<sup>54</sup> Véase nota al pie 14.

Dicho incremento de precio se produce en un contexto de fuertes incrementos en los precios spot y a plazo de electricidad (para los horizontes de liquidación más próximos al vencimiento) (véase Gráfico 9), de encarecimiento generalizado de las materias primas y de riesgo regulatorio.

Los adjudicatarios de la subasta obtienen durante 12 años un precio de electricidad fijo y durante el resto de su vida útil ya no estarán vinculados al precio ofertado adjudicado en la subasta al haber entregado la energía comprometida al sistema. En este sentido, en el escenario de precios actual, sobre todo para las instalaciones fotovoltaicas y eólicas de disponibilidad acelerada, cuya fecha límite para estar disponibles es el 30 de septiembre de 2022, el escenario de precios a plazo actuales era más atractivo que en la primera subasta (en tanto en cuanto los flujos de caja previstos entre 2022 y 2025 son mayores y con menores tasas de descuento) y por tanto, sus ofertas fueron mayores como era previsible que el nivel de precios de la ofertas en la subasta de enero, en tanto que el coste de oportunidad previsto (precios a plazo) de resultar adjudicatarios en la segunda subasta era mayor y sus costes de financiación menores.

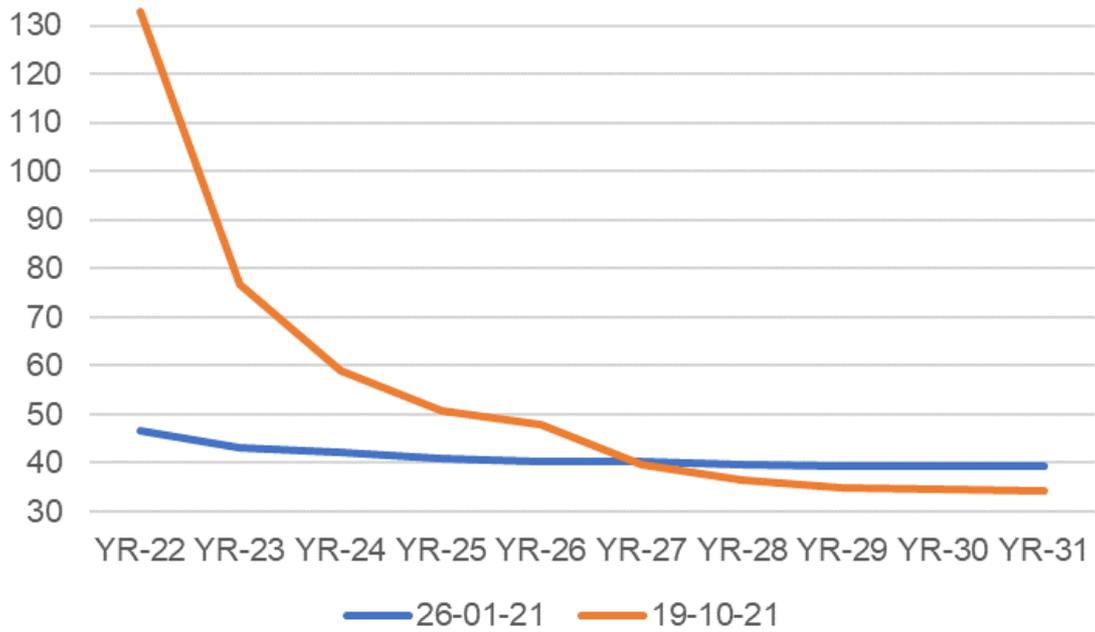
De los 3.123.770 kW de potencia adjudicada, el 72,3% (2.258.000 kW) de la potencia fue adjudicada a la tecnología eólica terrestre a un precio medio de 30,18 €/MWh, 4,87 €/MWh superior al precio de la subasta de 26 de enero (siendo el precio mínimo de adjudicación 27,90 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 36,68 €/MWh); el 26,8% (838.070 kW) a la tecnología fotovoltaica, a un precio medio de 31,60 €/MWh, 7,14 €/MWh superior al precio de la subasta anterior (siendo el precio mínimo de adjudicación 24,40<sup>55</sup> €/MWh y el precio máximo de adjudicación 34,9 €/MWh); el 0,7% (21.950 kW) a la potencia fotovoltaica de disponibilidad acelerada, a un precio medio de 32,08 €/MWh (siendo el precio mínimo de adjudicación 31,0 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 33,97 €/MWh); y el 0,2% (5.750 kW) a la potencia fotovoltaica de generación distribuida con carácter local, a un precio medio de 36,35 €/MWh (siendo el precio mínimo de adjudicación 34,64 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 36,88<sup>56</sup> €/MWh) (véase Cuadro 10).

---

<sup>55</sup> Precio mínimo de adjudicación de la subasta.

<sup>56</sup> Precio máximo de adjudicación de la subasta.

**Gráfico 9** Curvas forward a diez años vista a partir de las referencias de contratos anuales



Fuente: OMIP

**ANEXO II. Propuesta de mejoras a incorporar en la III subasta para el otorgamiento del Régimen Económico de Energías Renovables (OMIE)**  
**[CONFIDENCIAL]**

