



**INFORME DE SUPERVISIÓN SOBRE EL  
DESARROLLO DE LA SUBASTA  
COORDINADA DE CONTRATOS  
FINANCIEROS PARA LA  
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE  
ESPAÑA Y PORTUGAL, CELEBRADA EL  
15 DE MARZO DE 2018 (DECIMOSÉPTIMA  
SUBASTA)**

**25 de abril de 2018**

**Expediente SUB/DE/001/18**

## Índice

1. Habilitación competencial _____	3
2. Antecedentes normativos y características de las subastas _____	4
3. Evolución y resultados de la subasta _____	7
4. Improcedencia de propuesta de mejoras _____	11
<b>ANEXO I. Evolución de la decimoséptima subasta coordinada de contratos financieros para la interconexión eléctrica entre España y Portugal _____</b>	<b>13</b>
Anexo I. 1. Participación _____	14
Anexo I. 2. Adjudicación y Precio _____	16
Anexo I. 3. Curvas de casación _____	20
Anexo I. 4. Análisis de los precios de equilibrio y resumen de los ingresos/pagos realizados por el Sistema en relación a la gestión de la interconexión España-Portugal _____	21
Anexo I. 5. Adjudicación Subastas de Contratos Tipo Opción _____	29

**INFORME DE SUPERVISIÓN SOBRE EL DESARROLLO DE LA SUBASTA COORDINADA DE CONTRATOS FINANCIEROS PARA LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE ESPAÑA Y PORTUGAL, CELEBRADA EL 15 DE MARZO DE 2018 (DECIMOSÉPTIMA SUBASTA)**

Expediente SUB/DE/001/18

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA****Presidenta**

D.<sup>a</sup> María Fernández Pérez

**Consejeros**

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

**Secretario de la Sala**

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Barcelona, a 25 de abril de 2018

En el ejercicio de las competencias de la CNMC en relación a la función de supervisión de las subastas reguladas de contratación a plazo de energía eléctrica, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7, apartado 15, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; en virtud de cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria, previo informe de la Sala de Competencia, acuerda emitir el siguiente informe de supervisión sobre el desarrollo de la subasta coordinada de contratos financieros para la interconexión eléctrica entre España y Portugal.

**1. Habilitación competencial**

El artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece que la CNMC ejercerá entre otras funciones la de *“supervisar (...) las subastas reguladas de contratación a plazo de energía eléctrica”* (apartado 15).

En el ámbito de sus funciones como entidad supervisora, la CNMC debe elaborar un informe sobre el desarrollo y potenciales mejoras de la subasta celebrada, de acuerdo a lo establecido en el apartado 16.2 de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC.

El objeto del presente informe es, por un lado, analizar el desarrollo de la 17ª subasta coordinada de contratos financieros para la interconexión eléctrica entre España y Portugal, celebrada el 15 de marzo de 2018 y, por otro lado, evaluar si procede la realización de una propuesta de potenciales mejoras a introducir en futuras subastas.

## 2. Antecedentes normativos y características de las subastas

El Reglamento (CE) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, regula los procedimientos empleados para asignar la capacidad de intercambio en las interconexiones entre países de la Unión Europea, previendo la coordinación regional de los mecanismos de asignación de la capacidad de la interconexión, mientras se progresa hacia el mercado interior de electricidad; en particular, hasta la plena implementación del Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece la directriz sobre asignación de capacidad a plazo, y se realice la transición a la plataforma única europea de subastas.

En el contexto del mencionado Reglamento, los miembros del Consejo de Reguladores del MIBEL desarrollaron, de forma coordinada, el mecanismo para la gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal, que en el mercado español se ha articulado normativamente a través de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema<sup>1</sup>.

Las subastas coordinadas de contratos financieros para la interconexión eléctrica entre España y Portugal, reguladas por la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC, tienen como objetivo proporcionar a los agentes cobertura financiera del riesgo de precios que se deriva del proceso de acoplamiento de mercados (*market coupling*)<sup>2</sup>. De este proceso, que se articula a través de un algoritmo común llamado *Euphemia*, pueden darse precios diferentes para cada país si la capacidad de interconexión es insuficiente para alcanzar la convergencia de precios.

El acoplamiento de mercados es un mecanismo de asignación horaria de capacidad de interconexión entre varios países, incluidos España y Portugal, que toma en consideración todas las ofertas de compra y de venta horarias presentadas al mercado, tanto por los agentes situados en España y Portugal como por los situados en el resto de países que forman parte del proyecto Price

---

<sup>1</sup> Y en Portugal a través del Manual de Procedimientos do Mecanismo de Gestão de conjunta da Interligação Portugal-Espanha, de ERSE.

<sup>2</sup> España y Portugal están integrados en este mecanismo de acoplamiento de mercados desde mayo de 2014.

Coupling of Regions, así como la capacidad disponible de interconexión en cada frontera implicada.

- En el caso de existir capacidad de interconexión suficiente en una determinada frontera, las curvas de casación incluyen todas las ofertas de compra y de venta horarias presentadas al mercado y existen un único precio spot en ambos lados de la interconexión.
- En el caso de existir congestión en la interconexión, o lo que es lo mismo, la diferencia entre las ofertas de compra y venta casadas proporciona un flujo físico de energía a través de la interconexión superior a la capacidad disponible en el sentido del flujo resultante, la casación en cada una de las dos zonas es diferente y como consecuencia resultan precios diferentes, en este caso en España y Portugal, cuya diferencia multiplicada por la capacidad de interconexión da lugar a una renta de congestión<sup>3</sup> para los dos sistemas interconectados, que se distribuye al 50%.

La cobertura para el riesgo de precios que se deriva de la posibilidad de congestión en la interconexión se ha instrumentado a través de contratos financieros tipo opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal (FTR<sup>4</sup> P-E) y de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal a España (FTR E-P)<sup>5</sup>.

Los emisores (vendedores) de los productos son los Operadores de los Sistemas Eléctricos español y portugués (REE y REN) al 50%, que perciben el precio de equilibrio de la subasta (prima) y abonan el importe resultante de la liquidación de los productos con cargo a dicho precio de equilibrio y a las rentas de la congestión generadas en el proceso de separación de mercados.

Los adjudicatarios (compradores) de los contratos financieros tipo opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal (FTR P-E) pagan el precio de equilibrio de la subasta (o prima) percibiendo el diferencial entre el precio en el mercado diario en Portugal y en España ( $P_P - P_E$ ) cuando este es positivo. Análogamente, los adjudicatarios de los contratos financieros tipo opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal a España (FTR E-P) pagan el precio de equilibrio o prima, percibiendo el diferencial entre el

---

<sup>3</sup> A modo de ejemplo, si el precio spot en Portugal es superior al precio spot en España, generadores en España suministran a través de la interconexión energía (hasta el máximo de la capacidad de exportación de España) a consumidores en Portugal. Los consumidores en Portugal abonan el precio spot portugués mientras que los generadores en España perciben el precio spot español (la diferencia entre ambos precios, multiplicada por la capacidad de la interconexión, la cobran los Sistemas Eléctricos español y portugués en forma de rentas de la congestión).

<sup>4</sup> *Financial Transmission Rights.*

<sup>5</sup> En particular, estos contratos proporcionan cobertura al comercializador de uno de los nodos de la interconexión que desea vender energía a un cliente final situado en el otro nodo y, por tanto, podría promover la competencia en la actividad de comercialización.

precio en el mercado diario en España y en Portugal ( $P_E - P_P$ ) cuando este es positivo<sup>6</sup>.

**Cuadro 1. Obligaciones de pago para los Sistemas Eléctricos español y portugués por la liquidación de los productos subastados**

Sistema	€/MWh	Escenario de precios
FTR P-E	$P_P - P_E$	Si $P_P > P_E$
FTR E-P	$P_E - P_P$	Si $P_E > P_P$

Fuente: Elaboración CNMC

Con fecha 6 de marzo de 2018, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó la Resolución por la que se establecen las características y parámetros de la subasta de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal, a celebrar el 15 de marzo de 2018 (17ª subasta coordinada).

A través de dicha Resolución se fijó la fecha de celebración de la subasta (15 de marzo de 2018, desde las 13:30h CET), así como los productos y cantidades a subastar (300 MW para cada uno de los dos productos subastados con liquidación en el segundo trimestre de 2018 y 200 MW para cada uno de los dos productos subastados con liquidación en el tercer trimestre de 2018). Asimismo, dicha Resolución estableció que la subasta se desarrollaría de acuerdo a las reglas y procedimientos de subasta publicados por OMIP y OMIClear. En particular:

- OMIP Cláusulas Contractuales Generales – Contratos FTR Base.
- Circular OMIP 1/2013 – Derechos Financieros sobre Capacidad en la Interconexión Portugal – España.
- Circular OMIClear B15/2013 – Condiciones Particulares de los Contratos FTR.
- Aviso OMIP 06/2006 – Reglas de Determinación de Índices de Electricidad.

En la 17ª subasta coordinada únicamente los Operadores de los Sistemas Eléctricos español y portugués, en representación de su respectivo Sistema Eléctrico, pudieron actuar como vendedores netos de los contratos FTR y, por tanto, no se permitieron ofertas de venta de contratos presentadas por otros sujetos participantes.

La subasta se realizó mediante el “método de casación simple” o de sobre cerrado, en una única ronda.

<sup>6</sup> Los apartados 19 y 20 de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC, establecen los derechos y obligaciones de los adjudicatarios y de los Operadores de los Sistemas Eléctricos.

El modelo de subasta se compone de varias fases:

- Se facilitó la información relevante a los participantes mediante la plataforma de OMIP<sup>7</sup> entre las 11:04 horas (CET) y las 13:31 horas (CET). En esta fase los participantes no pudieron incorporar ofertas.
- La apertura del periodo de presentación de ofertas de compra para cada uno de los productos (mediante método telemático en la plataforma de OMIP) se produjo a las 13:31 horas (CET), y el cierre de recepción de ofertas fue a las 14:32 horas (CET)<sup>8</sup>. Las ofertas de venta de los Operadores del Sistema fueron incorporadas por OMIP (de acuerdo con lo establecido en el apartado 33 de la Circular 1/2013 de OMIP)<sup>9</sup>.
- La fase de post-validación<sup>10</sup> se desarrolló entre las 14:32 y las 14:42 horas.
- La fase de procesamiento de las ofertas y el cálculo de los resultados se desarrolló entre las 14:42 horas y las 14:47 horas.

### 3. Evolución y resultados de la subasta

El 15 de marzo de 2018, se celebró la 17ª subasta coordinada para la gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal, desde las 13:30 horas (CET) hasta las 14:47 horas (CET), en los términos indicados en la Circular 2/2014, de 12 de marzo de 2014, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y en la Resolución del 6 de marzo de 2018, de dicha Comisión, y demás normativa de aplicación.

La subasta transcurrió sin incidentes y los representantes de la entidad supervisora emitieron el pronunciamiento en el que se procedió a validar los resultados de la subasta a las 18:06 horas del 15 de marzo de 2018.

---

<sup>7</sup> De acuerdo con lo establecido en el apartado 15 de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC, la gestión de estas subastas, así como la liquidación de los productos, se realizará a través de la plataforma del mercado de derivados del MIBEL y su Cámara de Contrapartida Central, respectivamente.

<sup>8</sup> Cada oferta de compra de los agentes puede contener hasta 10 tramos, cada uno de los cuales consiste en una combinación de un número de contratos demandados (cantidad de salida, utilizando terminología de las reglas de la subasta) y un precio de demanda (o precios de salida, utilizando terminología de las reglas de la subasta). La cantidad de compra al precio mínimo de la subasta (0 €/MWh), introducida por OMIP y remitida por los participantes compradores con una antelación mínima de una hora en relación a la hora de inicio de la subasta, es adicional a los 10 tramos mencionados.

<sup>9</sup> En la lista de ofertas de venta aceptadas se incluye las cantidades ofertadas por los Operadores de los Sistemas Eléctricos español y portugués. En particular, en la 17ª subasta coordinada se incorporaron 4 ofertas: 300 MW (200 MW) en el sentido exportador de España a Portugal y 300 MW (200 MW) en el sentido exportador de Portugal a España, con un único tramo a precio 0 €/MWh, de contratos con liquidación en el segundo trimestre de 2018 (tercer trimestre de 2018).

<sup>10</sup> Fase en la que el proceso de validación de las ofertas es verificado por OMIP y en el transcurso de la cual los participantes pueden presentar reclamaciones en relación a las ofertas rechazadas.

Se subastaron dos productos de carga base y con periodo de liquidación en el segundo trimestre de 2018 (uno en cada sentido de la interconexión<sup>11</sup>) por un volumen de 300 MW, en cada uno de ellos; así como dos productos de carga base y periodo de liquidación en el tercer trimestre de 2018 (uno en cada sentido de la interconexión<sup>12</sup>) por un volumen de 200 MW en cada uno de ellos.

El número de contratos de cada tipo ofrecidos en la subasta conjuntamente por el Sistema Eléctrico español y por el Sistema Eléctrico portugués fue inferior al límite máximo de la capacidad de interconexión disponible asignada a dichos Sistemas, tal y como establece el apartado 14.5.c de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC. En particular, la capacidad máxima de exportación prevista a 5 de abril para el segundo trimestre de 2018 (e.sios de REE) ascendió a 3.300 MW de España hacia Portugal y a 2.950 MW de Portugal hacia España. Por tanto, los 500 MW subastados en la 16ª y 17ª subastas coordinadas de FTR con liquidación en el segundo trimestre de 2018 (200 MW en la 16ª y 300 MW en la 17ª), representaron el 15,2% y el 16,9% de dicha capacidad máxima de intercambio comercial prevista de exportación e importación, respectivamente, para dicho trimestre.

En la subasta hubo **[CONFIDENCIAL]** agentes participantes compradores, **[CONFIDENCIAL]** de ellos con cuota en la comercialización libre en ambos países (España y Portugal). En particular, **[CONFIDENCIAL]** agentes (**[CONFIDENCIAL]** agentes) remitieron ofertas a precios iguales o superiores al precio mínimo de la subasta (0 €/MWh) para los contratos FTR P-E (FTR E-P).

Los **[CONFIDENCIAL]** agentes participantes para la compra de los contratos FTR P-E Base Q2-18 y FTR P-E Base Q3-18 introdujeron ofertas de compra por un total de **[CONFIDENCIAL]** MW y **[CONFIDENCIAL]** MW, respectivamente, con precios de ofertas de compra que oscilaron en un rango comprendido entre 0 €/MWh y **[CONFIDENCIAL]** €/MWh, para ambos productos.

Asimismo, los **[CONFIDENCIAL]** agentes participantes para la compra de los contratos FTR E-P Base Q2-18 y FTR E-P Base Q3-18 introdujeron ofertas de compra por un total de **[CONFIDENCIAL]** MW y **[CONFIDENCIAL]** MW, respectivamente, con precios de ofertas de compra que oscilaron en el rango de 0 €/MWh a **[CONFIDENCIAL]** €/MWh y en el rango de 0 €/MWh a **[CONFIDENCIAL]** €/MWh, respectivamente.

Para el sentido de la exportación de energía eléctrica de España hacia Portugal, se adjudicó un volumen total de 300 MW del contrato FTR P-E Base Q2-18 y de 200 MW del FTR P-E Base Q3-18, resultando adjudicatarios 7 agentes de alguno de los productos o de ambos **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

---

<sup>11</sup> Contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal, de carga base (FTR P-E Base Q2-18), y de Portugal a España (FTR E-P Base Q2-18).

<sup>12</sup> Contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal, de carga base (FTR P-E Base Q3-18), y de Portugal a España (FTR E-P Base Q3-18).

Los precios resultantes de la subasta fueron 0,11 €/MWh para el contrato con liquidación en el segundo trimestre de 2018 y 0,07 €/MWh para el contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2018.

Para el sentido de la exportación de energía eléctrica de Portugal hacia España, se adjudicó un volumen total de 300 MW del contrato FTR E-P Base Q2-18 y de 200 MW del FTR E-P Base Q3-18, resultando adjudicatarios 7 agentes de alguno de los productos o de ambos **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Los precios resultantes de la subasta fueron 0,12 €/MWh para el contrato con liquidación en el segundo trimestre de 2018 y 0,05 €/MWh para el contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2018.

En la 17ª subasta coordinada, el precio del contrato (FTR P-E) tipo opción de cobertura para la exportación de energía eléctrica de España hacia Portugal con liquidación en el segundo trimestre de 2018 (0,11 €/MWh) estuvo por debajo del precio del contrato FTR E-P de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal hacia España (0,12 €/MWh), mientras que el precio del contrato FTR P-E con liquidación en el tercer trimestre de 2018 (0,07 €/MWh) estuvo por encima del precio del contrato FTR E-P con liquidación en dicho trimestre (0,05 €/MWh).

El precio del contrato FTR P-E Q2-18 de la 17ª subasta coordinada (0,11 €/MWh) estuvo por debajo del precio actuarialmente justo<sup>13</sup> de los contratos FTR P-E Q2-17 (0,20 €/MWh), con vencimiento un año antes. Por su parte, el precio del contrato FTR E-P Q2-18 de la 17ª subasta coordinada (0,12 €/MWh) fue muy superior al precio actuarialmente justo<sup>14</sup> de los contratos FTR E-P Q2-17 (0,04 €/MWh).

Asimismo, el precio del contrato FTR P-E Q3-18 de la 17ª subasta coordinada (0,07 €/MWh) fue superior al precio actuarialmente justo de los contratos FTR P-E Q3-17 (0,01 €/MWh), con vencimiento un año antes. Asimismo, el precio del contrato FTR E-P Q3-18 de la 17ª subasta coordinada (0,05 €/MWh) también fue superior al precio actuarialmente justo de los contratos FTR E-P Q3-17 (0,02 €/MWh).

Tanto los precios de los contratos FTR P-E Q2-18 y FTR E-P Q2-18, como los precios de los contratos FTR P-E Q3-18 y FTR E-P Q3-18, revelan una expectativa de relativa convergencia de precios entre España y Portugal en el

---

<sup>13</sup> El precio (o prima) actuarialmente justo del contrato FTR P-E se calcula como  $X(P_P - P_E)_x / N$ ; donde  $P_P$  es el precio spot de Portugal,  $P_E$  es el precio spot de España,  $X$  es el número de horas  $P_P > P_E$ ,  $N$  es el número de horas del periodo en el que se liquida el producto subastado y  $(P_P - P_E)_x$  es el promedio del diferencial  $P_P - P_E$  cuando  $P_P > P_E$ .

<sup>14</sup> El precio (o prima) actuarialmente justo del contrato FTR E-P se calcula  $Y(P_E - P_P)_y / N$ ; donde  $P_P$  es el precio spot de Portugal,  $P_E$  es el precio spot de España,  $Y$  es el número de horas  $P_E > P_P$ ,  $N$  es el número de horas del periodo en el que se liquida el producto subastado y  $(P_E - P_P)_y$  es el promedio del diferencial  $P_E - P_P$  cuando  $P_E > P_P$ .

segundo y tercer trimestre de 2018, en línea con la convergencia en precios entre España y Portugal registrada en el mercado diario desde mayo de 2014.

**Cuadro 2. Distribución por agente de los contratos de compra FTR P-E Q2-18 y FTR P-E Q3-18 adjudicados (17ª subasta coordinada)**

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

**Cuadro 3. Distribución por agente de los contratos de compra FTR E-P Q2-18 y FTR E-P Q3-18 adjudicados (17ª subasta coordinada)**

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

La recaudación para los Sistemas Eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la celebración de la subasta ha sido de 203.688 € (72.072 € por la venta del contrato FTR P-E Q2-18; 78.624 € por la venta del contrato FTR E-P Q2-18; 30.912 € por la venta del contrato FTR P-E Q3-18; 22.080 € por la venta del contrato FTR E-P Q3-18). El resultado neto para cada Sistema Eléctrico dependerá del diferencial finalmente registrado entre el precio spot en el polo español y en el polo portugués en el segundo y tercer trimestres de 2018<sup>15</sup>. Por tanto, la posible pérdida para el comprador de los contratos FTR está acotada al pago de la prima y la del Sistema Eléctrico está acotada por la diferencia de precios máxima que se podría registrar en el mercado diario (180 €/MWh).

En el Anexo I se facilita más información sobre la evolución de la subasta.

---

<sup>15</sup> OMIClear liquidará, al 50%, entre los dos Sistemas, español y portugués, las obligaciones de pago derivadas de la liquidación de ambos contratos (de acuerdo con lo establecido en el apartado 21 de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC).

#### 4. Improcedencia de propuesta de mejoras

Tal y como se recoge en el preámbulo de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC, el mecanismo coordinado para la gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal es una solución transitoria hasta la plena implementación del Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece la directriz sobre asignación de capacidad a plazo, y la transición a la plataforma única europea de subastas. Como paso previo, la citada Circular deberá ser modificada para adaptarse a las disposiciones del mencionado Reglamento (UE) 2016/1719.

De acuerdo con el Reglamento (UE) 2016/1719, los operadores del sistema deberán presentar a las autoridades reguladoras, *“una propuesta común relativa a una serie de requisitos y a la creación de la plataforma única de asignación”*, incluidas las reglas armonizadas europeas que serán de aplicación por la plataforma única de subasta.

De acuerdo con dicho Reglamento, Red Eléctrica de España (REE)<sup>16</sup>, dentro del plazo establecido, envió el 17 de abril de 2017 a la CNMC la *“Propuesta para el establecimiento de una Plataforma Única de Asignación y Metodología para el reparto de costes de dicha plataforma”*, la *“Propuesta de Diseño Regional de Derechos de Capacidad de Largo Plazo para la región SWE”*, y la *“Propuesta de reglas armonizadas de asignación de capacidad a largo plazo para la gestión de las interconexiones de la región SWE”* (Reglas HAR para la región SWE). La propuesta de diseño regional de derechos de capacidad de largo plazo para la región SWE, así como la propuesta de reglas HAR para la región SWE<sup>17</sup>, fueron adoptadas el 10 de octubre de 2017 por las autoridades reguladoras de la región SWE, a través del Foro de Reguladores de la Energía de la mencionada región. Por su parte, la propuesta de creación de la plataforma única europea de subastas y de la metodología de reparto de sus costes de creación y mantenimiento fue adoptada por las autoridades reguladoras europeas el día 18 de septiembre, a través del Foro de Reguladores Europeos.

Una vez aprobadas dichas propuestas por los reguladores energéticos europeos, los operadores de los sistemas eléctricos europeos disponen de un plazo de doce meses para el desarrollo y la puesta en funcionamiento de la plataforma única europea de subastas, lo que podría demorarse, si se cumplieran en tiempo los plazos previstos, hasta finales de 2018.

---

<sup>16</sup> Y el resto de los operadores del sistema europeos a sus respectivos reguladores nacionales.

<sup>17</sup> Las reglas armonizadas europeas para la de asignación de capacidad a largo plazo para la gestión de las interconexiones fueron adoptadas por ACER, el 2 de octubre de 2017, a través de la Decisión N° 03/2017 (*Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 03/2017, of 2 October 2017, on the electricity Transmission System Operator's proposal for Harmonised Allocation Rules for Long-Term Transmission Rights*).

Con fecha 3 de noviembre de 2017 la Presidencia del Consejo de Reguladores del MIBEL (CR MIBEL) envió una carta a OMIP en la que comunicaba que el CR MIBEL había acordado continuar con el mecanismo coordinado para la asignación a plazo de la interconexión entre España y Portugal, por el que la gestión de la subasta de los contratos financieros en la citada interconexión, así como la liquidación de los mismos, se realizará a través del mercado de derivados de OMIP y su Cámara de Contrapartida Central, OMIClear, al menos hasta la subasta a celebrar en septiembre de 2018.

Asimismo, a través de la carta remitida, el CR MIBEL solicitó a OMIP la realización de una consulta pública para conocer la opinión de los agentes del mercado en relación a determinados aspectos del actual mecanismo coordinado para la asignación a plazo de la interconexión entre España y Portugal. Dicha consulta pública se realizó entre el 11 y el 15 de diciembre de 2017, obteniéndose como conclusión preliminar de las respuestas recibidas que los agentes no tienen mucho interés en cambiar el actual formato de subastas, debido a que se trata de un mecanismo transitorio.

Por tanto, en el contexto descrito, se entiende que no procede la proposición de mejoras al diseño de dicho mecanismo coordinado para la asignación a plazo de la interconexión entre España y Portugal.

Por otro lado, en el contexto de la implementación del Reglamento (UE) 2016/1719, los operadores del sistema deberán proponer a partir del segundo trimestre de 2018 una metodología para el cálculo de capacidad a plazo y para el reparto de dicha capacidad en diferentes horizontes temporales<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Seis meses después de la aprobación de la metodología regional de cálculo de capacidad en horizonte diario e intradiario referida en la Directriz de Asignación de Capacidad y Gestión de Congestionamientos. Dicha metodología regional fue adoptada por las autoridades reguladoras de la región SWE, a través del Foro de Reguladores de la Energía de la mencionada región, el 12 de marzo de 2018.

**ANEXO I. Evolución de la decimoséptima subasta coordinada de contratos financieros para la interconexión eléctrica entre España y Portugal**

## **Anexo I. 1. Participación**

Hasta una hora antes de la apertura del periodo de presentación de ofertas de compra (13:30 horas -CET-) todos los miembros negociadores de OMIP y los miembros negociadores de contratos FTR<sup>19</sup> pueden remitir por correo electrónico la cantidad de compra deseada al precio mínimo (0 €/MWh) para el contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España hacia Portugal (FTR P-E) y para el contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal a España (FTR E-P).

La naturaleza de los productos subastados, contratos basados en diferencias de precios (liquidación financiera) en lugar de entrega física, permite que puedan participar en la subasta todos los sujetos que cumplan las condiciones de garantías y requisitos formales establecidos en las reglas (Circular OMIP 1/2013 – Derechos Financieros sobre Capacidad en la Interconexión Portugal – España), entre los que no se encuentra el requisito de ser agente del mercado eléctrico.

En la subasta, un total de **[CONFIDENCIAL]** agentes incorporaron ofertas a 0 €/MWh (2 agentes más que en la subasta anterior). En particular, las cantidades de compra declaradas al precio mínimo (0 €/MWh), para los contratos FTR P-E Base Q2-18 y FTR E-P Base Q2-18, por un total de **[CONFIDENCIAL]** **[CONFIDENCIAL]** y **[CONFIDENCIAL]** agentes, respectivamente, ascendieron a **[CONFIDENCIAL]** MW (**[CONFIDENCIAL]**% de dichas ofertas de compra fueron incorporadas por **[CONFIDENCIAL]** agentes con cuota en la comercialización libre en España y Portugal) y **[CONFIDENCIAL]** MW (**[CONFIDENCIAL]**% de dichas ofertas de compra fueron incorporadas por **[CONFIDENCIAL]** agentes con cuota en la comercialización libre en España y Portugal), respectivamente (véase Cuadro 4). La ratio de elegibilidad del contrato FTR P-E Base Q2-18 (FTR E-P Base Q2-18) fue **[CONFIDENCIAL]** veces (**[CONFIDENCIAL]** veces) superior al subastado (300 MW).

En relación a los contratos con liquidación en el tercer trimestre de 2018, las cantidades de compra al precio mínimo (0 €/MWh) para los contratos FTR P-E Base Q3-18 y FTR E-P Base Q3-18 declaradas por **[CONFIDENCIAL]** y **[CONFIDENCIAL]** agentes, respectivamente, ascendieron a **[CONFIDENCIAL]** MW (**[CONFIDENCIAL]**% de dichas ofertas de compras fueron incorporadas por **[CONFIDENCIAL]** agentes con cuota en la comercialización libre en España y

---

<sup>19</sup> En el apartado 12 de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC se establece que podrán participar en el mecanismo de subasta para la gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal todos los sujetos que cumplan las condiciones de garantías y requisitos formales establecidos en las reglas de la subasta. En particular, agentes que reúnan las condiciones específicas establecidas en la Circular OMIP 1/2013. Todos los miembros negociadores de OMIP reúnen las condiciones específicas establecidas en dicha circular. Asimismo, se ha creado una categoría específica de miembro negociador para la participación en las subastas FTR, que permite acceder exclusivamente a la negociación y al registro de contratos FTR por cuenta propia.

Portugal) y [CONFIDENCIAL] MW ([CONFIDENCIAL]% de dichas ofertas de compras fueron incorporadas por [CONFIDENCIAL] agentes con cuota en la comercialización libre en España y Portugal), respectivamente (véase Cuadro 4). La ratio de elegibilidad del contrato FTR P-E Base Q3-18 (FTR E-P Base Q3-18) fue [CONFIDENCIAL] veces ([CONFIDENCIAL] veces) superior al subastado (200 MW).

Los contratos financieros tipo opción de cobertura proporcionan a los adjudicatarios el derecho de cobro durante el horizonte de liquidación del contrato y la obligación de pago del precio de equilibrio de la subasta (prima). En este sentido, se analiza la cantidad de compra demandada a precios positivos, que en caso de haber resultado adjudicada hubiera devengado obligaciones de pago por parte de los adjudicatarios en concepto de prima de la subasta.

La cantidad de compra ofertada a precios superiores al precio mínimo (0 €/MWh) para el contrato FTR P-E Base Q2-18 ascendió a [CONFIDENCIAL] MW ([CONFIDENCIAL]% de dichas ofertas de compras fueron incorporadas por [CONFIDENCIAL] agentes con cuota en la comercialización libre en España y Portugal), [CONFIDENCIAL] veces superior al subastado (300 MW); y la cantidad de compra ofertada a precios superiores al precio mínimo (0 €/MWh) para el contrato FTR E-P Base Q2-18 ascendió a [CONFIDENCIAL] MW ([CONFIDENCIAL]% de dichas ofertas de compras fueron incorporadas por [CONFIDENCIAL] agentes con cuota en la comercialización libre en España y Portugal), [CONFIDENCIAL] veces superior al subastado (300 MW).

En relación a los contratos con liquidación en el tercer trimestre de 2018, la cantidad de compra ofertada a precios superiores al precio mínimo (0 €/MWh) para el contrato FTR P-E Base Q3-18 ascendió a [CONFIDENCIAL] MW ([CONFIDENCIAL]% de dichas ofertas de compras fueron incorporadas por [CONFIDENCIAL] agentes con cuota en la comercialización libre en España y Portugal), [CONFIDENCIAL] veces superior al subastado (200 MW); y la cantidad de compra ofertada a precios superiores al precio mínimo (0 €/MWh) para el contrato FTR E-P Base Q3-18 ascendió a [CONFIDENCIAL] MW ([CONFIDENCIAL]% de dichas ofertas de compras fueron incorporadas por [CONFIDENCIAL] agentes con cuota en la comercialización libre en España y Portugal), [CONFIDENCIAL] veces superior al subastado (200 MW).

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

#### **Cuadro 4. Cantidad de compras deseada (MW) al Precio Mínimo de la subasta (0 €/MWh)**

[CONFIDENCIAL]

\*Se sombrea en naranja aquellos agentes con comercialización libre en España y Portugal.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

## Anexo I. 2. Adjudicación y Precio

El precio más alto en las ofertas de compra presentadas para el contrato FTR P-E Q2-18 fue **[CONFIDENCIAL]** €/MWh y fue incorporado por **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**. El precio más alto en las ofertas de compra presentadas para el contrato FTR P-E con liquidación en el tercer trimestre de 2018 fue también **[CONFIDENCIAL]** €/MWh y fue incorporado **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 5).

En relación a los contratos FTR E-P, el precio más alto en las ofertas de compra presentadas para el contrato FTR E-P Q2-18 fue **[CONFIDENCIAL]** €/MWh y fue incorporado **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**. El precio más alto en las ofertas de compra presentadas para el contrato FTR E-P con liquidación en el tercer trimestre de 2018 fue **[CONFIDENCIAL]** €/MWh y fue incorporado por **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 5).

Los precios resultantes de la subasta fueron: 0,11 €/MWh para el contrato FTR P-E Q2-18; 0,12 €/MWh para el contrato FTR E-P Q2-18; 0,07 €/MWh para el contrato FTR P-E Q3-18 y 0,05 €/MWh para el contrato FTR E-P Q3-18.

Los agentes con cuota en la comercialización libre en España y Portugal presentaron el **[CONFIDENCIAL]**% de las ofertas de compra para el contrato FTR P-E Q2-18 (**[CONFIDENCIAL]** MW) y se adjudicaron el **[CONFIDENCIAL]**% de los 300 MW adjudicados (**[CONFIDENCIAL]** MW). Para el contrato FTR P-E Q3-18, los agentes con cuota en la comercialización libre en España y Portugal presentaron el **[CONFIDENCIAL]**% de las ofertas de compra para dicho contrato (**[CONFIDENCIAL]** MW) y se adjudicaron el **[CONFIDENCIAL]** **[CONFIDENCIAL]**% de los 200 MW adjudicados (**[CONFIDENCIAL]** MW) (véase Cuadro 2).

En relación a los contratos FTR E-P, los agentes con cuota en la comercialización libre en España y Portugal presentaron el **[CONFIDENCIAL]**% de las ofertas de compra para el contrato con liquidación en el segundo trimestre de 2018 (**[CONFIDENCIAL]** MW) y se adjudicaron el **[CONFIDENCIAL]**% de los 300 MW adjudicados (**[CONFIDENCIAL]** MW). Para el contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2018, los agentes con cuota en la comercialización libre en España y Portugal presentaron el **[CONFIDENCIAL]**% de las ofertas de compra para dicho contrato (**[CONFIDENCIAL]** MW) y se adjudicaron el **[CONFIDENCIAL]**% de los 200 MW adjudicados (**[CONFIDENCIAL]** MW) (véase Cuadro 3).

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

Para el sentido de la exportación de energía eléctrica de España hacia Portugal, 7 agentes resultaron adjudicatarios de alguno de los productos **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**. El mayor adjudicatario comprador para el contrato FTR P-E Q2-18 fue **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**, con **[CONFIDENCIAL]** MW de compra. Para el contrato

FTR P-E Base Q3-18, el mayor adjudicatario fue **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** con **[CONFIDENCIAL]** MW de compra (véase Cuadro 2).

Para el sentido de la exportación de energía eléctrica de Portugal hacia España, 7 agentes resultaron adjudicatarios de alguno de los productos **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**. Los mayores adjudicatarios compradores para el contrato FTR E-P Q2-18 fueron **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**, con **[CONFIDENCIAL]** MW de compra. Para el contrato FTR E-P Base Q3-18, el mayor adjudicatario fue **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**, con **[CONFIDENCIAL]** MW de compra (véase Cuadro 3).

#### **Cuadro 5. Ofertas de compra máximas (MW y €/MWh) y Cantidad ofertada al Precio Mínimo (0 €/MWh) (MW)\***

**[CONFIDENCIAL]**

\*Se sombrea en naranja aquellos agentes con comercialización libre en España y Portugal.  
Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

La oferta de compra acumulada para el contrato FTR P-E Q2-18 a precios superiores o iguales a 0,11 €/MWh fue de **[CONFIDENCIAL]** MW (**[CONFIDENCIAL]** MW ofertados a precios superiores a 0,11 €/MWh y **[CONFIDENCIAL]** MW ofertados a un precio igual a 0,11 €/MWh, incorporados por **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**. Por tanto, la cantidad demandada al precio de equilibrio fue mayor que la ofertada. Por orden de prelación, se adjudicaron primero los **[CONFIDENCIAL]** MW de compra ofertados a precios superiores a 0,11 €/MWh, seguidos de **[CONFIDENCIAL]** MW de los **[CONFIDENCIAL]** MW demandados por **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** a 0,11 €/MWh, **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

Para el contrato FTR P-E Q3-18, la oferta de compra acumulada a precios superiores o iguales a 0,07 €/MWh fue de **[CONFIDENCIAL]** MW (**[CONFIDENCIAL]** MW ofertados a precios superiores a 0,07 €/MWh y **[CONFIDENCIAL]** MW ofertados a un precio igual a 0,07 €/MWh, incorporados por **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**). Por tanto, la cantidad demandada al precio de equilibrio fue mayor que la ofertada. Por orden de prelación, se adjudicaron primero los **[CONFIDENCIAL]** MW de compra ofertados a precios superiores a 0,07 €/MWh, seguidos de **[CONFIDENCIAL]** MW de los **[CONFIDENCIAL]** MW demandados por **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** a 0,07 €/MWh, **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

Para el sentido de la exportación de energía eléctrica de Portugal hacia España, la oferta de compra acumulada para el contrato FTR E-P Q2-18 a precios superiores o iguales a 0,12 €/MWh fue de **[CONFIDENCIAL]** MW (**[CONFIDENCIAL]** MW ofertados a precios superiores a 0,12 €/MWh y

[CONFIDENCIAL] MW ofertados a un precio igual a 0,12 €/MWh, incorporados por [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]). Por tanto, la cantidad demandada al precio de equilibrio fue mayor que la ofertada. Por orden de prelación, se adjudicaron primero los [CONFIDENCIAL] MW de compra ofertados a precios superiores a 0,12 €/MWh, seguidos de [CONFIDENCIAL] MW de los [CONFIDENCIAL] MW demandados por [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] a 0,12 €/MWh, [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

Para el contrato FTR E-P Q3-18, la oferta de compra acumulada a precios superiores o iguales a 0,05 €/MWh fue de [CONFIDENCIAL] MW ([CONFIDENCIAL] MW ofertados a precios superiores a 0,05 €/MWh y [CONFIDENCIAL] MW ofertados a un precio igual a 0,05 €/MWh, incorporados por [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]). Por tanto, la cantidad demandada al precio de equilibrio fue mayor que la ofertada. Por orden de prelación, se adjudicaron primero los [CONFIDENCIAL] MW de compra ofertados a precios superiores a 0,05 €/MWh, seguidos de [CONFIDENCIAL] MW de los [CONFIDENCIAL] MW demandados por [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] a 0,05 €/MWh, [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

Un indicador que puede ser utilizado como indicio de comportamiento colusivo es la correlación entre los precios de compra (o de salida) de dos o más agentes. Cada oferta de compra de los agentes puede contener hasta 10 tramos (en €/MWh y con dos decimales), cada uno de los cuales consiste en una combinación de un número de contratos demandados (cantidad de salida, utilizando terminología de las reglas de la subasta) y un precio de demanda (o precios de salida, utilizando terminología de las reglas de la subasta). [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

Analizando las ofertas de compra del contrato FTR P-E Q2-18, se observa que los agentes han incorporado [CONFIDENCIAL] ofertas de las [CONFIDENCIAL] posibles (dado que participaron [CONFIDENCIAL] agentes y la oferta de compra de cada agente puede contener hasta 10 tramos, excluyendo la oferta al precio mínimo de la subasta, 0 € MWh, introducida por OMIP) a [CONFIDENCIAL] precios de salida diferentes (en el rango de precios [[CONFIDENCIAL] €/MWh; [CONFIDENCIAL] €/MWh] se concentran los precios de salida). De los [CONFIDENCIAL] precios de salida, [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]. Al precio de equilibrio del contrato FTR P-E Q2-18 (0,11 €/MWh) [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] (véase Cuadro 6).

Para el contrato FTR P-E Q3-18, se observa que los agentes han incorporado [CONFIDENCIAL] ofertas de las [CONFIDENCIAL] posibles (dado que participaron también [CONFIDENCIAL] agentes) a [CONFIDENCIAL] precios de salida diferentes (en el rango de precios [[CONFIDENCIAL] €/MWh; [CONFIDENCIAL] €/MWh] se concentran los precios de salida). De los [CONFIDENCIAL] precios de salida, [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN

**CONFIDENCIAL**. Al precio de equilibrio del contrato FTR P-E Q3-18 (0,07 €/MWh) **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 6).

Para el sentido de la exportación de energía eléctrica de Portugal hacia España, se han incorporado **[CONFIDENCIAL]** ofertas de compra del contrato FTR E-P Q2-18 de las **[CONFIDENCIAL]** posibles (dado que participaron **[CONFIDENCIAL]** agentes) a **[CONFIDENCIAL]** precios de salida diferentes (en el rango de precios **[CONFIDENCIAL]** €/MWh; **[CONFIDENCIAL]** €/MWh) se concentran los precios de salida). De los **[CONFIDENCIAL]** precios de salida, **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**. Al precio de equilibrio del contrato FTR E-P Q2-18 (0,12 €/MWh) **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 6).

Para el contrato FTR E-P Q3-18, se observa que los agentes han incorporado **[CONFIDENCIAL]** ofertas de las **[CONFIDENCIAL]** posibles (dado que participaron **[CONFIDENCIAL]** agentes) a **[CONFIDENCIAL]** precios de salida diferentes (en el rango de precios **[CONFIDENCIAL]** €/MWh; **[CONFIDENCIAL]** €/MWh) se concentran los precios de salida). De los **[CONFIDENCIAL]** precios de salida, **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**. Al precio de equilibrio del contrato FTR E-P Q3-18 (0,05 €/MWh) **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 6).

**Cuadro 6. Precios de salida (€/MWh) y número de participantes que ofertan a cada precio de salida**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

### **Anexo I. 3. Curvas de casación**

Exceptuando el tramo de cada curva de demanda en torno al precio cero, en el que se hacen infinitamente elásticas, los tramos más elásticos para las curvas de demanda de los contratos con liquidación en el segundo y tercer trimestre de 2018 se situaron en el entorno de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** (véanse Gráfico 1, Gráfico 2, Gráfico 3 y Gráfico 4).

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** al precio de equilibrio del contrato FTR P-E Q2-18 (0,11 €/MWh). **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** al precio de equilibrio del contrato del contrato FTR E-P Q2-18 (0,12 €/MWh). Al precio de equilibrio del contrato FTR P-E Q3-18 (0,07 €/MWh), **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Análogamente para los contratos con liquidación en el tercer trimestre de 2018 **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** al precio de equilibrio del contrato FTR E-P Q3-18 (0,05 €/MWh).

#### **Gráfico 1. Curva de casación del contrato FTR P-E Q2-18 por tipología de agente**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

#### **Gráfico 2. Curva de casación del contrato FTR E-P Q2-18 por tipología de agente**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

#### **Gráfico 3. Curva de casación del contrato FTR P-E Q3-18 por tipología de agente**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

#### **Gráfico 4. Curva de casación del contrato FTR E-P Q3-18 por tipología de agente**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

#### **Anexo I.4. Análisis de los precios de equilibrio y resumen de los ingresos/pagos realizados por el Sistema en relación a la gestión de la interconexión España-Portugal**

Desde el 19 de diciembre de 2013 cotizan en OMIP contratos FTR Base<sup>20</sup>, si bien la negociación de los contratos tipo opción ha sido inexistente, con excepción de la negociación efectuada en las subastas celebradas (véase Cláusulas contractuales generales-Contratos FTR Base de 17 de diciembre de 2013 en OMIP). Por tanto, no se disponen de referencias a plazo adicionales a las resultantes en las subastas de los contratos FTR.

En el Gráfico 5 y en el Gráfico 6 se presentan la evolución mensual de los diferenciales de precios medios entre Portugal y España cuando el precio spot de Portugal es mayor que el precio spot de España<sup>21</sup> y la de los precios medios entre España y Portugal cuando el precio spot de España es mayor que el precio spot de Portugal<sup>22</sup>, desde el 1 de enero de 2015 hasta el 31 de marzo de 2018. En el Gráfico 5 se observa que el diferencial de precios en sentido exportador de energía eléctrica de España a Portugal ha variado a lo largo del horizonte temporal analizado, en el rango 0 €/MWh a 1,72 €/MWh (0,19 €/MWh, en promedio). Asimismo, en el Gráfico 6 se aprecia que el diferencial de precios en sentido exportador de energía eléctrica de Portugal a España ha variado a lo largo del horizonte temporal analizado, en el rango 0 €/MWh a 0,84 €/MWh (0,12 €/MWh, en promedio).

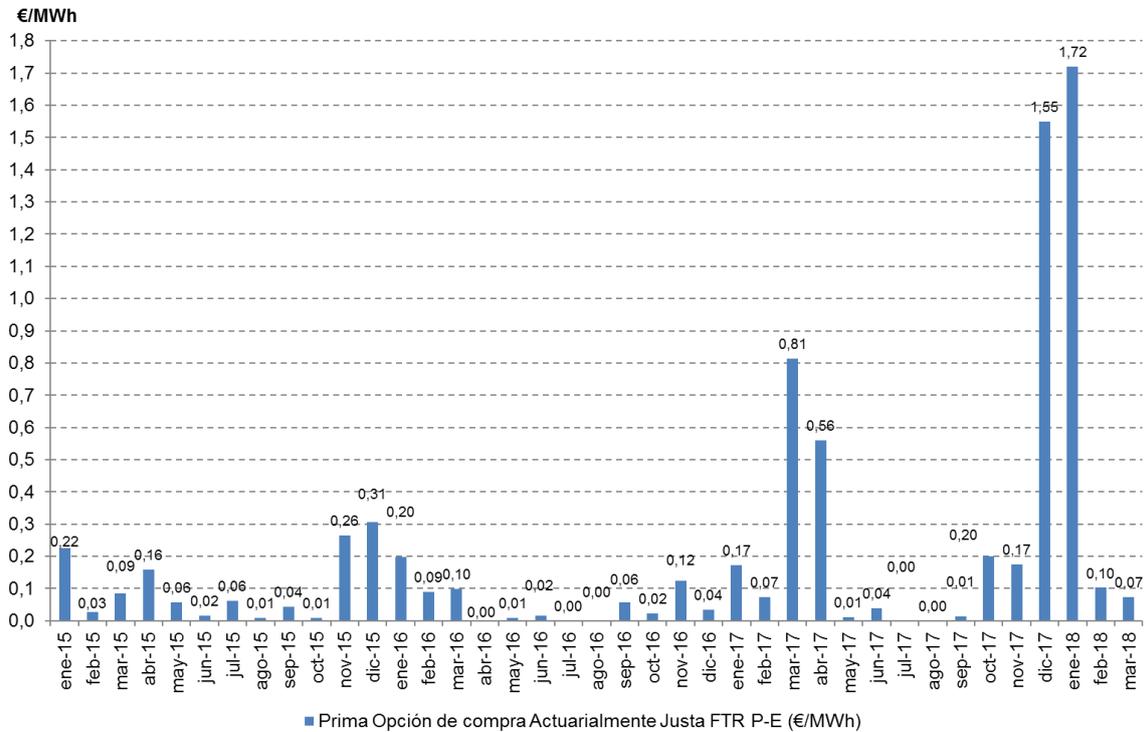
---

<sup>20</sup> OMI-Polo Portugués (OMIP), además de ser la entidad encargada de la organización y gestión de las subastas de los contratos financieros de tipo opción, también es contraparte central y entidad responsable de la liquidación de los contratos y del mercado secundario de los mismos (de acuerdo con lo establecido en el apartado 15 de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC). El titular de contratos financieros para un horizonte temporal, bien por adjudicación a través de las subastas o bien por participación en el mercado secundario, puede transferir dichos contratos, previa notificación a OMIClear, cumpliendo las condiciones que se especifiquen en las reglas de la subasta (apartado 24 de la de la Circular 2/2014). No se han transferido ninguno de los contratos adjudicados a través de las subastas en el mercado secundario (OMIP).

<sup>21</sup> Véase nota al pie 13.

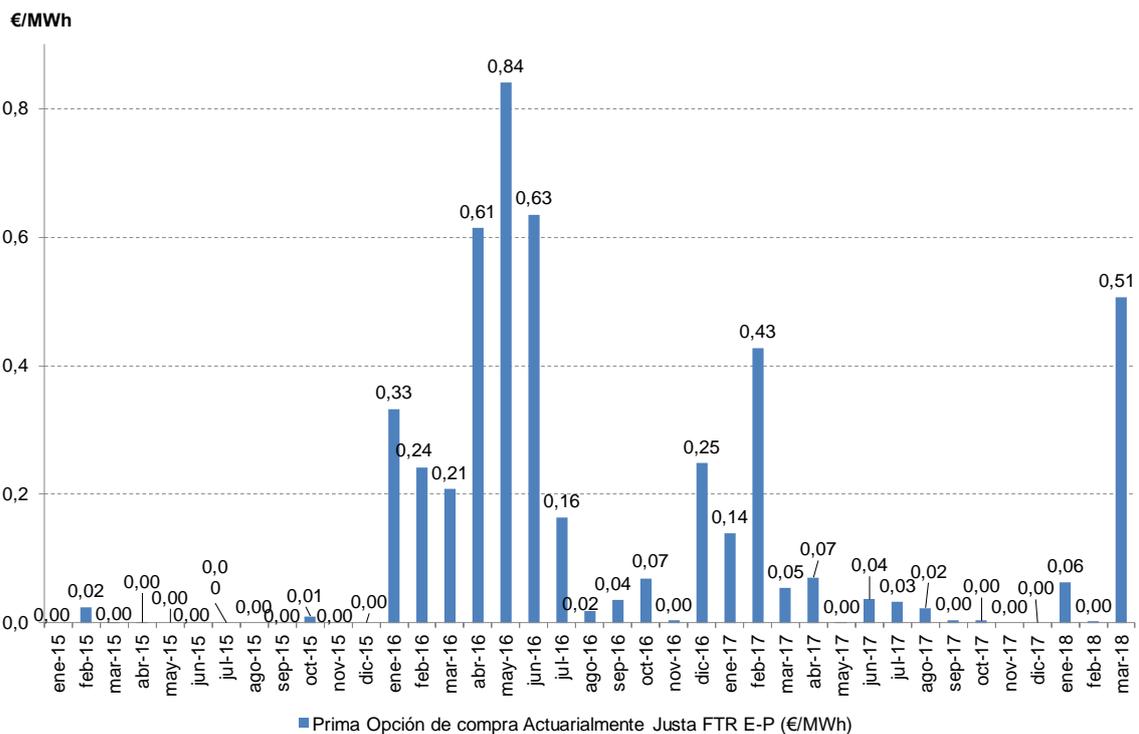
<sup>22</sup> Véase nota al pie 14.

**Gráfico 5. Referencias de precios medios del mercado spot ( $P_P - P_E$ ) cuando  $P_P > P_E$**



Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE

**Gráfico 6. Referencias de precios medios del mercado spot ( $P_E - P_P$ ) cuando  $P_E > P_P$**



Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE

Desde el segundo trimestre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2015, la convergencia de precios entre España y Portugal fue prácticamente total (97,5%): en 381 horas de las 15.316 horas del periodo (desde el 1 abril de 2014 a 31 de diciembre de 2015) el precio spot en Portugal ha sido diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 0,10 €/MWh). En 2016, el precio spot en Portugal ha sido inferior al precio spot en España (diferencial promedio de 0,23 €/MWh), debido primordialmente a la mayor sensibilidad de los precios spot en Portugal a situaciones de elevada hidraulicidad, como la registrada en los primeros meses de 2016. Por el contrario, en 2017, el precio spot en España ha sido inferior al precio spot en Portugal (diferencial promedio de 0,24 €/MWh), debido primordialmente a las reducciones de la capacidad de importación portuguesa llevadas a cabo por el operador del sistema portugués, entre otras razones, para facilitar la integración de las energías procedentes de fuentes renovables en su sistema eléctrico. En los tres primeros meses de 2018, el precio spot en España ha sido inferior al precio spot en Portugal (diferencial promedio de 0,45 €/MWh), debido a la contribución de la producción procedente de fuentes de energía renovables (principalmente eólica) y a la saturación de la interconexión en sentido exportador, limitada por trabajos en la red fundamentalmente en los meses de enero y febrero.

El precio del contrato FTR P-E Q2-18 (0,11 €/MWh) subastado en la 17ª subasta coordinada estuvo por debajo tanto del precio actuarialmente justo<sup>23</sup> del contrato FTR P-E Q2-17 (0,20 €/MWh) como del contrato FTR P-E YR-17 (0,30 €/MWh). Por el contrario, el precio del contrato FTR P-E Q3-18 (0,07 €/MWh) subastado en la 17ª subasta coordinada fue superior al precio actuarialmente justo del contrato FTR P-E Q3-17 (0,01 €/MWh) e inferior al precio actuarialmente justo del contrato FTR P-E YR-17 (0,30 €/MWh).

El precio del contrato FTR E-P Q2-18 (0,12 €/MWh) subastado en la 17ª subasta coordinada estuvo por encima del precio actuarialmente justo<sup>24</sup> del contrato FTR E-P Q2-17 (0,04 €/MWh) y del precio actuarialmente justo del contrato FTR E-P YR-17 (0,06 €/MWh). Asimismo, el precio del contrato FTR E-P Q3-18 (0,05 €/MWh) subastado en la 17ª subasta coordinada fue superior al precio actuarialmente justo del contrato FTR E-P Q3-17 (0,02 €/MWh) e inferior al precio actuarialmente justo del contrato FTR E-P YR-17 (0,06 €/MWh).

Tanto los precios de los contratos FTR P-E Q2-18 y FTR E-P Q2-18, como los precios de los contratos FTR P-E Q3-18 y FTR E-P Q3-18, obtenidos en la 17ª subasta, revelan una expectativa de relativa convergencia de precios entre España y Portugal en el segundo y tercer trimestres de 2018, en línea con la convergencia en precios entre España y Portugal registrada en el mercado diario desde mayo de 2014.

---

<sup>23</sup> Véase nota al pie 13.

<sup>24</sup> Véase nota al pie 14.

Resumen de los ingresos/pagos realizados por el sistema en relación a la gestión de la interconexión España-Portugal (1ª a 16ª Subastas Coordinadas)

En las diecisiete subastas coordinadas celebradas trimestralmente desde marzo de 2014 se ha subastado contratos financieros tipo opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal (FTR P-E) y de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal a España (FTR E-P) trimestrales y/o anuales con liquidación en 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018<sup>25</sup>. En particular, se han subastado 300 MW para cada sentido de la interconexión con liquidación en el segundo trimestre de 2014, 400 MW con liquidación en el tercer y cuarto trimestres de 2014, 500 MW con liquidación en 2015, en 2016, en 2017 y en el primer y segundo trimestres de 2018, y 200 MW con liquidación en el tercer trimestre de 2018 (véase Cuadro 7).

**Cuadro 7. Fecha y cantidad subastada de contratos de cobertura para la exportación de energía eléctrica de España a Portugal (FTR P-E) y de Portugal a España (FTR E-P) en las subastas coordinadas.**

	Q1-14	Q2-14	Q3-14	Q4-14	Q1-15	Q2-15	Q3-15	Q4-15	Q1-16	Q2-16	Q3-16	Q4-16	Q1-17	Q2-17	Q3-17	Q4-17	Q1-18	Q2-18	Q3-18	
1ª Subasta FTR 19 de diciembre de 2013	200																			
1ª Subasta FTR Coordinada 25 de marzo de 2014		300																		
2ª Subasta FTR Coordinada 18 de junio de 2014			400	100																
3ª Subasta FTR Coordinada 18 de septiembre de 2014				300	100	100	100	100												
4ª Subasta FTR Coordinada 11 de diciembre de 2014					100	100	100	100												
5ª Subasta FTR Coordinada 18 de marzo de 2015					300	100														
6ª Subasta FTR Coordinada 9 de junio de 2015						200	100													
7ª Subasta FTR Coordinada 17 de septiembre de 2015								200	100											
8ª Subasta FTR Coordinada 10 de diciembre de 2015									100	100	100	100								
9ª Subasta FTR Coordinada 10 de marzo de 2016										100	100	100								
10ª Subasta FTR Coordinada 14 de junio de 2016											200	100								
11ª Subasta FTR Coordinada 15 de septiembre de 2016												200	100							
12ª Subasta FTR Coordinada 13 de diciembre de 2016													100	100	100	100				
13ª Subasta FTR Coordinada 16 de marzo de 2017														200	100					
14ª Subasta FTR Coordinada 20 de junio de 2017															200	100				
15ª Subasta FTR Coordinada 14 de septiembre de 2017																200				
16ª Subasta FTR Coordinada 13 de diciembre de 2017																	500	200		
17ª Subasta FTR Coordinada 15 de marzo de 2018																		300	200	
<b>Total</b>	<b>200</b>	<b>300</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>500</b>	<b>200</b>	<b>200</b>													

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

<sup>25</sup> El 19 de diciembre de 2013 se celebró la primera subasta de contrato tipo opción, en la que el sistema eléctrico portugués ofreció 200 MW de contratos FTR P-E Base Q1-14 y 200 MW de contratos FTR E-P Base Q1-14. La recaudación para el sistema eléctrico portugués por la celebración de la subasta fue 181.356 € (69.088 € por la venta de 200 MW del contrato FTR P-E Q1-14 y 112.268 € por la venta del 200 MW del contrato FTR E-P Q1-14) y por la liquidación financiera de los contratos por diferencias pagó a los compradores de los contratos 631.564 € (5.190 € a los compradores del contrato FTR P-E Q1-14 y 626.374 € a los compradores del contrato FTR E-P Q1-14). Por tanto, la organización, por el lado portugués, de la primera subasta para la gestión de la interconexión España-Portugal, finalizado el periodo de liquidación de los contratos, supuso para el sistema eléctrico portugués una liquidación negativa de 450.208 € (contabilizados la recaudación y la liquidación financiera de los contratos), que se pagan con cargo a las rentas de congestión generadas para el sistema eléctrico portugués en ese periodo (2.994.839 €).

En las subastas coordinadas en las que se adjudicaron contratos con liquidación en 2014 (1ª, 2ª y 3ª subastas), el precio medio ponderado por el volumen adjudicado de contratos FTR P-E (0,15 €/MWh) estuvo por encima del precio actuarialmente justo (0,12 €/MWh). Asimismo, el precio medio resultante de los contratos FTR E-P con liquidación en 2014 (0,12 €/MWh) estuvo por encima del precio actuarialmente justo en dicho periodo (0,02 €/MWh).

La recaudación para los sistemas eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la venta de contratos FTR con liquidación en 2014 fue de 648.867 € (324.434 € para cada sistema eléctrico); mientras que la liquidación financiera que pagaron a los compradores de dichos contratos fue de 335.004 € (167.502 € para cada sistema eléctrico). Por tanto, la venta de contratos FTR con liquidación en 2014 en las subastas coordinadas supuso para el sistema eléctrico español y portugués unos beneficios conjuntos de 313.863 € (contabilizados la recaudación y la liquidación financiera de los contratos) (véase Cuadro 8).

En las subastas coordinadas en las que se adjudicaron contratos con liquidación en 2015 (de la 3ª a la 7ª subasta), el precio medio ponderado por el volumen adjudicado de contratos FTR P-E (0,09 €/MWh) estuvo por debajo del precio actuarialmente justo (0,11 €/MWh). Por el contrario, el precio medio resultante de los contratos FTR E-P con liquidación en 2015 (0,15 €/MWh) estuvo por encima del precio actuarialmente justo en dicho periodo (0,00 €/MWh).

La recaudación para los sistemas eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la venta de contratos FTR con liquidación en 2015 fue de 1.020.090 € (510.045 € para cada sistema eléctrico); mientras que la liquidación financiera que pagaron a los compradores de dichos contratos fue de 475.580 € (237.790 € para cada sistema eléctrico). Por tanto, la venta de contratos FTR con liquidación en 2015 en las subastas coordinadas supuso para el sistema eléctrico español y portugués unos beneficios conjuntos de 544.510 € (contabilizados la recaudación y la liquidación financiera de los contratos) (véase Cuadro 9).

En las subastas coordinadas en las que se adjudicaron contratos con liquidación en 2016 (de la 7ª a la 11ª subasta), el precio medio ponderado por el volumen adjudicado de contratos FTR P-E con liquidación en 2016 (0,07 €/MWh) estuvo por encima del precio actuarialmente justo (0,05 €/MWh). Por el contrario, el precio medio resultante de los contratos FTR E-P con liquidación en dicho periodo (0,05 €/MWh) estuvo por debajo del precio actuarialmente justo en dicho periodo (0,28 €/MWh).

La recaudación para los sistemas eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la venta de contratos FTR con liquidación en 2016 fue de 525.134 € (262.567€ para cada sistema eléctrico); mientras que la liquidación financiera que pagaron a los compradores de dichos contratos fue de 1.485.385 € (-742.693 € para cada sistema eléctrico). Por tanto, la venta de contratos FTR con liquidación en 2016 en las subastas coordinadas supuso para el sistema eléctrico español y

portugués una pérdidas conjuntas de 960.251 € (contabilizados la recaudación y la liquidación financiera de los contratos) (véase Cuadro 10).

En las subastas coordinadas en las que se adjudicaron contratos con liquidación en 2017 (de la 11ª a la 15ª subasta), el precio medio ponderado por el volumen adjudicado de contratos FTR P-E con liquidación en 2017 (0,06 €/MWh) estuvo por debajo del precio actuarialmente justo (0,30 €/MWh). Por el contrario, el precio medio resultante de los contratos FTR E-P con liquidación en dicho periodo (0,07 €/MWh) estuvo por encima del precio medio actuarialmente justo en dicho periodo (0,06 €/MWh).

La recaudación para los sistemas eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la venta de contratos FTR con liquidación en 2017 fue de 610.331 € (305.166 € para cada sistema eléctrico); mientras que la liquidación financiera que pagaron a los compradores de dichos contratos fue de 1.608.885 € (804.443 € para cada sistema eléctrico). Por tanto, la venta de contratos FTR con liquidación en 2017 en las subastas coordinadas supuso para el sistema eléctrico español y portugués unas pérdidas conjuntas de 998.554 € (contabilizados la recaudación y la liquidación financiera de los contratos) (véase Cuadro 11).

En la subasta coordinada en la que se adjudicó el contrato Q1-18 con liquidación en 2018 (16ª subasta), el precio medio ponderado por el volumen adjudicado del contrato FTR P-E con liquidación en 2018 (0,10 €/MWh) estuvo por debajo del precio actuarialmente justo (0,65 €/MWh). Por el contrario, el precio medio resultante del contrato FTR E-P con liquidación en dicho periodo (0,05 €/MWh) estuvo por encima del precio medio actuarialmente justo en dicho periodo (0,20 €/MWh).

**Cuadro 8. Promedio del diferencial de precios *spot* entre Portugal y España y precio de equilibrio de las subastas para los productos con horizonte temporal año 2014 (1ª a 3ª subastas coordinadas).**

**Recaudación y pagos del sistema.**

1ª a 3ª Subastas FTR Coordinadas	Unidad	SEE (50%)	SEP (50%)	FTR P-E Q2-14	FTR E-P Q2-14	FTR P-E Q3-14	FTR E-P Q3-14	FTR P-E Q4-14	FTR E-P Q4-14
Cantidad	MW	-	-	300	300	400	400	400	400
Horas Periodo	Nº Horas	6.601	6.601	2.184	2.184	2.208	2.208	2.209	2.209
Energía	MWh	2.422.000	2.422.000	655.200	655.200	883.200	883.200	883.600	883.600
Prima Subasta	€/MWh	0,15	0,12	0,15	0,21	0,16	0,06	0,15	0,10
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	0,12	0,02	0,11	0,04	0,03	0,00	0,23	0,01
Rentas de Congestión MD (a)	€	422.791	422.791	170.714	94.753	115.621	0,00	384.793	79.701
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-167.502	-167.502	-70.902	-23.982	-23.948	0,00	-203.376	-12.796
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	324.434	324.434	98.280	137.592	141.312	52.992	128.122	90.569
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	156.932	156.932	27.378	113.610	117.364	52.992	-75.254	77.773
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	579.722	579.722	198.092	208.363	232.985	52.992	309.539	157.474

\* SEE: sistema eléctrico español.

\*\* SEP: sistema eléctrico portugués.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE y OMIP

**Cuadro 9. Promedio del diferencial de precios spot entre Portugal y España y precio de equilibrio de las subastas para los productos con horizonte temporal año 2015 (3ª a 7ª subastas coordinadas).**

**Recaudación y pagos del sistema.**

3ª a 7ª Subastas FTR Coordinadas	Unidad	SEE (50%)	SEP (50%)	FTR P-E Q1-15 YR-15	FTR E-P Q1-15 YR-15	FTR P-E Q2-15 YR-15	FTR E-P Q2-15 YR-15	FTR P-E Q3-15 YR-15	FTR E-P Q3-15 YR-15	FTR P-E Q4-15 YR-15	FTR E-P Q4-15 YR-15
Cantidad	MW	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Horas Periodo	Nº Horas	8.760	8.760	2.159	2.159	2.184	2.184	2.208	2.208	2.209	2.209
Energía	MWh	4.380.000	4.380.000	1.079.500	1.079.500	1.092.000	1.092.000	1.104.000	1.104.000	1.104.500	1.104.500
Prima Subasta	€/MWh	0,09	0,15	0,10	0,36	0,09	0,08	0,07	0,07	0,09	0,08
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	0,11	0,00	0,12	0,01	0,08	0,00	0,04	0,00	0,19	0,00
Rentas de Congestión MD (a)	€	587.810	587.810	348.889	46.939	273.825	1.768	72.820	0	410.440	20.940
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-237.790	-237.790	-125.045	-8.355	-84.195	-340	-41.700	0	-212.235	-3.710
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	510.045	510.045	112.268	388.620	93.912	85.176	77.280	81.696	97.196	83.942
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	272.255	272.255	-12.777	380.265	9.717	84.836	35.580	81.696	-115.039	80.232
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	860.065	860.065	336.112	427.204	283.542	86.604	108.400	81.696	295.401	101.172

\* SEE: sistema eléctrico español.

\*\* SEP: sistema eléctrico portugués.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE y OMIP

**Cuadro 10. Promedio del diferencial de precios spot entre Portugal y España y precio de equilibrio de las subastas para los productos con horizonte temporal año 2016 (7ª a 11ª subastas coordinadas).**

**Recaudación y pagos del sistema.**

7ª a 11ª Subastas FTR Coordinadas	Unidad	SEE (50%)	SEP (50%)	FTR P-E Q1-16 YR-16	FTR E-P Q1-16 YR-16	FTR P-E Q2-16 YR-16	FTR E-P Q2-16 YR-16	FTR P-E Q3-16 YR-16	FTR E-P Q3-16 YR-16	FTR P-E Q4-16 YR-16	FTR E-P Q4-16 YR-16
Cantidad	MW	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Horas Periodo	Nº Horas	8.784	8.784	2.183	2.183	2.184	2.184	2.208	2.208	2.209	2.209
Energía	MWh	4.392.000	4.392.000	1.091.500	1.091.500	1.092.000	1.092.000	1.104.000	1.104.000	1.104.500	1.104.500
Prima Subasta	€/MWh	0,07	0,05	0,08	0,04	0,06	0,04	0,05	0,06	0,10	0,05
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	0,05	0,28	0,13	0,26	0,01	0,70	0,02	0,07	0,06	0,11
Rentas de Congestión MD (a)	€	2.475.670	2.475.670	159.579	1.590.978	20.358	2.247.246	75.510	256.592	101.690	499.388
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-742.693	-742.693	-141.675	-284.790	-9.045	-762.465	-20.975	-81.055	-66.205	-119.175
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	262.567	262.567	87.320	43.660	65.520	39.312	59.616	66.240	110.450	53.016
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	-480.126	-480.126	-54.355	-241.130	56.475	-723.153	38.641	-14.815	44.245	-66.159
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	1.995.545	1.995.545	105.224	1.349.848	76.833	1.524.093	114.151	241.777	145.935	433.229

\* SEE: sistema eléctrico español.

\*\* SEP: sistema eléctrico portugués.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE y OMIP

**Cuadro 11. Promedio del diferencial de precios spot entre Portugal y España y precio de equilibrio de las subastas para los productos con horizonte temporal año 2017 (11ª a 15ª subastas coordinadas).**

**Recaudación y pagos del sistema.**

11ª a 15ª Subastas FTR Coordinadas	Unidad	SEE (50%)	SEP (50%)	FTR P-E Q1-17 YR-17	FTR E-P Q1-17 YR-17	FTR P-E Q2-17 YR-17	FTR E-P Q2-17 YR-17	FTR P-E Q3-17 YR-17	FTR E-P Q3-17 YR-17	FTR P-E Q4-17 YR-17	FTR E-P Q4-17 YR-17
Cantidad	MW	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Horas Periodo	Nº Horas	8.760	8.760	2.159	2.159	2.184	2.184	2.208	2.208	2.209	2.209
Energía	MWh	4.380.000	4.380.000	1.079.500	1.079.500	1.092.000	1.092.000	1.104.000	1.104.000	1.104.500	1.104.500
Prima Subasta	€/MWh	0,06	0,07	0,07	0,10	0,07	0,08	0,05	0,06	0,08	0,06
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	0,30	0,06	0,36	0,20	0,20	0,04	0,01	0,02	0,65	0,00
Rentas de Congestión MD (a)	€	2.433.305	2.433.305	806.800	1.132.815	580.624	212.802	22.826	119.711	1.984.461	6.573
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-804.443	-804.443	-391.630	-215.745	-219.575	-38.680	-5.785	-22.090	-714.070	-1.310
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	305.166	305.166	71.247	103.632	72.072	91.728	57.408	64.032	83.942	66.270
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	-499.277	-499.277	-320.383	-112.113	-147.503	53.048	51.623	41.942	-630.128	64.960
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	1.934.028	1.934.028	486.417	1.020.702	433.121	265.850	74.449	161.653	1.354.333	71.533

\*\*SEE: sistema eléctrico español.

\*\*\* SEP: sistema eléctrico portugués.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE y OMIP

**Cuadro 12. Promedio del diferencial de precios spot entre Portugal y España y precio de equilibrio de las subastas para los productos con horizonte temporal año 2018 (16ª subasta coordinada). Recaudación y pagos del sistema.**

16ª Subasta FTR Coordinada (13 de diciembre de 2018)	Unidad	SEE (50%)	SEP (50%)	FTR P-E Q1-18	FTR E-P Q1-18
Cantidad	MW	500	500	500	500
Horas Periodo	Nº Horas	2.159	2.159	2.159	2.159
Energía	MWh	1.079.500	1.079.500	1.079.500	1.079.500
Prima Subasta	€/MWh	0,10	0,05	0,10	0,05
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	0,65	0,20	0,65	0,20
Rentas de Congestión MD (a)	€	1.958.608	1.958.608	2.253.846	1.663.370
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-457.048	-457.048	-701.615	-212.480
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	80.963	80.963	107.950	53.975
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	-376.085	-376.085	-593.665	-158.505
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	1.582.523	1.582.523	1.660.181	1.504.865

\*\*SEE: sistema eléctrico español.

\*\*\* SEP: sistema eléctrico portugués.

Nota: en la 16ª subasta FTR Coordinada también se adjudicaron 200 MW, en cada sentido de la interconexión, con liquidación en el segundo trimestre de 2018.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE y OMIP

La venta de contratos FTR P-E y FTR E-P en las dieciséis subastas coordinadas celebradas trimestralmente desde marzo de 2014 hasta diciembre de 2017 ha supuesto para el sistema eléctrico español y portugués unas pérdidas conjuntas de 1.852.602 € (contabilizados la recaudación y la liquidación financiera de todos los contratos subastados) (véase de Cuadro 8 a Cuadro 12).

Asimismo, el coste por la organización y gestión de las subastas de los contratos financieros relativos a la interconexión eléctrica entre España y Portugal celebradas en 2013 y en 2014 para productos con subyacente 2014 ascendió a **[CONFIDENCIAL]** € y fue satisfecho a la entidad gestora de la subasta (OMI-Polo Portugués, OMIP) por el Operador del sistema eléctrico español y el operador del sistema eléctrico portugués, **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**. El coste por la organización y gestión de las subastas celebradas en 2015, 2016 y 2017 ascendió también a **[CONFIDENCIAL]** €, abonado al 50% (**[CONFIDENCIAL]** €) por el operador del sistema eléctrico español y por el operador del sistema eléctrico portugués. Para las subastas del año 2018, el coste por la organización y gestión de las mismas se mantiene en **[CONFIDENCIAL]** €, que serán abonados al 50% (**[CONFIDENCIAL]** €) por los operadores de los sistemas eléctricos español y portugués.

Por tanto, los adjudicatarios como compradores en las subastas de contratos financieros están exentos del pago de los costes imputables a la organización de la subasta.

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

## **Anexo I. 5. Adjudicación Subastas de Contratos Tipo Opción**

En el Cuadro 12 se muestra la adjudicación de las subastas de contratos tipo opción celebradas hasta la fecha. En la 17ª subasta coordinada participaron **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

**Cuadro 12. Distribución por agente de los contratos de compra adjudicados en las subastas realizadas**

**[CONFIDENCIAL]**

\*Se sombrea en naranja aquellos agentes con comercialización libre en España y Portugal.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

