



**INFORME DE SUPERVISIÓN SOBRE EL
DESARROLLO Y PROPUESTA DE
MEJORAS DE LA SUBASTA
COORDINADA DE CONTRATOS
FINANCIEROS PARA LA
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE
ESPAÑA Y PORTUGAL, CELEBRADA EL
10 DE DICIEMBRE DE 2015 (OCTAVA
SUBASTA)**

14 de enero de 2016

Expediente SUB/DE/009/15

INFORME DE SUPERVISIÓN SOBRE EL DESARROLLO Y PROPUESTA DE MEJORAS DE LA SUBASTA COORDINADA DE CONTRATOS FINANCIEROS PARA LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE ESPAÑA Y PORTUGAL, CELEBRADA EL 10 DE DICIEMBRE DE 2015 (OCTAVA SUBASTA)**Índice**

1. Habilitación competencial	3
2. Antecedentes normativos y características de las subastas	4
3. Evolución y resultados de la subasta	7
4. Propuesta de mejoras	10
ANEXO I. Evolución de la octava subasta coordinada de contratos financieros para la interconexión eléctrica entre España y Portugal	12
Anexo I. 1. Participación	13
Anexo I. 2. Adjudicación y Precio	15
Anexo I. 3. Curvas de casación	18
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	20
Anexo I. 5. Adjudicación Subastas de Contratos Tipo Opción	33

INFORME DE SUPERVISIÓN SOBRE EL DESARROLLO Y PROPUESTA DE MEJORAS DE LA SUBASTA COORDINADA DE CONTRATOS FINANCIEROS PARA LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE ESPAÑA Y PORTUGAL, CELEBRADA EL 10 DE DICIEMBRE DE 2015 (OCTAVA SUBASTA)

Expediente SUB/DE/009/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**Presidenta**

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D^a Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez

D^a Idoia Zenarrutzabeitia

Secretario de la Sala

D. Tomás Suárez-Inclán González, Secretario del Consejo

En Madrid, a 14 de enero de 2016

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 26, 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 acuerda emitir el siguiente informe de supervisión sobre el desarrollo y propuesta de mejoras de la subasta coordinada de contratos financieros para la interconexión eléctrica entre España y Portugal.

1. Habilitación competencial

- (1) 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).
- (2) 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.
- (3) El objeto del presente informe es, por un lado, analizar el desarrollo de la 8^a subasta coordinada de contratos financieros para la interconexión

eléctrica entre España y Portugal, celebrada el 10 de diciembre de 2015 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

- (4) 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 que se apruebe el código de red de asignación a plazo de la capacidad -FCA NC- y se realice la transición a la plataforma única europea de subastas).
- (5) 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.
- (6) 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) articulado en el llamado “proyecto PCR”. Este proyecto es una iniciativa conjunta de varios operadores de mercado europeos y su objetivo es realizar un acoplamiento de mercados basado en un algoritmo común llamado Euphemia, en el que España y Portugal están integrados desde mayo de 2014. Como consecuencia de este proceso, se pueden dar precios diferentes en cada país si la capacidad de interconexión es insuficiente para alcanzar la convergencia de precios.
- (7) 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 como por los situados en Portugal, así como la capacidad disponible de interconexión.
 - En el caso de existir capacidad de interconexión suficiente, 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 congestión¹ para los dos sistemas interconectados, que se distribuye al 50%.
- (8) 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 (FTR² P-E) y de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal a España (FTR E-P)³.
- (9) 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.
- (10) 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 éste 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 precio en el mercado diario en España y en Portugal ($P_E - P_P$) cuando éste es positivo⁴.

¹ 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).

² *Financial Transmission Rights*.

³ 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.

⁴ 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.

Cuadro 1. Obligaciones de pago para los Sistemas Eléctricos español y portugués

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

- (11) Con fecha 3 de diciembre de 2015, 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 10 de diciembre de 2015 (8ª subasta coordinada). A través de dicha Resolución se fijó la fecha de celebración de la subasta (10 de diciembre de 2015, desde las 13:30h CET), así como los productos y cantidades a subastar (200 MW para cada uno de los dos productos subastados con liquidación en el primer trimestre de 2016 y 100 MW para cada uno de los dos productos subastados con liquidación en el año 2016). 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.
- (12) En la 8ª subasta coordinada únicamente los Operadores del Sistema Eléctrico 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.
- (13) La subasta se realizó mediante el “método de casación simple” o de sobre cerrado, mediante una única ronda.
- (14) El modelo de subasta se compone de varias fases:
- Se facilitó la información relevante a los participantes mediante la plataforma de OMIP⁵ entre las 11:06 horas (CET) y las 13:31 horas (CET). En esta fase los participantes no pudieron incorporar ofertas.

⁵ 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.

- 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)⁶. 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)⁷.
- La fase de post-validación⁸ 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.
- La fase en la que se facilitaron los resultados provisionales transcurrió entre las 14:47 horas y las 18:01 horas.
- Por último, la fase de la subasta en la que se facilitaron los resultados definitivos de la misma se desarrolló entre las 18:01 horas y las 18:02 horas.

3. Evolución y resultados de la subasta

- (15) El 10 de diciembre de 2015, se celebró la 8ª 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 de 3 de diciembre de 2015, de dicha Comisión, y demás normativa de aplicación.
- (16) 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 17:17 horas del 10 de diciembre de 2015.

⁶ 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.

⁷ 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 8ª subasta coordinada se incorporaron 4 ofertas: 200 MW (100 MW) en el sentido exportador de España a Portugal y 200 MW (100 MW) en el sentido exportador de Portugal a España, con un único tramo a precio 0 €/MWh, de contratos con liquidación en el primer trimestre de 2016 (año 2016).

⁸ 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.

- (17) Se subastaron dos productos de carga base y con periodo de liquidación en el primer trimestre de 2016 (uno en cada sentido de la interconexión⁹) por un volumen de 200 MW, en cada uno de ellos; así como dos productos de carga base y periodo de liquidación en el año 2016 (uno en cada sentido de la interconexión¹⁰) por un volumen de 100 MW en cada uno de ellos.
- (18) 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 15 de diciembre de 2015 para el primer trimestre de 2016 (e.sios de REE) asciende a 2.250 MW de España hacia Portugal y a 3.000 MW de Portugal hacia España. Por tanto, los 500 MW subastados en la 7ª y 8ª subastas coordinadas de FTR con liquidación en el primer trimestre de 2016 (200 MW en la 7ª¹¹ y 300 MW en la 8ª¹²), representan más del 16% de dicha capacidad máxima de intercambio comercial prevista para dicho trimestre en cada sentido de la interconexión.
- (19) En la subasta **[CONFIDENCIAL]** agentes remitieron ofertas de compra al precio mínimo de la subasta (0 €/MWh) con una antelación mínima de una hora en relación a la hora de inicio de la subasta, **[CONFIDENCIAL]** de ellos con cuota en la comercialización libre en ambos países (España y Portugal). Durante la subasta, **[CONFIDENCIAL]** agentes (**[CONFIDENCIAL]** agentes) remitieron ofertas superiores al precio mínimo de la subasta (0 €/MWh) para los contratos FTR P-E (FTR E-P).
- (20) Los **[CONFIDENCIAL]** agentes participantes para la compra de los contratos FTR P-E Base Q1-16 y FTR P-E Base YR-16 introdujeron ofertas de compra por un total de **[CONFIDENCIAL]**, respectivamente, con precios de ofertas de compra que oscilaron en un rango comprendido entre 0 €/MWh y **[CONFIDENCIAL]**, respectivamente.
- (21) Asimismo, los **[CONFIDENCIAL]** agentes participantes para la compra de los contratos FTR E-P Base Q1-16 y FTR E-P Base YR-16 introdujeron

⁹ Contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal, de carga base (FTR P-E Base Q1-16), y de Portugal a España (FTR E-P Base Q1-16).

¹⁰ Contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal, de carga base (FTR P-E Base YR-16), y de Portugal a España (FTR E-P Base YR-16).

¹¹ 100 MW en cada uno de los dos productos de carga base y periodo de liquidación en el primer trimestre de 2016 y 100 MW en cada uno de los dos productos de carga base y periodo de liquidación en el año 2016, subastados en la 7ª subasta.

¹² 200 MW en cada uno de los dos productos de carga base y periodo de liquidación en el primer trimestre de 2016 y 100 MW en cada uno de los dos productos de carga base y periodo de liquidación en el año 2016, subastados en la 8ª subasta.

ofertas de compra por un total de **[CONFIDENCIAL]**, respectivamente, con precios de ofertas de compra que oscilaron en el rango 0 €/MWh a **[CONFIDENCIAL]**, respectivamente.

- (22) Para el sentido de la exportación de energía eléctrica de España hacia Portugal, se adjudicó un volumen total de 200 MW del contrato FTR P-E Base Q1-16 y 100 MW del FTR P-E Base YR-16, resultando adjudicatarios 5 agentes **[CONFIDENCIAL]**. Los precios resultantes de la subasta fueron 0,09 €/MWh para el contrato con liquidación en el primer trimestre de 2016 y 0,10 €/MWh para el contrato con liquidación en el año 2016.
- (23) Para el sentido de la exportación de energía eléctrica de Portugal hacia España, se adjudicó un volumen total de 200 MW del contrato FTR E-P Base Q1-16 y 100 MW del FTR E-P Base YR-16, resultando adjudicatarios 4 agentes de alguno de los productos o de ambos **[CONFIDENCIAL]**. Los precios resultantes de la subasta fueron 0,06 €/MWh para el contrato con liquidación en el primer trimestre de 2016 y 0,05 €/MWh para el contrato con liquidación en el año 2016.
- (24) Dado el periodo de liquidación, los precios de los contratos (FTR P-E) tipo opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España hacia Portugal (0,09 €/MWh para el de liquidación en el primer trimestre de 2016 y 0,10 €/MWh para el de liquidación en el año 2016) fueron superiores a los de los contratos FTR E-P de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal hacia España (0,06 €/MWh para el contrato con liquidación en el primer trimestre de 2016 y 0,05 €/MWh para el contrato con liquidación en el año 2016).
- (25) El precio del contrato FTR P-E Q1-16 de la 8ª subasta coordinada (0,09 €/MWh) fue similar al precio actuarialmente justo¹³ de los contratos FTR P-E Q1-15 (0,12 €/MWh). Por su parte, el precio del contrato FTR E-P Q1-16 de la 8ª subasta coordinada (0,06 €/MWh) fue superior al precio actuarialmente justo de los contratos FTR E-P Q1-15¹⁴ (0,01 €/MWh).
- (26) El precio del contrato FTR P-E YR-16 de la 8ª subasta coordinada (0,10 €/MWh) fue similar al precio actuarialmente justo de los contratos

¹³ 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 $P_P > P_E$.

¹⁴ 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 $P_E > P_P$.

FTR P-E YR-15 (0,09 €/MWh¹⁵). Por su parte, el precio del contrato FTR E-P YR-16 de la 8ª subasta coordinada (0,05 €/MWh) fue superior al precio actuarialmente justo de los contratos FTR E-P YR-15 (0,00 €/MWh¹⁶).

- (27) Tanto los precios de los contratos FTR P-E Q1-16 y FTR E-P Q1-16, como los precios de los contratos FTR P-E YR-16 y FTR E-P YR-16, revelan una expectativa de relativa convergencia de precios entre España y Portugal en el primer trimestre de 2016 y en el año 2016, 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 Q1-16 y FTR P-E YR-16 adjudicados (8ª subasta coordinada)

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

Cuadro 3. Distribución por agente de los contratos de compra FTR E-P Q1-16 y FTR E-P YR-16 adjudicados (8ª subasta coordinada)

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

- (28) La recaudación para los Sistemas Eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la celebración de la subasta ha sido de 197.250 € (39.294 € por la venta del contrato FTR P-E Q1-16; 26.196 € por la venta del contrato FTR E-P Q1-16; 87.840 € por la venta del contrato FTR P-E YR-16 y 43.920 € por la venta del contrato FTR E-P YR-16). 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 primer trimestre de 2016 y año 2016¹⁷.

- (29) En el Anexo I se facilita más información sobre la evolución de la subasta.

4. Propuesta de mejoras

- (30) 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 de la Directriz para la asignación a plazo de la

¹⁵ Datos actualizados a 30 de noviembre de 2015.

¹⁶ En los once primeros meses de 2015, el precio spot de España fue superior al precio spot de Portugal únicamente en 12 horas de las 8.016 horas del periodo.

¹⁷ OMIClear liquidará, al 50%, entre los dos Sistemas, español y portugués, las obligaciones de pago derivadas de la liquidación de ambos contratos (de acuerdo a lo establecido en el apartado 21 de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC).

capacidad de interconexión (FCA GL) y la transición a la plataforma única europea de subastas. Como paso previo, la citada Circular deberá ser modificada para adaptarse a las disposiciones de las Directrices europeas sobre asignación a plazo de la capacidad de interconexión.

- (31) El pasado 30 de octubre de 2015 la FCA GL fue aprobada por los Estados miembros, en proceso de comitología. En paralelo, entre los meses de septiembre y diciembre los Reguladores energéticos europeos fueron aprobando las Reglas armonizadas de subasta de capacidad transfronteriza a largo plazo a nivel europeo (EU HAR), desarrolladas por ENTSO-E¹⁸. Por su parte, la plataforma única europea está todavía pendiente de desarrollo, por lo que se contempla que las subastas de asignación de la capacidad a plazo de la interconexión puedan continuar realizándose a través de plataformas regionales.
- (32) A lo largo de 2016 se llevarán a cabo los desarrollos necesarios para la plena implementación de la FCA GL, entre los que será necesario el análisis de las EU HAR al objeto de adaptarlas a lo establecido en la Directriz. Asimismo, a lo largo de dicho año deberán continuar los trabajos de desarrollo de la plataforma única europea. Por tanto, en este momento se entiende que no procede la proposición de mejoras al mecanismo coordinado para la gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal, habiéndose acordado en la reunión de Presidentes del Consejo de Reguladores del MIBEL, celebrada el 30 de noviembre de 2015, continuar con dicho mecanismo coordinado, al menos, hasta la subasta a celebrar en septiembre de 2016.
- (33) En el contexto descrito, adquiere especial importancia la participación de la CNMC, a través de los grupos de trabajo de ACER, en el proceso de implementación de la FCA GL, así como en los análisis que se están llevando a cabo sobre la participación y el desarrollo de la plataforma única europea, con el objetivo, por un lado, de que se tengan en cuenta las particularidades del mecanismo coordinado del MIBEL y, por otro lado, para aportar la experiencia adquirida en la subasta de contratos financieros (FTRs), facilitando la transición hacia dicha plataforma única.

¹⁸ Las EU HAR, que incluyen en su Anexo 19 las especificidades de las subastas IPE, fueron aprobadas por la CNMC el 5 de noviembre de 2015.

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

Anexo I. 1. Participación

- (34) 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 FTR¹⁹ 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).
- (35) La naturaleza de los productos subastados, contratos basados en las diferencias de precios (liquidación financiera) en lugar de contratos con 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.
- (36) **[CONFIDENCIAL]** agentes incorporaron ofertas a 0 €/MWh (mismo número de agentes respecto a la subasta anterior). En particular, las cantidades de compra al precio mínimo (0 €/MWh) para los contratos FTR P-E Base Q1-16 y FTR E-P Base Q1-16 declaradas por **[CONFIDENCIAL]** agentes, respectivamente, ascendieron a **[CONFIDENCIAL]** (**[CONFIDENCIAL]**%) de dichas ofertas de compra fueron incorporadas por **[CONFIDENCIAL]** agentes con cuota en la comercialización libre en España y Portugal) y **[CONFIDENCIAL]** (**[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 Q1-16 (FTR E-P Base Q1-16) fue **[CONFIDENCIAL]** veces (**[CONFIDENCIAL]** veces) superior al subastado (200 MW).
- (37) En relación a los contratos con liquidación en el año 2016, las cantidades de compra al precio mínimo (0 €/MWh) para los contratos FTR P-E Base YR-16 y FTR E-P Base YR-16 declaradas por **[CONFIDENCIAL]** agentes, respectivamente, ascendieron a **[CONFIDENCIAL]** (**[CONFIDENCIAL]**%)

¹⁹ 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 la dicha circular. Asimismo, se ha creado una categoría ex profeso de miembro negociador para la participación en las subastas FTR, los cuales pueden acceder exclusivamente a la negociación y al registro de contratos FTR, por cuenta propia.

de dichas ofertas de compras fueron incorporadas por **[CONFIDENCIAL]** agentes con cuota en la comercialización libre en España y Portugal) y **[CONFIDENCIAL]** (**[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 YR-16 (FTR E-P Base YR-16) fue **[CONFIDENCIAL]** veces (**[CONFIDENCIAL]** veces) superior al subastado (100 MW).

- (38) 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.
- (39) La cantidad de compra ofertada a precios superiores al precio mínimo (0 €/MWh) para el contrato FTR P-E Base Q1-16 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 Q1-16 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).
- (40) En relación a los contratos con liquidación en el año 2016, la cantidad de compra ofertada a precios superiores al precio mínimo (0 €/MWh) para el contrato FTR P-E Base YR-16 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 (100 MW); y la cantidad de compra ofertada a precios superiores al precio mínimo (0 €/MWh) para el contrato FTR E-P Base YR-16 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 (100 MW).

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

- (41) El precio más alto en las ofertas de compra presentadas para el contrato FTR P-E Q1-16 fue [CONFIDENCIAL] €/MWh y lo incorporaron [CONFIDENCIAL]. El precio más alto en las ofertas de compra presentadas para el contrato FTR P-E con liquidación en el año 2016 fue [CONFIDENCIAL]€/MWh ([CONFIDENCIAL] MW) y fue incorporado [CONFIDENCIAL] (véase Cuadro 5).
- (42) [CONFIDENCIAL] en relación a los contratos FTR E-P los precios más altos [CONFIDENCIAL]. En particular, el precio más alto en las ofertas de compra presentadas para el contrato con liquidación en el primer trimestre de 2016 fue [CONFIDENCIAL] €/MWh ([CONFIDENCIAL] MW) y el precio más alto en las ofertas de compra presentadas para el contrato FTR E-P con liquidación en el año 2016 fue [CONFIDENCIAL]€/MWh ([CONFIDENCIAL] MW) (véase Cuadro 5).
- (43) Los precios resultantes de la subasta fueron: 0,09 €/MWh para el contrato FTR P-E Q1-16; 0,06 €/MWh para el contrato FTR E-P Q1-16; 0,10 €/MWh para el contrato FTR P-E YR-16 y 0,05 €/MWh para el contrato FTR E-P YR-16.
- (44) 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 Q1-16 ([CONFIDENCIAL] MW) y se adjudicaron el [CONFIDENCIAL]% de los 200 MW adjudicados ([CONFIDENCIAL] MW). Para el contrato FTR P-E YR-16, 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 100 MW adjudicados ([CONFIDENCIAL] MW) (véase Cuadro 2).
- (45) 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 primer trimestre de 2016 ([CONFIDENCIAL] MW) y se adjudicaron el [CONFIDENCIAL] de los 200 MW adjudicados ([CONFIDENCIAL] MW). Para el contrato con liquidación en el año 2016, 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 100 MW adjudicados ([CONFIDENCIAL] MW) (véase Cuadro 3).

- (46) Para el sentido de la exportación de energía eléctrica de España hacia Portugal, 5 agentes resultaron adjudicatarios [CONFIDENCIAL]. El mayor adjudicatario comprador para el contrato FTR P-E Q1-16 fue [CONFIDENCIAL], con [CONFIDENCIAL] contratos de compra. Para el contrato FTR P-E Base YR-16, el mayor adjudicatario fue [CONFIDENCIAL] con [CONFIDENCIAL] contratos de compra (véase Cuadro 2).
- (47) Para el sentido de la exportación de energía eléctrica de Portugal hacia España, 4 agentes resultaron adjudicatarios [CONFIDENCIAL]. El mayor adjudicatario comprador para el contrato FTR E-P Q1-16 fue [CONFIDENCIAL], con [CONFIDENCIAL] contratos de compra. Para el contrato FTR E-P Base YR-16, el mayor adjudicatario fue [CONFIDENCIAL], con [CONFIDENCIAL] contratos 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

- (48) La oferta de compra acumulada para el contrato FTR P-E Q1-16 a precios superiores o iguales a 0,09 €/MWh fue de [CONFIDENCIAL] MW ([CONFIDENCIAL] MW ofertados a precios superiores a 0,09 €/MWh y [CONFIDENCIAL] MW ofertados a un precio igual a 0,09 €/MWh, incorporados por [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 0,09 €/MWh, seguidos de [CONFIDENCIAL] MW de los [CONFIDENCIAL] MW demandados [CONFIDENCIAL] a 0,09 €/MWh, [CONFIDENCIAL].
- (49) Para el contrato FTR P-E YR-16, la oferta de compra acumulada a precios superiores o iguales a 0,10 €/MWh fue de [CONFIDENCIAL] MW ([CONFIDENCIAL] MW ofertados a precios superiores a 0,10 €/MWh y [CONFIDENCIAL] MW ofertados a un precio igual a 0,10 €/MWh e incorporados por [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 0,10 €/MWh, seguidos de [CONFIDENCIAL] MW de

- los **[CONFIDENCIAL]** MW demandados **[CONFIDENCIAL]** a 0,10 €/MWh, **[CONFIDENCIAL]**.
- (50) Para el sentido de la exportación de energía eléctrica de Portugal hacia España, la oferta de compra acumulada para el contrato FTR E-P Q1-16 a precios superiores o iguales a 0,06 €/MWh fue de **[CONFIDENCIAL]** MW (**[CONFIDENCIAL]** MW ofertados a precios superiores a 0,06 €/MWh y **[CONFIDENCIAL]** MW ofertados a un precio igual a 0,06 €/MWh e incorporado por **[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 0,06 €/MWh, seguidos de **[CONFIDENCIAL]** MW de los **[CONFIDENCIAL]** MW ofertados **[CONFIDENCIAL]**.
- (51) Para el contrato FTR E-P YR-16, 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 e incorporado por **[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 ofertados **[CONFIDENCIAL]** a 0,05 €/MWh, **[CONFIDENCIAL]**.
- (52) 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). Sin embargo, las coincidencias en los precios de salida sin que medie coordinación son probables ya que existe escasa dispersión en las ofertas incorporadas por los agentes (los precios máximos son reducidos).
- (53) Analizando las ofertas de compra del contrato FTR P-E Q1-16, se observa que los agentes han incorporado **[CONFIDENCIAL]** ofertas de las **[CONFIDENCIAL]** posibles (dado que participaron **[CONFIDENCIAL]** agentes con ofertas distintas de 0 €/MWh y la oferta de compra de cada agente puede contener hasta 10 tramos) a **[CONFIDENCIAL]** precios de salida diferentes (en el rango de precios **[CONFIDENCIAL]** €/MWh; **[CONFIDENCIAL]** €/MWh se concentran los precios de salida), por lo que **[CONFIDENCIAL]** de las ofertas de compra incorporadas han sido a precios coincidentes. Al precio de equilibrio del contrato FTR P-E Q1-16 (0,09 €/MWh) **[CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 6).

- (54) Para el contrato FTR P-E YR-16, se observa que los agentes han incorporado **[CONFIDENCIAL]** ofertas de las **[CONFIDENCIAL]** posibles (dado que participaron también **[CONFIDENCIAL]** agentes con ofertas distintas de 0 €/MWh) a **[CONFIDENCIAL]** precios de salida diferentes (en el rango de precios **[CONFIDENCIAL]** €/MWh; **[CONFIDENCIAL]** €/MWh) se concentran la los precios de salida), por lo que **[CONFIDENCIAL]** de las ofertas de compra incorporadas han sido a precios coincidentes. Al precio de equilibrio del contrato FTR P-E YR-16 (0,10 €/MWh) **[CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 6).
- (55) 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 Q1-16 de las **[CONFIDENCIAL]** posibles (dado que participaron **[CONFIDENCIAL]** agentes con ofertas distintas de 0 €/MWh) a **[CONFIDENCIAL]** precios de salida diferentes (en el rango de precios **[CONFIDENCIAL]** €/MWh; **[CONFIDENCIAL]** €/MWh) se concentran los precios de salida), por lo que **[CONFIDENCIAL]** de las ofertas de compra incorporadas han sido a precios coincidentes. Al precio de equilibrio del contrato FTR E-P Q1-16 (0,06 €/MWh) **[CONFIDENCIAL]**.
- (56) Para el contrato FTR E-P YR-16, 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 la los precios de salida), por lo que **[CONFIDENCIAL]** de las ofertas de compra incorporadas han sido a precios coincidentes. Al precio de equilibrio del contrato FTR E-P YR-16 (0,05 €/MWh) **[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

- (57) 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 primer trimestre de 2016 se situaron en el entorno de **[CONFIDENCIAL]** (véanse Gráfico 1 y Gráfico 2). Análogamente, los tramos más elásticos para las curvas de demanda de los contratos con liquidación en el año 2016 se

situaron en el entorno de **[CONFIDENCIAL]** y en el entorno de **[CONFIDENCIAL]** (véanse Gráfico 3 y Gráfico 4).

- (58) **[CONFIDENCIAL]** al precio de equilibrio del contrato FTR P-E Q1-16 (0,09 €/MWh) y **[CONFIDENCIAL]** al precio de equilibrio del contrato FTR E-P Q1-16 (0,06 €/MWh). Análogamente para los contratos con liquidación en el año 2016, **[CONFIDENCIAL]** al precio de equilibrio del contrato FTR P-E YR-16 (0,10 €/MWh) y **[CONFIDENCIAL]** al precio de equilibrio del contrato FTR E-P YR-16 (0,05 €/MWh).

Gráfico 1. Curva de casación del contrato FTR P-E Q1-16 por tipología de agente

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

Gráfico 2. Curva de casación del contrato FTR E-P Q1-16 por tipología de agente

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Curva de casación del contrato FTR P-E YR-16 por tipología de agente

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

Gráfico 4. Curva de casación del contrato FTR E-P YR-16 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

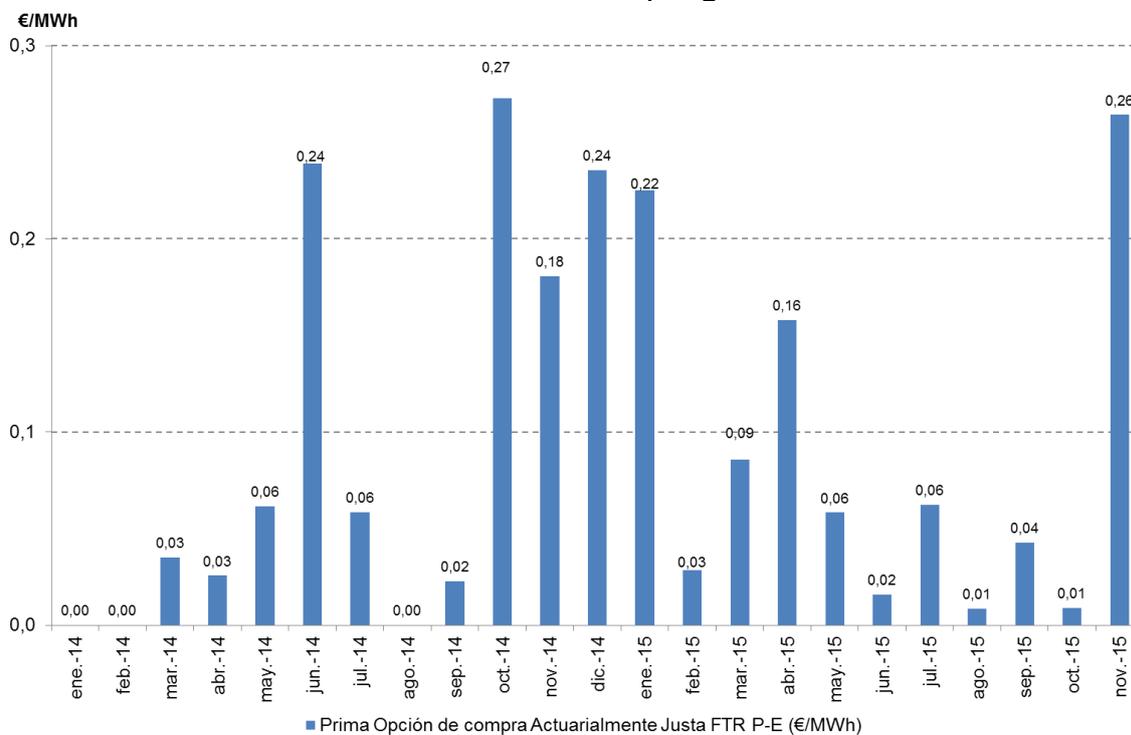
- (59) Desde el 19 de diciembre de 2013 cotizan en OMIP contratos FTR Base²⁰, si bien la negociación de los contratos tipo opción ha sido inexistente, con excepción de la negociación efectuada en las cinco subastas celebradas (véase Cláusulas contractuales generales-Contratos FTR Base de 17 de diciembre de 2013 en OMIP). Por tanto, no se disponen de referencias a plazo adicionales a las resultantes en las subastas de los contratos FTR.
- (60) 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 España²¹ y la de los precios medios entre España y Portugal cuando el precio spot de España es mayor que el precio spot de Portugal²², desde el 1 de enero de 2014 hasta el 30 de noviembre de 2015. 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 0,27 €/MWh (0,09 €/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 2,15 €/MWh (0,19 €/MWh, en promedio).

²⁰ 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 Circular 2/2014). No se han transferido ninguno de los contratos adjudicados a través de las subastas en el mercado secundario (OMIP).

²¹ Véase nota al pie 13.

²² Véase nota al pie 14.

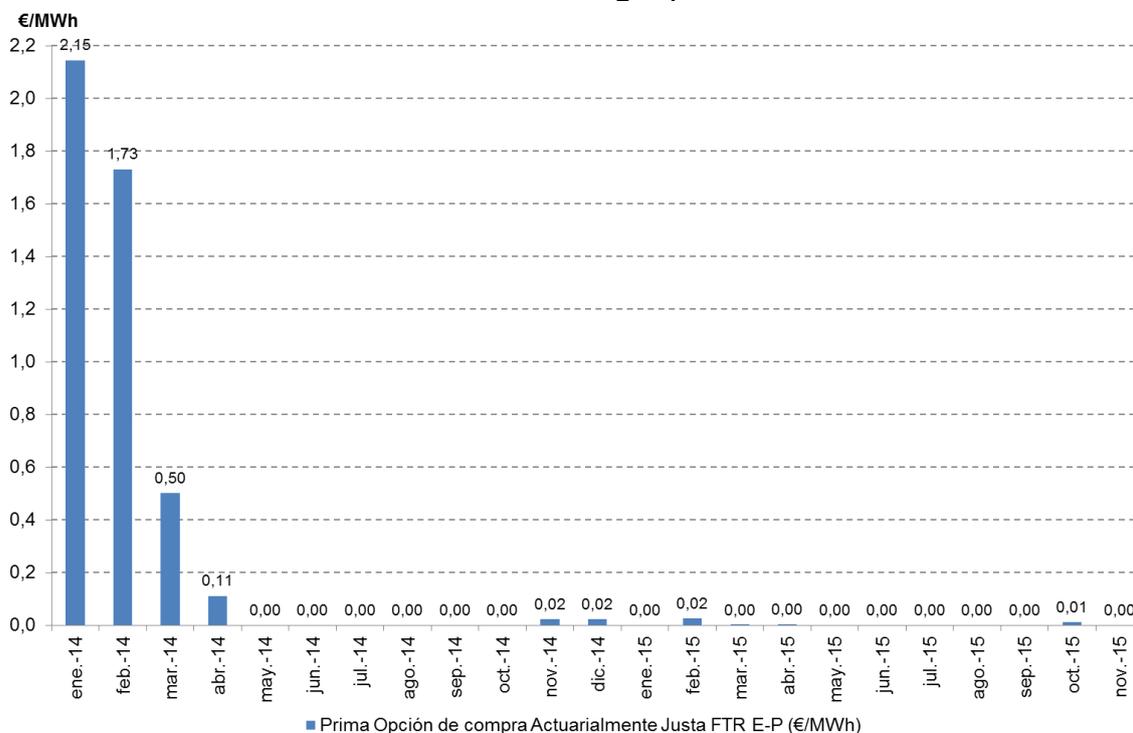
Gráfico 5. Referencias de precios medios del mercado spot ($P_P - P_E$) cuando $P_P > P_E$ *



*Datos actualizados a 30 de noviembre de 2015.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE

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



*Datos actualizados a 30 de noviembre de 2015.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE

- (61) Desde segundo trimestre de 2014, la convergencia de precios entre España y Portugal es prácticamente total: en 331 horas de las 14.617 horas del periodo (desde el 1 abril de 2014 a 30 de noviembre de 2015) el precio spot en Portugal ha sido diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 0,09 €/MWh).
- (62) Los precios de los contratos FTR P-E Q1-16 (0,09 €/MWh) FTR P-E YR-16 (0,10 €/MWh) subastados en la 8ª subasta coordinada fueron similares al precio actuarialmente justo²³ del contrato contratos FTR P-E Q1-15 (0,12 €/MWh) y al el precio actuarialmente justo²⁴ del contrato FTR P-E YR-15²⁵ (0,09 €/MWh). Asimismo en octubre y noviembre de 2015, el precio actuarialmente justo de los contratos FTR P-E ha sido 0,13 €/MWh, en línea con los diferenciales registrados en la 8ª subasta coordinada.
- (63) Los precios de los contratos FTR E-P Q1-16 (0,06 €/MWh) y FTR E-P YR-16 (0,05 €/MWh) subastados en la 8ª subasta coordinada fueron superiores al precio actuarialmente justo de los contratos FTR E-P Q1-15 (0,01 €/MWh) y FTR E-P YR-15 (0 €/MWh). Asimismo, en octubre y noviembre

²³ Véase nota al pie 13.

²⁴ Véase nota al pie 14.

²⁵ Datos actualizados a 30 de noviembre de 2015.

de 2015, el precio actuarialmente justo de los contratos FTR E-P ha sido 0,01 €/MWh, inferior a los diferenciales registrados en la 8ª subasta coordinada.

- (64) Tanto los precios de los contratos FTR P-E Q1-16 y FTR E-P Q1-16, como los precios de los contratos FTR P-E YR-16 y FTR E-P YR-16, revelan una expectativa de relativa convergencia de precios entre España y Portugal en el tercer y año 2016, en línea con la convergencia en precios entre España y Portugal registrada en el mercado diario desde mayo de 2014.
- (65) La recaudación para los Sistemas Eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la celebración de la subasta ha sido de 197.250 € (39.294 € por la venta del contrato FTR P-E Q1-16; 26.196 € por la venta del contrato FTR E-P Q1-16; 87.840 € por la venta del contrato FTR P-E YR-16 y 43.920 € por la venta del contrato FTR E-P YR-16). 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 primer trimestre de 2016 y año 2016²⁶.

Resumen de los ingresos/pagos realizados por el Sistema en relación a la gestión de la interconexión España-Portugal (1ª a 7ª Subastas Coordinadas)

- (66) En la subasta de 25 de marzo de 2014 (1ª subasta coordinada) se subastaron dos productos de carga base y con periodo de liquidación en el segundo trimestre de 2014 (uno en cada sentido de la interconexión) por un volumen de 300 MW, en cada uno de ellos (véase Cuadro 7). Los precios de equilibrio de la 1ª subasta coordinada (0,15 €/MWh para el contrato FTR P-E Q2-14 y 0,21 €/MWh para el contrato FTR E-P Q2-14) estuvieron en línea con los precios resultantes de la subasta para la gestión de la interconexión España-Portugal a través del mecanismo coordinado en el ámbito del MIBEL realizada por el lado portugués y celebrada el 19 de diciembre de 2013. En dicha subasta de diciembre resultaron adjudicados los 200 MW del contrato FTR P-E Base Q1-14 a un precio de casación de 0,16 €/MWh y 200 MW del contrato FTR E-P Base Q1-14 a un precio de casación de 0,26 €/MWh. Concluido el periodo de liquidación de los contratos que se subastaron en diciembre (finalizado a 31 de marzo de 2014), el precio resultante del contrato FTR P-E Q1-14 estuvo por encima del precio actuarialmente justo (0,01 €/MWh), mientras que el precio resultante del contrato FTR E-P Q1-14 estuvo por debajo del precio actuarialmente justo en dicho periodo (1,45 €/MWh)²⁷.

²⁶ Véase nota al pie 17.

²⁷ El 19 de diciembre de 2013 se celebró la primera subasta de contrato tipo opción, en la que 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

- (67) La recaudación para los Sistemas Eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la celebración de la 1ª subasta coordinada de marzo de 2014 fue de 235.872 € (98.280 € por la venta del contrato FTR P-E Q2-14 y 137.592 € por la venta del contrato FTR E-P Q2-14); y por la liquidación financiera de los contratos por diferencias pagó a los compradores de los contratos 94.884 € (70.902 € a los compradores del contrato FTR P-E Q2-14 y 23.982 € a los compradores del contrato FTR E-P Q2-14). Por tanto, la organización de la primera subasta coordinada, finalizado el periodo de liquidación de los contratos (30 de junio de 2014), supuso para el Sistema Eléctrico Español y Portugués unos beneficios conjuntos de 140.988 € (contabilizados la recaudación y la liquidación financiera de los contratos).
- (68) En la subasta de 18 junio de 2014 (2ª subasta coordinada) se subastaron dos productos de carga base y con periodo de liquidación en el tercer trimestre de 2014 (uno en cada sentido de la interconexión) por un volumen de 400 MW, en cada uno de ellos; así como dos productos de carga base y periodo de liquidación en el cuarto trimestre de 2014 (uno en cada sentido de la interconexión) por un volumen de 100 MW en cada uno de ellos (véase Cuadro 8). En los productos con periodo de liquidación en el tercer trimestre de 2014, se adjudicó el volumen, en el sentido exportador de España a Portugal, a un precio de 0,16 €/MWh y, en el sentido exportador de Portugal a España, a un precio de 0,06 €/MWh. Asimismo, en los productos con periodo de liquidación en el cuarto trimestre de 2014, se adjudicó el volumen, en el sentido exportador de España a Portugal, a 0,25 €/MWh, y en el sentido exportador de Portugal a España, a 0,20 €/MWh.
- (69) La recaudación para los Sistemas Eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la celebración de la 2ª subasta coordinada fue de 293.709 € (52.992 € por la venta del contrato FTR E-P Q3-14 y 141.312 € por la venta del contrato FTR P-E Q3-14, 44.180 € por la venta del contrato FTR E-P Q4-14 y 55.225 € por la venta del contrato FTR P-E Q4-14).
- (70) Concluido el periodo de liquidación de los contratos con vencimiento durante el tercer trimestre de 2014 (finalizado a 30 de septiembre de 2014) subastados en la 2ª subasta coordinada, el precio resultante del contrato FTR P-E Q3-14 estuvo por encima del precio actuarialmente justo (0,03 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato (23.948 €) fue inferior a su recaudación (141.312 €). Asimismo, el precio

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 €).

resultante del contrato FTR E-P Q3-14 estuvo por encima del precio actuarialmente justo en dicho periodo (0 €/MWh), siendo la liquidación financiera del contrato nula. Respecto a los productos con liquidación en el cuarto trimestre, el precio resultante del contrato FTR P-E Q4-14 estuvo por encima del precio actuarialmente justo (0,23 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato (50.844 €) fue inferior a su recaudación (55.225 €). Asimismo, el precio resultante del contrato FTR E-P Q4-14 estuvo por encima del precio actuarialmente justo en dicho periodo (0,01 €/MWh), y por tanto, la liquidación financiera del contrato (3.199 €) fue también inferior a su recaudación (44.180 €).

- (71) En la subasta de 18 de septiembre de 2014 (3ª subasta coordinada) se subastaron dos productos de carga base y con periodo de liquidación en el cuarto trimestre de 2014 (uno en cada sentido de la interconexión) por un volumen de 300 MW, en cada uno de ellos; así como dos productos de carga base y periodo de liquidación en el año 2015 (uno en cada sentido de la interconexión) por un volumen de 100 MW en cada uno de ellos (véase Cuadro 9). En los productos con periodo de liquidación en el cuarto trimestre de 2014, se adjudicó el volumen en el sentido exportador de España hacia Portugal, a un precio de 0,11 €/MWh, y en el sentido exportador de Portugal a España, a un precio de 0,07 €/MWh. En los productos con periodo de liquidación en el año 2015, se adjudicó el volumen en el sentido exportador de España hacia Portugal, a 0,10 €/MWh, y otros 100 MW en el sentido exportador de Portugal a España, a 0,10 €/MWh.
- (72) La recaudación para los Sistemas Eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la celebración de la 3ª subasta coordinada fue de 294.486 € (46.389 € por la venta del contrato FTR E-P Q4-14; 72.897 € por la venta del contrato FTR P-E Q4-14; 87.600 € por la venta del contrato FTR E-P YR-15; y 87.600 € por la venta del contrato FTR P-E YR-15). El resultado neto para cada Sistema Eléctrico depende del diferencial registrado entre el precio spot en el polo español y en el polo portugués en cuarto trimestre de 2014 y del diferencial finalmente registrado en el año 2015. En particular, el precio resultante del contrato FTR P-E Q4-14 estuvo por debajo del precio actuarialmente justo (0,23 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato (152.532 €) fue superior a su recaudación (72.897 €). Por el contrario, el precio resultante del contrato FTR E-P Q4-14 estuvo por encima del precio actuarialmente justo en dicho periodo (0,01 €/MWh), y por tanto, la liquidación financiera del contrato (9.597 €) fue inferior a su recaudación (46.389 €). Respecto a la liquidación en 2015 de los contratos anuales y con datos hasta el 30 de noviembre de 2015, el precio resultante del contrato FTR P-E YR-15 estuvo por encima del precio actuarialmente justo (0,09 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato hasta la fecha (69.865 €) ha sido inferior a su recaudación (80.160 €). Asimismo, el precio resultante del contrato FTR E-P YR-15 estuvo por encima del precio actuarialmente

justo en dicho periodo (0,00 €/MWh), y por tanto, la liquidación financiera del contrato (2.481 €) fue inferior a su recaudación (80.160 €).

- (73) En la subasta de 11 de diciembre de 2014 (4ª subasta coordinada) se subastaron dos productos de carga base y con periodo de liquidación en el primer trimestre de 2015 (uno en cada sentido de la interconexión) por un volumen de 300 MW, en cada uno de ellos; así como dos productos de carga base y periodo de liquidación en el año 2015 (uno en cada sentido de la interconexión) por un volumen de 100 MW en cada uno de ellos (véase Cuadro 10). En los productos con periodo de liquidación en el primer trimestre de 2015, se adjudicó el volumen en el sentido exportador de España hacia Portugal, a un precio de 0,10 €/MWh, y en el sentido exportador de Portugal a España, a un precio de 0,50 €/MWh. En los productos con periodo de liquidación en el año 2015, se adjudicó el volumen en el sentido exportador de España hacia Portugal, a 0,12 €/MWh, y otros 100 MW en el sentido exportador de Portugal a España, a 0,20 €/MWh.
- (74) La recaudación para los Sistemas Eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la celebración de la 4ª subasta coordinada fue de 668.940 € (323.850 € por la venta del contrato FTR E-P Q1-15; 64.770 € por la venta del contrato FTR P-E Q1-15; 175.200 € por la venta del contrato FTR E-P YR-15; y 105.120 € por la venta del contrato FTR P-E YR-15). El resultado neto para cada Sistema Eléctrico depende del diferencial finalmente registrado entre el precio spot en el polo español y en el polo portugués en el año 2015. En particular, el precio resultante del contrato FTR P-E Q1-15 estuvo por debajo del precio actuarialmente justo (0,10 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato (75.027 €) fue superior a su recaudación (64.770 €). Por el contrario, el precio resultante del contrato FTR E-P Q1-15 estuvo por encima del precio actuarialmente justo en dicho periodo (0,01 €/MWh), y por tanto, la liquidación financiera del contrato (5.013 €) fue inferior a su recaudación (323.850 €). Respecto a la liquidación en 2015 de los contratos anuales y con datos hasta el 30 de noviembre 2015, el precio resultante del contrato FTR P-E YR-15 estuvo por encima del precio actuarialmente justo (0,09 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato hasta la fecha (69.865 €) ha sido inferior a su recaudación (96.192 €). Asimismo, el precio resultante del contrato FTR E-P YR-15 estuvo por encima del precio actuarialmente justo en dicho periodo (0,00 €/MWh), y por tanto, la liquidación financiera del contrato (2.481 €) fue inferior a su recaudación (160.320 €).
- (75) En la subasta de 18 de marzo de 2015 (5ª subasta coordinada) se subastaron dos productos de carga base y con periodo de liquidación en el segundo trimestre de 2015 (uno en cada sentido de la interconexión) 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 2015 (uno en cada sentido de la interconexión) por un volumen de 100

MW en cada uno de ellos (véase Cuadro 11). En los productos con periodo de liquidación en el segundo trimestre de 2015, se adjudicó el volumen en el sentido exportador de España hacia Portugal, a un precio de 0,07 €/MWh, y en el sentido exportador de Portugal a España, a un precio de 0,03 €/MWh. En los productos con periodo de liquidación en el año 2015, se adjudicó el volumen en el sentido exportador de España hacia Portugal, a 0,05 €/MWh, y otros 100 MW en el sentido exportador de Portugal a España, a 0,03 €/MWh.

- (76) La recaudación para los Sistemas Eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la celebración de la 5ª subasta coordinada fue de 83.184 € (19.656 € por la venta del contrato FTR E-P Q2-15; 45.864 € por la venta del contrato FTR P-E Q2-15; 6.624 € por la venta del contrato FTR E-P Q3-15; y 11.040 € por la venta del contrato FTR P-E Q3-15). 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 2015. En particular, el precio resultante del contrato FTR P-E Q2-15 estuvo por debajo del precio actuarialmente justo (0,08 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato (50.517 €) fue superior a su recaudación (45.864 €). Por el contrario, el precio resultante del contrato FTR E-P Q2-15 estuvo por encima del precio actuarialmente justo en dicho periodo (0 €/MWh), y por tanto, la liquidación financiera del contrato (204 €) fue inferior a su recaudación (19.656 €). Respecto a los contratos trimestrales con liquidación en el tercer trimestre de 2015, el precio resultante del contrato FTR P-E Q3-15 estuvo por encima del precio actuarialmente justo (0,04 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato (8.340 €) fue inferior a su recaudación (11.040 €). Asimismo, el precio resultante del contrato FTR E-P Q3-15 estuvo por encima del precio actuarialmente justo en dicho periodo (0,00 €/MWh), y por tanto, la liquidación financiera del contrato (0 €) fue inferior a su recaudación (6.624 €).
- (77) En la subasta del 9 de junio de 2015 (6ª subasta coordinada) se subastaron dos productos de carga base y con periodo de liquidación en el tercer trimestre de 2015 (uno en cada sentido de la interconexión) por un volumen de 200 MW, en cada uno de ellos; así como dos productos de carga base y periodo de liquidación en el cuarto trimestre de 2015 (uno en cada sentido de la interconexión) por un volumen de 100 MW en cada uno de ellos (véase Cuadro 12). En los productos con periodo de liquidación en el tercer trimestre de 2015, se adjudicó un volumen total de 200 MW en el sentido exportador de España hacia Portugal, a un precio de 0,04 €/MWh, y otros 200 MW en el sentido exportador de Portugal a España, a un precio de 0,12 €/MWh. En los productos con periodo de liquidación en el cuarto trimestre de 2015, se adjudicó un volumen total de 100 MW en el sentido exportador de España hacia Portugal, a 0,12 €/MWh, y otros 100 MW en el sentido exportador de Portugal a España, a 0,06 €/MWh.

- (78) La recaudación para los Sistemas Eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la celebración de la 6ª subasta coordinada fue de 66.258 € (8.832 € por la venta del contrato FTR E-P Q3-15; 17.664 € por la venta del contrato FTR P-E Q3-15; 13.254 € por la venta del contrato FTR E-P Q4-15; y 26.508 € por la venta del contrato FTR P-E Q4-15). 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 cuarto trimestre de 2015. El precio resultante del contrato FTR P-E Q3-15 estuvo por encima del precio actuarialmente justo (0,038 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato (16.680 €) fue inferior a su recaudación (17.664 €). Por el contrario, el precio resultante del contrato FTR E-P Q3-15 estuvo por encima del precio actuarialmente justo en dicho periodo (0,00 €/MWh), y por tanto, la liquidación financiera del contrato (0 €) fue inferior a su recaudación (8.832 €). Respecto a los contratos trimestrales con liquidación en el cuarto trimestre con datos hasta el 30 de noviembre 2015, el precio resultante del contrato FTR P-E Q4-15 estuvo por debajo del precio actuarialmente justo (0,13 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato hasta la fecha (19.677 €) ha sido superior a su recaudación (17.580 €). Por el contrario, el precio resultante del contrato FTR E-P Q4-15 ha estado por encima del precio actuarialmente justo en dicho periodo (0,01 €/MWh), y por tanto, la liquidación financiera del contrato (742 €) ha sido inferior a su recaudación (8.790 €).
- (79) En la subasta del 17 de septiembre de 2015 (7ª subasta coordinada) se subastaron dos productos de carga base y con periodo de liquidación en el cuarto trimestre de 2015 (uno en cada sentido de la interconexión) por un volumen de 200 MW, en cada uno de ellos; así como dos productos de carga base y periodo de liquidación en el año 2016 (uno en cada sentido de la interconexión) por un volumen de 100 MW y dos productos de carga base y periodo de liquidación en el primer trimestre de 2016 (uno en cada sentido de la interconexión) por un volumen de 100 MW (véase Cuadro 13). Para el sentido de la exportación de energía eléctrica de España hacia Portugal, los precios resultantes de la subasta fueron 0,05 €/MWh para el contrato con liquidación en el cuarto trimestre de 2015, 0,05 €/MWh para el contrato con liquidación en el año 2016 y 0,07 €/MWh para el contrato con liquidación en el primer trimestre de 2016. Asimismo para el sentido de la exportación de energía eléctrica de España hacia Portugal, los precios resultantes de la subasta fueron 0,01 €/MWh para el contrato con liquidación en el cuarto trimestre de 2015, 0,01 €/MWh para el contrato con liquidación en el año 2016 y 0,02 €/MWh para el contrato con liquidación en el primer trimestre de 2016.
- (80) La recaudación para los Sistemas Eléctricos español y portugués (al 50% cada uno) por la celebración de la 7ª subasta fue de 98.859 € (4.418 € por la venta del contrato FTR E-P Q4-15; 22.090 € por la venta del contrato FTR P-E Q4-15; 8.784 € por la venta del contrato FTR E-P YR-16; 43.920

€ por la venta del contrato FTR P-E YR-16; 4.366 € por la venta del contrato FTR E-P Q1-16; y 15.281 € por la venta del contrato FTR P-E Q1-16). 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 cuarto trimestre de 2015, año 2016 y primer trimestre de 2016. Respecto a los contratos trimestrales con liquidación en el cuarto trimestre con datos hasta el 30 de noviembre 2015, el precio resultante del contrato FTR P-E Q4-15 estuvo por debajo del precio actuarialmente justo (0,13 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato hasta la fecha (39.354 €) ha sido superior a su recaudación (14.650 €). Por el contrario, el precio resultante del contrato FTR E-P Q4-15 ha estado por encima del precio actuarialmente justo en dicho periodo (0,005 €/MWh), y por tanto, la liquidación financiera del contrato (1.484 €) ha sido inferior a su recaudación (2.930 €).

Cuadro 7. Promedio del diferencial de precios *spot* entre Portugal y España y precio de equilibrio de la subasta del producto con horizonte temporal el 2^{er} trimestre de 2014 (1^a subasta coordinada). Recaudación y pagos del Sistema.

1 ^a Subasta FTR Coordinada (25 de marzo de 2014)	Unidad	Global (SEE* + SEP**)	SEE (50%)	FTR P-E Q2-14	FTR E-P Q2-14
Cantidad	MW	600	-	300	300
Horas Periodo	Nº Horas	2.184	-	2.184	2.184
Energía	MWh	1.310.400	-	655.200	655.200
Prima Subasta	€/MWh	-	-	0,15	0,21
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	-	-	0,11	0,04
Rentas de Congestión MD (a)	€	265.467	132.733	170.714	94.753
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-94.884	-47.442	-70.902	-23.982
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	235.872	117.936	98.280	137.592
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	140.988	70.494	27.378	113.610
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	406.455	203.227	198.092	208.363

* SEE: Sistema Eléctrico español.

** SEP: Sistema Eléctrico portugués.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE y OMIP

**Cuadro 8. Promedio del diferencial de precios spot entre Portugal y España y precio de equilibrio de la subasta del producto con horizonte temporal el 3^{er} y 4^o trimestres de 2014 (2^a subasta coordinada).
Recaudación y pagos del Sistema.**

2 ^a Subasta FTR Coordinada (18 de junio de 2014)	Unidad	Global (SEE* + SEP**)	SEE (50%)	FTR P-E Q3-14	FTR E-P Q3-14	FTR P-E Q4-14	FTR E-P Q4-14
Cantidad	MW	1.000	-	400	400	100	100
Horas Periodo	Nº Horas	-	-	2.208	2.208	2.209	2.209
Energía	MWh	2.208.200	-	883.200	883.200	220.900	220.900
Prima Subasta	€/MWh	-	-	0,16	0,06	0,25	0,20
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	-	-	0,03	0,00	0,23	0,01
Rentas de Congestión MD (a)	€	580.115	290.058	115.621	0	384.793	79.701
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-77.991	-38.996	-23.948	0	-50.844	-3.199
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	293.709	146.855	141.312	52.992	55.225	44.180
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	215.718	107.859	117.364	52.992	4.381	40.981
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	795.833	397.917	232.985	52.992	389.174	120.682

* 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 la subasta del producto con horizonte temporal el 4^o trimestre de 2014 y Año 2015 (3^a subasta coordinada).
Recaudación y pagos del Sistema.**

3 ^a Subasta FTR Coordinada (18 de septiembre de 2014)	Unidad	Global (SEE* + SEP**)	SEE (50%)	FTR P-E Q4-14	FTR E-P Q4-14	FTR P-E YR-15	FTR E-P YR-15
Cantidad	MW	800	-	300	300	100	100
Horas Periodo	Nº Horas	-	-	2.209	2.209	8.016	8.016
Energía	MWh	2.928.600	-	662.700	662.700	801.600	801.600
Prima Subasta	€/MWh	-	-	0,11	0,07	0,10	0,10
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	-	-	0,23	0,01	0,09	0,00
Rentas de Congestión MD (a)	€	1.350.419	675.210	384.793	79.701	816.278	69.647
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-234.475	-117.238	-152.532	-9.597	-69.865	-2.481
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	279.606	139.803	72.897	46.389	80.160	80.160
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	45.131	22.566	-79.635	36.792	10.295	77.679
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	1.395.550	697.775	305.158	116.493	826.573	147.326

* SEE: Sistema Eléctrico español.

** SEP: Sistema Eléctrico portugués.

*** Datos actualizados a 30 de noviembre de 2015.

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 la subasta del producto con horizonte temporal el 1^{er} trimestre y Año 2015 (4^a subasta coordinada).
Recaudación y pagos del Sistema.**

4 ^a Subasta FTR Coordinada (11 de diciembre de 2014)	Unidad	Global (SEE* + SEP**)	SEE (50%)	FTR P-E Q1-15	FTR E-P Q1-15	FTR P-E YR-15	FTR E-P YR-15
Cantidad	MW	800	-	300	300	100	100
Horas Período	Nº Horas	-	-	2.159	2.159	8.016	8.016
Energía	MWh	2.898.600	-	647.700	647.700	801.600	801.600
Prima Subasta	€/MWh	-	-	0,10	0,50	0,12	0,20
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	-	-	0,12	0,01	0,09	0,00
Rentas de Congestión MD (a)	€	1.281.753	640.877	348.889	46.939	816.278	69.647
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-152.386	-76.193	-75.027	-5.013	-69.865	-2.481
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	645.132	322.566	64.770	323.850	96.192	160.320
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	492.746	246.373	-10.257	318.837	26.327	157.839
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	1.774.499	887.250	338.632	365.776	842.605	227.486

* SEE: Sistema Eléctrico español.

** SEP: Sistema Eléctrico portugués.

*** Datos actualizados a 30 de noviembre de 2015.

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 la subasta del producto con horizonte temporal el 2^o y 3^{er} trimestres de 2015 (5^a subasta coordinada).
Recaudación y pagos del Sistema.**

5 ^a Subasta FTR Coordinada (18 de marzo de 2015)	Unidad	Global (SEE* + SEP**)	SEE (50%)	FTR P-E Q2-15	FTR E-P Q2-15	FTR P-E Q3-15	FTR E-P Q3-15
Cantidad	MW	800	-	300	300	100	100
Horas Período	Nº Horas	-	-	2.184	2.184	2.208	2.208
Energía	MWh	1.752.000	-	655.200	655.200	220.800	220.800
Prima Subasta	€/MWh	-	-	0,07	0,03	0,05	0,03
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	-	-	0,08	0,00	0,04	0,00
Rentas de Congestión MD (a)	€	348.412	174.206	273.825	1.768	72.820	0
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-59.061	-29.531	-50.517	-204	-8.340	0
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	83.184	41.592	45.864	19.656	11.040	6.624
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	24.123	12.062	-4.653	19.452	2.700	6.624
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	372.535	186.268	269.172	21.220	75.520	6.624

* 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 la subasta del producto con horizonte temporal el 3^{er} y 4^o trimestre de 2015 (6^a subasta coordinada).
Recaudación y pagos del Sistema.**

6 ^a Subasta FTR Coordinada (9 de junio de 2015)	Unidad	Global (SEE* + SEP**)	SEE (50%)	FTR P-E Q3-15	FTR E-P Q3-15	FTR P-E Q4-15	FTR E-P Q4-15
Cantidad	MW	600	-	200	200	100	100
Horas Período	Nº Horas	-	-	2.208	2.208	1.465	1.465
Energía	MWh	1.176.200	-	441.600	441.600	146.500	146.500
Prima Subasta	€/MWh	-	-	0,04	0,02	0,12	0,06
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	-	-	0,04	0,00	0,13	0,01
Rentas de Congestión MD (a)	€	214.505	107.252	72.820	0	120.745	20.940
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-37.099	-18.550	-16.680	0	-19.677	-742
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	52.866	26.433	17.664	8.832	17.580	8.790
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	15.767	7.884	984	8.832	-2.097	8.048
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	230.272	115.136	73.804	8.832	118.648	28.988

* SEE: Sistema Eléctrico español.

** SEP: Sistema Eléctrico portugués.

*** Datos actualizados a 30 de noviembre de 2015.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE y OMIP

Cuadro 13. Promedio del diferencial de precios spot entre Portugal y España y precio de equilibrio de la subasta del producto con horizonte temporal el 4^o trimestre de 2015, 1^{er} trimestre de 2016 y año 2016 (7^a subasta coordinada). Recaudación y pagos del Sistema.

7 ^a Subasta FTR Coordinada (17 de septiembre de 2015)	Unidad	Global (SEE* + SEP**)	SEE (50%)	FTR P-E Q4-15	FTR E-P Q4-15	FTR P-E YR-16	FTR E-P YR-16	FTR P-E Q1-16	FTR E-P Q1-16
Cantidad	MW	800	-	200	200	100	100	100	100
Horas Período	Nº Horas	-	-	1.465	1.465	-	-	-	-
Energía	MWh	586.000	-	293.000	293.000	-	-	-	-
Prima Subasta	€/MWh	-	-	0,05	0,01	0,05	0,01	0,07	0,02
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	-	-	0,13	0,01	-	-	-	-
Rentas de Congestión MD (a)	€	141.685	70.843	120.745	20.940	-	-	-	-
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-40.838	-20.419	-39.354	-1.484	-	-	-	-
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	17.580	8.790	14.650	2.930	-	-	-	-
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	-23.258	-11.629	-24.704	1.446	-	-	-	-
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	118.427	59.214	96.041	22.386	-	-	-	-

* SEE: Sistema Eléctrico español.

** SEP: Sistema Eléctrico portugués.

*** Datos actualizados a 30 de noviembre de 2015.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE y OMIP

(81) 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 **[CONFIDENCIAL]** y ha sido 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, **[CONFIDENCIAL]**. El coste por la organización y gestión de las subastas que se celebren en 2015 asciende también a **[CONFIDENCIAL]**, abonado al 50% (**[CONFIDENCIAL]**).

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

(83) **[CONFIDENCIAL]**.

Anexo I. 5. Adjudicación Subastas de Contratos Tipo Opción

(84) En el Cuadro 14 se muestra la adjudicación de las nueve subastas de contratos tipo opción celebradas hasta la fecha²⁸.

²⁸ Véase nota al pie 27.

Cuadro 14. 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

