



**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
9 DE JUNIO DE 2015 (SEXTA SUBASTA)**

30 de junio de 2015

SUB/DE/002/15

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 9 DE JUNIO DE 2015 (SEXTA SUBASTA)

Expediente SUB/DE/002/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**Presidenta**

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D^a Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Tomás Suárez-Inclán González, Secretario del Consejo

En Madrid, a 30 de junio de 2015

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, la Sala de la 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, CELEBRADA EL 9 DE JUNIO DE 2015 (SEXTA SUBASTA)

Índice

1. Objeto del informe _____	4
2. Antecedentes normativos y características de las subastas _____	4
3. Evolución y resultados de la subasta _____	7
4. Propuesta de mejoras _____	11
ANEXO I. Evolución de la sexta subasta coordinada de contratos financieros para la interconexión eléctrica entre España y Portugal _____	13
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 _____	31

1. Objeto del informe

- (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 6ª subasta coordinada de contratos financieros para la interconexión eléctrica entre España y Portugal, celebrada el 9 de junio 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 separación de mercados (*market splitting*).

- (7) La separación de mercados es un mecanismo de asignación horaria de capacidad de interconexión entre 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, el mercado se separa en dos zonas diferentes y como consecuencia resultan precios diferentes 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)

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.

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.

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 2 de junio 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 9 de junio de 2015 (6ª subasta coordinada). A través de dicha Resolución se fijó la fecha de celebración de la subasta (9 de junio 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 tercer trimestre de 2015 y 100 MW para cada uno de los dos productos subastados con liquidación en el cuarto trimestre de 2015). 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 6ª 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.

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.

- (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 13:29 horas (CET) y las 13:30 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 13:30 horas (CET), y el cierre de recepción de ofertas fue a las 14:30 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 14:30 y las 14:40 horas.
 - La fase de procesamiento de las ofertas y el cálculo de los resultados se desarrolló entre las 14:40 horas y las 14:45 horas.
 - La fase en la que se facilitaron los resultados provisionales transcurrió entre las 14:45 horas y las 14:46 horas.
 - Por último, la fase de la subasta en la que se facilitaron los resultados definitivos de la misma se desarrolló entre las 14:46 horas y las 14:47 horas.

3. Evolución y resultados de la subasta

- (15) El **9 de junio de 2015**, se celebró la **6ª subasta** coordinada para la gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal, desde las

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.

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 6ª subasta coordinada se incorporó la oferta de 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 tercer trimestre de 2015 (cuarto trimestre de 2015).

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.

- 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 2 de junio 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 16:54 horas del 9 de junio de 2015.
- (17) Se subastaron **dos productos** de carga base y con periodo de liquidación en el **tercer trimestre de 2015** (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 **cuarto trimestre de 2015** (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 en junio de 2015 para el tercer trimestre de 2015 (e.sios de REE) ascendió a 2.790 MW de España hacia Portugal y a 2.600 MW de Portugal hacia España. Por tanto, los 500 MW subastados en la 3ª, 4ª, 5ª y 6ª subastas coordinadas de FTR con liquidación en el tercer trimestre de 2015 (100 MW en la 3ª¹¹, 100 MW en la 4ª¹², 100 MW en la 5ª¹³ y 200 MW en la 6ª), representaron en torno al 18% 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).

⁹ Contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal, de carga base (FTR P-E Base Q2-15), y de Portugal a España (FTR E-P Base Q2-15).

¹⁰ Contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal, de carga base (FTR P-E Base Q3-15), y de Portugal a España (FTR E-P Base Q3-15).

¹¹ 100 MW en cada uno de los dos productos de carga base y periodo de liquidación en el año 2015 subastados en la 3ª subasta.

¹² 100 MW en cada uno de los dos productos de carga base y periodo de liquidación en el año 2015 subastados en la 4ª subasta.

¹³ 100 MW en cada uno de los dos productos de carga base y periodo de liquidación en el tercer trimestre de 2015, subastados en la 5ª subasta.

- (20) Los **[CONFIDENCIAL]** agentes participantes para la compra de los contratos FTR P-E Base Q3-15 y FTR P-E Base Q4-15 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 Q3-15 y FTR E-P Base Q4-15 introdujeron 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 Q3-15 y 100 MW del FTR P-E Base Q4-15, resultando adjudicatarios 5 agentes de alguno de los productos o de ambos **[CONFIDENCIAL]**. Los precios resultantes de la subasta fueron 0,04 €/MWh para el contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2015 y 0,12 €/MWh para el contrato con liquidación en el cuarto trimestre de 2015.
- (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 Q3-15 y 100 MW del FTR E-P Base Q4-15, resultando adjudicatarios 6 agentes de alguno de los productos o de ambos **[CONFIDENCIAL]**. Los precios resultantes de la subasta fueron 0,02 €/MWh para el contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2015 y 0,06 €/MWh para el contrato con liquidación en el cuarto trimestre de 2015.
- (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 (0,04 €/MWh para el de liquidación en el tercer trimestre de 2015 y 0,12 €/MWh para el de liquidación en el cuarto trimestre de 2015) fueron superiores a los de los contratos FTR E-P de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal hacia España (0,02 €/MWh para el contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2015 y 0,06 €/MWh para el contrato con liquidación en el cuarto trimestre de 2015).
- (25) El precio del contrato FTR P-E Q3-15 de la 6ª subasta coordinada (0,04 €/MWh) fue superior al precio actuarialmente justo¹⁴ de los contratos FTR P-E Q3-14 (0,03 €/MWh). Por su parte, el precio del contrato FTR E-P Q3-15 de la 6ª subasta coordinada (0,02 €/MWh) fue superior al precio

¹⁴ 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 $P_P > P_E$.

actuarialmente justo de los contratos FTR E-P Q3-14¹⁵ (0 €/MWh¹⁶). y la de los precios medios entre España y Portugal cuando el precio spot de España es mayor que el precio spot de Portugal, desde el 1 de

- (26) El precio del contrato FTR P-E Q4-15 de la 6ª subasta coordinada (0,12 €/MWh) fue inferior al precio actuarialmente justo de los contratos FTR P-E Q4-14 (0,23 €/MWh). Por su parte, el precio del contrato FTR E-P Q4-15 de la 6ª subasta coordinada (0,06 €/MWh) fue superior al precio actuarialmente justo de los contratos FTR E-P Q4-14 (0,01 €/MWh).
- (27) Tanto los precios de los contratos FTR P-E Q3-15 y FTR E-P Q3-15, como los precios de los contratos FTR P-E Q4-15 y FTR E-P Q4-15, revelan una expectativa de relativa convergencia de precios entre España y Portugal en el tercer y cuarto trimestres de 2015, 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 Q3-15 y FTR P-E Q4-15 adjudicados (6ª subasta coordinada)

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

Cuadro 3. Distribución por agente de los contratos de compra FTR E-P Q3-15 y FTR E-P Q4-15 adjudicados (6ª 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 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 tercer y cuarto trimestre de 2015¹⁷.
- (29) En el Anexo I se facilita más información sobre la evolución de la subasta.

¹⁵ El precio (o prima) actuarialmente justo del contrato FTR E-P se calcula $Y(P_E - P_P) / N$; 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 $P_E > P_P$.

¹⁶ En ninguna hora del tercer trimestre de 2014 el precio spot de España fue superior al precio spot de Portugal

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).

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 aprobación del código de red de asignación a plazo de la capacidad (FCA NC) y la transición a la plataforma única europea de subastas.
- (31) Se entiende, por tanto, que en este momento no procede la proposición de mejoras, estando todavía pendiente la aprobación del mecanismo coordinado a nivel europeo, así como el desarrollo hacia una plataforma única de subastas. La CNMC participa en los grupos de trabajo, en los procedimientos de desarrollo y aprobación del FCA NC y en la elaboración de las Reglas armonizadas de subasta de capacidad transfronteriza a largo plazo a nivel europeo, que están siendo desarrolladas por ENTSO-E, así como en los análisis para la participación y el desarrollo de la plataforma única europea de subastas.
- (32) A lo largo del mes de septiembre está previsto que se lleve a cabo la votación del FCA NC por parte del Comité de Estados miembros, y que, previamente, a lo largo del mes de julio, se hayan remitido las Reglas europeas armonizadas de subasta para aprobación de los Reguladores energéticos nacionales, con la finalidad de que pudieran ser aplicadas a la asignación de la capacidad a plazo de la interconexión para productos con entrega/liquidación en el año 2016. No obstante, dado que la plataforma única europea está pendiente de desarrollo, se contempla que las subastas de asignación de la capacidad a plazo de la interconexión puedan continuar realizándose a través de plataformas regionales.
- (33) El procedimiento coordinado de subasta entre España y Portugal es el primer mecanismo europeo de gestión a plazo de la interconexión que se articula a través de contratos financieros (FTRs), y el producto subastado a través de dicho mecanismo tiene el grado de firmeza más elevado de entre los derechos de capacidad a largo plazo asignados actualmente en Europa.
- (34) Cabe destacar que en la última versión de las Reglas europeas armonizadas de subasta, que previamente sólo contemplaban la subasta de productos físicos para la asignación de la capacidad de la interconexión a la largo plazo, se han incluido también productos financieros (FTRs) tipo opción, y se ha incorporado, mediante Anexo al cuerpo principal de las Reglas, las particularidades de las subastas para la asignación a plazo de la capacidad de interconexión, entre otras, en la frontera Portugal-España.
- (35) Asimismo, cabe comentar que en la última revisión de las Reglas europeas armonizadas de subasta, a través de los Anexos específicos al cuerpo principal de las Reglas, algunas fronteras europeas han

manifestado su intención de evolucionar desde productos físicos para la asignación de la capacidad de la interconexión a largo plazo (PTRs) hacia productos financieros (FTRs)¹⁸.

- (36) 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 las Reglas armonizadas de subasta, 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 A modo de ejemplo, cabe mencionar las fronteras entre Bélgica y Holanda, así como entre Francia y Bélgica.

ANEXO I. Evolución de la sexta 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 Q3-15 y FTR E-P Base Q3-15 declaradas por **[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 Q3-15 (FTR E-P Base Q3-15) fue **[CONFIDENCIAL]** veces (**[CONFIDENCIAL]** veces) superior al subastado (200 MW).
- (37) En relación a los contratos con liquidación en el cuarto trimestre de 2015, las cantidades de compra al precio mínimo (0 €/MWh) para los contratos FTR P-E Base Q4-15 y FTR E-P Base Q4-15 declaradas por

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.

[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 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 Q4-15 (FTR E-P Base Q4-15) 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 Q3-15 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 Q3-15 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 cuarto trimestre de 2015, la cantidad de compra ofertada a precios superiores al precio mínimo (0 €/MWh) para el contrato FTR P-E Base Q4-15 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 Q4-15 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 Q3-15 fue [CONFIDENCIAL] €/MWh ([CONFIDENCIAL] MW) y lo incorporó [CONFIDENCIAL]. El precio más alto en las ofertas de compra presentadas para el contrato FTR P-E con liquidación en el cuarto trimestre de 2015 fue [CONFIDENCIAL] €/MWh ([CONFIDENCIAL] MW) y lo incorporaron [CONFIDENCIAL] (véase Cuadro 5).
- (42) En relación a los contratos FTR E-P, el precio más alto en las ofertas de compra presentadas para el contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2015 fue [CONFIDENCIAL] €/MWh, incorporado [CONFIDENCIAL] ([CONFIDENCIAL] MW), [CONFIDENCIAL]. El precio más alto en las ofertas de compra presentadas para el contrato FTR E-P con liquidación en el cuarto trimestre de 2015 fue [CONFIDENCIAL] €/MWh ([CONFIDENCIAL] MW) y lo incorporó [CONFIDENCIAL] (véase Cuadro 5).
- (43) Los precios resultantes de la subasta fueron: 0,04 €/MWh para el contrato FTR P-E Q3-15; 0,02 €/MWh para el contrato FTR E-P Q3-15; 0,12 €/MWh para el contrato FTR P-E Q4-15 y 0,06 €/MWh para el contrato FTR E-P Q4-15.
- (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 Q3-15 ([CONFIDENCIAL] MW) y se adjudicaron el [CONFIDENCIAL] % de los 200 MW adjudicados ([CONFIDENCIAL] MW). Para el contrato FTR P-E Q4-15, 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 tercer trimestre de 2015 ([CONFIDENCIAL] MW) y se adjudicaron el [CONFIDENCIAL] de los 200 MW adjudicados ([CONFIDENCIAL] MW). Para el contrato con liquidación en el cuarto trimestre de 2015, 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 de alguno de los productos subastados o de ambos **[CONFIDENCIAL]**. El mayor adjudicatario comprador para el contrato FTR P-E Q3-15 fue **[CONFIDENCIAL]**, con **[CONFIDENCIAL]** contratos de compra. Para el contrato FTR P-E Base Q4-15, 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, 6 agentes resultaron adjudicatarios de alguno de los productos subastados o de ambos **[CONFIDENCIAL]**. El mayor adjudicatario comprador para el contrato FTR E-P Q3-15 fue **[CONFIDENCIAL]**, con **[CONFIDENCIAL]** contratos de compra. Para el contrato FTR E-P Base Q4-15, 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 Q3-15 a precios superiores o iguales a 0,04 €/MWh fue de **[CONFIDENCIAL]** MW (**[CONFIDENCIAL]** MW ofertados a precios superiores a 0,04 €/MWh y **[CONFIDENCIAL]** MW ofertados a un precio igual a 0,04 €/MWh, incorporado por **[CONFIDENCIAL]**). Por tanto, la cantidad demandada al precio de equilibrio fue igual que la ofertada y no hubo exceso de oferta.
- (49) Para el contrato FTR P-E Q4-15, la oferta de compra acumulada 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 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 0,12 €/MWh, seguidos de **[CONFIDENCIAL]** MW de los **[CONFIDENCIAL]** MW demandados **[CONFIDENCIAL]** a 0,12 €/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 Q3-15 a precios superiores o iguales a 0,02 €/MWh fue de **[CONFIDENCIAL]** MW (**[CONFIDENCIAL]** MW ofertados a precios superiores a 0,02 €/MWh y **[CONFIDENCIAL]** MW ofertados a un precio igual a 0,02 €/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 0,02 €/MWh, seguidos de **[CONFIDENCIAL]** MW de los **[CONFIDENCIAL]** MW ofertados **[CONFIDENCIAL]** a 0,02 €/MWh, **[CONFIDENCIAL]**.
- (51) Para el contrato FTR E-P Q4-15, la oferta de compra acumulada 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]** a 0,06 €/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 Q3-15, 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 Q3-15 (0,04 €/MWh) **[CONFIDENCIAL]**.

- (54) Para el contrato FTR P-E Q4-15, 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 Q4-15 (0,12 €/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 Q3-15 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 Q3-15 (0,02 €/MWh) **[CONFIDENCIAL]**.
- (56) Para el contrato FTR E-P Q4-15, 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 Q4-15 (0,06 €/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 tercer trimestre de 2015 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 cuarto trimestre de 2015 se situaron en el entorno de **[CONFIDENCIAL]** en el entorno de **[CONFIDENCIAL]** (véanse Gráfico 3 y Gráfico 4).
- (58) **[CONFIDENCIAL]** al precio de equilibrio del contrato FTR P-E Q3-15 (0,04 €/MWh) y **[CONFIDENCIAL]** al precio de equilibrio del contrato FTR E-P Q3-15 (0,02 €/MWh). Análogamente para los contratos con liquidación en el cuarto trimestre de 2015, **[CONFIDENCIAL]** al precio de equilibrio del contrato FTR P-E Q4-15 (0,12 €/MWh) y **[CONFIDENCIAL]** al precio de equilibrio del contrato FTR E-P Q4-15 (0,06 €/MWh).

Gráfico 1. Curva de casación del contrato FTR P-E Q3-15 por tipología de agente

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

Gráfico 2. Curva de casación del contrato FTR E-P Q3-15 por tipología de agente

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Curva de casación del contrato FTR P-E Q4-15 por tipología de agente

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIP

Gráfico 4. Curva de casación del contrato FTR E-P Q4-15 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

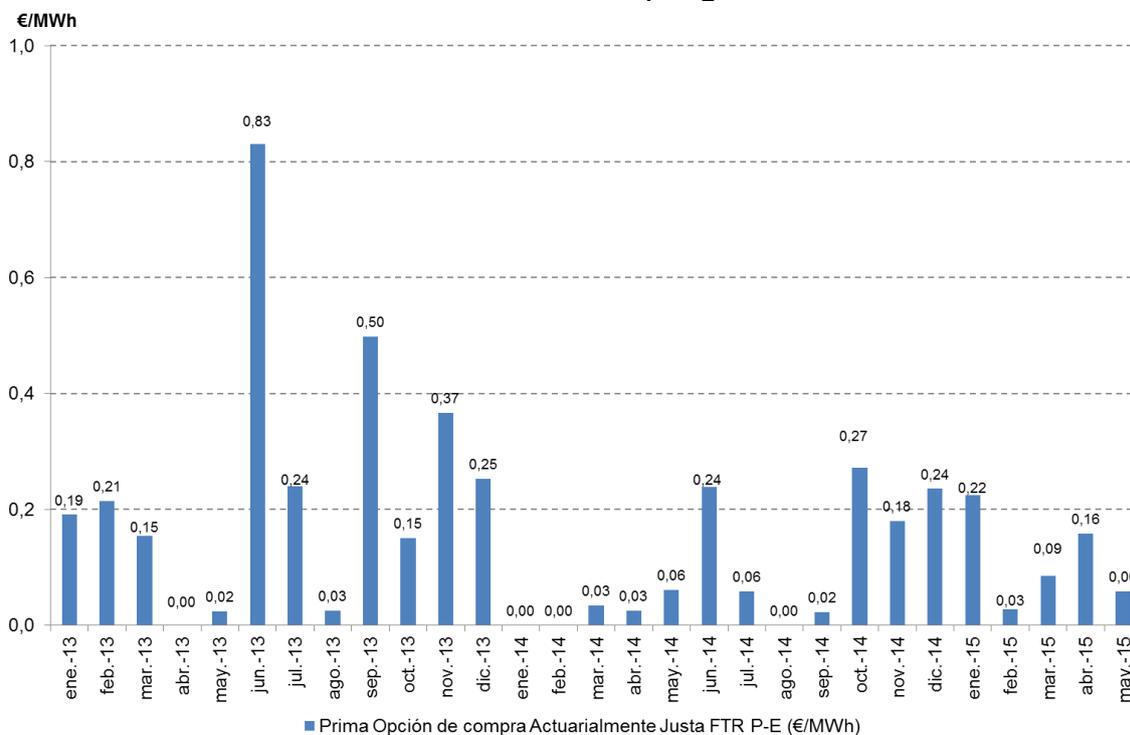
- (59) Desde el 19 de diciembre de 2013 cotizan en OMIP contratos FTR Base²⁰, si bien la negociación de los contratos tipo opción ha sido inexistente, con excepción de la negociación efectuada en las cinco subastas celebradas (véase Cláusulas contractuales generales-Contratos FTR Base de 17 de diciembre 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 2013 hasta el 31 de mayo 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 0,83 €/MWh (0,16 €/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 3,25 €/MWh (0,51 €/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 14.

²² Véase nota al pie 1514.

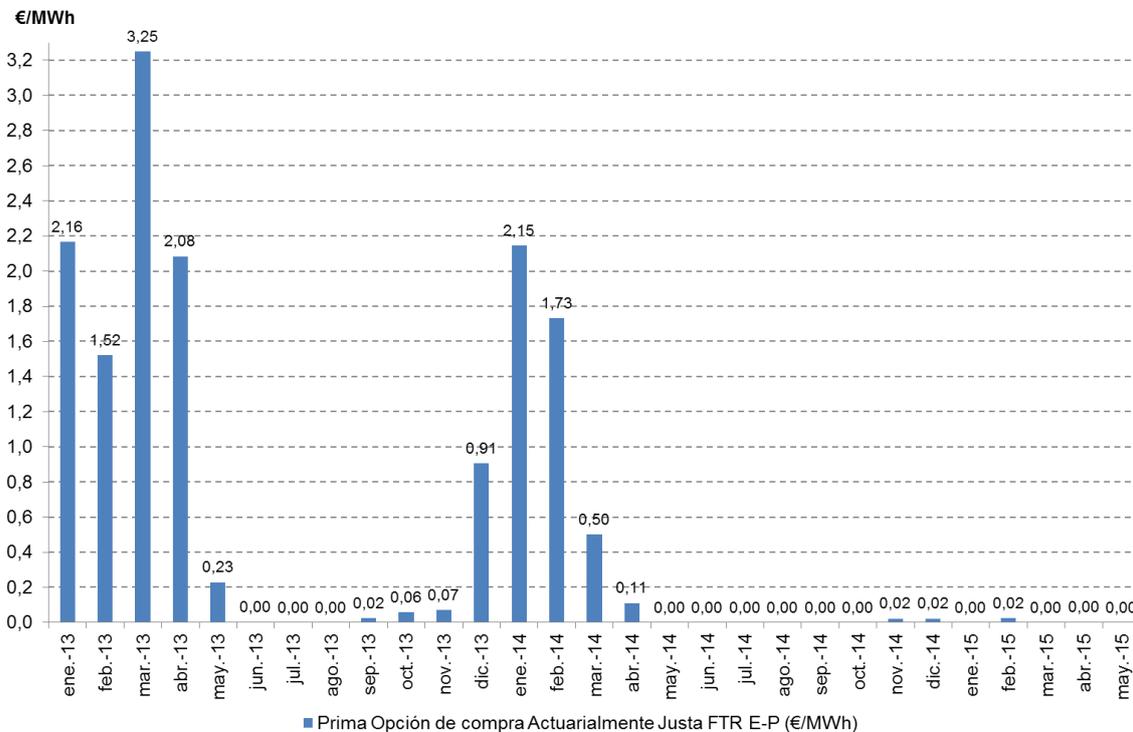
Gráfico 5. Referencias de precios medios del mercado spot ($P_P - P_E$) cuando $P_P > P_E$ *



*Datos actualizados a 31 de mayo 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 31 de mayo de 2015.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE

- (61) Se registraron elevados diferenciales de precios en sentido exportador de energía eléctrica de Portugal a España en los cinco primeros meses de 2013 y desde diciembre de 2013 hasta abril de 2014, debido en parte a la elevada generación hidráulica en Portugal. Desde mayo de 2014, la convergencia de precios entre España y Portugal es prácticamente total: en 243 horas de las 9.504 horas del periodo (1 de mayo de 2014 a 31 de mayo de 2015) el precio spot en Portugal ha sido diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 0,12 €/MWh).
- (62) El precio del contrato FTR P-E Q3-15 (0,04 €/MWh) subastado en la 6ª subasta coordinada fue similar al precio actuarialmente justo²³ del contrato contratos FTR P-E Q3-14²⁴ (0,03 €/MWh). Mientras que el precio del contrato FTR P-E Q4-15 (0,12 €/MWh) en la 6ª subasta fue inferior al precio actuarialmente justo²⁵ del contrato FTR P-E Q4-15 (0,23 €/MWh).
- (63) Los precios de los contratos FTR E-P Q3-15 (0,02 €/MWh) y FTR E-P Q4-15 (0,06 €/MWh) subastados en la 6ª subasta coordinada fueron superiores

²³ Véase nota al pie 14.

²⁴ Datos actualizados a 31 de mayo de 2015.

²⁵ Véase nota al pie 1514.

al precio actuarialmente justo de los contratos FTR P-E Q3-14 (0 €/MWh) y FTR E-P Q4-14 (0,01 €/MWh).

- (64) Tanto los precios de los contratos FTR P-E Q3-15 y FTR E-P Q3-15, como los precios de los contratos FTR P-E Q4-15 y FTR E-P Q4-15, revelan una expectativa de relativa convergencia de precios entre España y Portugal en el tercer y cuarto trimestre de 2015, 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 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 tercer y cuarto trimestre de 2015²⁶.

Resumen de los ingresos/pagos realizados por el Sistema en relación a la gestión de la interconexión España-Portugal (1ª a 5ª 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 ha sido 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 €) ha sido 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 €) ha sido 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 €) ha sido 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 ha sido 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 €) ha sido 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 31 de mayo de 2015, el precio resultante del contrato FTR P-E YR-15 estuvo por debajo del precio actuarialmente justo (0,11 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato hasta la fecha (41.402 €) ha sido superior a su recaudación (38.390 €). Por el contrario, 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 (1.739 €) fue inferior a su recaudación (20.160 €).

- (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 ha sido 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, con datos hasta el 31 de mayo de 2015 el precio resultante del contrato FTR P-E Q1-15 estuvo por debajo del precio actuarialmente justo (0,12 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato (75.027 €) ha sido superior a su recaudación (60.770 €). 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 31 de mayo de 2015, el precio resultante del contrato FTR P-E YR-15 estuvo por encima del precio actuarialmente justo (0,11 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato hasta la fecha (41.402 €) ha sido inferior a su recaudación (46.068 €). 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 (1.739 €) fue inferior a su recaudación (76.780 €).
- (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 ha sido 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 trimestre de 2015. En particular, con datos hasta el 31 de mayo de 2015 el precio resultante del contrato FTR P-E Q2-15 estuvo por debajo del precio actuarialmente justo (0,10 €/MWh) y por tanto, la liquidación financiera del contrato (49.179 €) ha sido superior a su recaudación (35.280 €). 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 (15.120 €).

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 4º trimestre de 2014 y Año 2015 (3ª subasta coordinada).
Recaudación y pagos del Sistema.**

3ª 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	3.839	3.839
Energía	MWh	2.093.201	-	662.700	662.700	383.901	383.901
Prima Subasta	€/MWh	-	-	0,11	0,07	0,10	0,10
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	-	-	0,23	0,01	0,11	0,00
Rentas de Congestión MD (a)	€	1.130.059	565.029	384.793	79.701	616.858	48.707
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-205.270	-102.635	-152.532	-9.597	-41.402	-1.739
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	196.066	98.033	72.897	46.389	38.390	38.390
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	-9.204	-4.602	-79.635	36.792	-3.012	36.651
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	1.120.855	560.427	305.158	116.493	613.846	85.358

* SEE: Sistema Eléctrico español.

** SEP: Sistema Eléctrico portugués.

*** Datos actualizados a 31 de mayo 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 1º trimestre y Año 2015 (4ª subasta coordinada).
Recaudación y pagos del Sistema.**

4ª 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 Periodo	Nº Horas	-	-	2.159	2.159	3.839	3.839
Energía	MWh	2.063.201	-	647.700	647.700	383.901	383.901
Prima Subasta	€/MWh	-	-	0,10	0,50	0,12	0,20
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	-	-	0,12	0,01	0,11	0,00
Rentas de Congestión MD (a)	€	1.061.393	530.696	348.889	46.939	616.858	48.707
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-123.181	-61.591	-75.027	-5.013	-41.402	-1.739
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	511.468	255.734	64.770	323.850	46.068	76.780
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	388.287	194.144	-10.257	318.837	4.666	75.041
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	1.449.680	724.840	338.632	365.776	621.524	123.748

* SEE: Sistema Eléctrico español.

** SEP: Sistema Eléctrico portugués.

*** Datos actualizados a 31 de mayo 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 2º y 3º trimestres de 2015 (5ª subasta coordinada).

Recaudación y pagos del Sistema.

5ª 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	600	-	300	300	100	100
Horas Período	Nº Horas	-	-	1.680	1.680	-	-
Energía	MWh	1.008.000	-	504.000	504.000	-	-
Prima Subasta	€/MWh	-	-	0,07	0,03	0,05	0,03
Prima Opción de compra Actuarialmente Justa FTR	€/MWh	-	-	0,10	0,00	-	-
Rentas de Congestión MD (a)	€	269.737	134.868	267.969	1.768	-	-
Pagos (-) del Sistema por la liquidación financiera del contrato subastado (b)	€	-49.383	-24.692	-49.179	-204	-	-
Recaudación por producto Subastado (Prima de la opción) (c)	€	50.400	25.200	35.280	15.120	-	-
Liquidación+Recaudación (b) + (c)	€	1.017	509	-13.899	14.916	-	-
Rentas de Congestión + Liquidación + Recaudación [(a) + (b) + (c)]	€	270.754	135.377	254.070	16.684	-	-

* SEE: Sistema Eléctrico español.

** SEP: Sistema Eléctrico portugués.

*** Datos actualizados a 31 de mayo de 2015.

Fuente: CNMC a partir de datos de OMIE y OMIP

(77) 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]**).

(78) 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.

(79) **[CONFIDENCIAL]**.

Anexo I. 5. Adjudicación Subastas de Contratos Tipo Opción

(80) En el Cuadro 12 se muestra la adjudicación de las siete subastas de contratos tipo opción celebradas hasta la fecha²⁸.

²⁸ Véase nota al pie 27.

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

