



**INFORME DE SEGUIMIENTO
DE MERCADOS A PLAZO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
ESPAÑA (AGOSTO DE 2015)**

1 de octubre de 2015

IS/DE/003/15

Índice

1.	Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	3
1.1.	Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes	3
1.2.	Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos day-ahead)	6
2.	Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	7
2.1.	Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	8
2.2.	Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	12
2.3.	Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento	15
2.4.	Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	16
3.	Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	21
3.1.	Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot en España, Alemania y Francia	21
3.2.	Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	24
3.3.	Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	26
3.4.	Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-15 y Cal-16 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	30
3.5.	Análisis de los precios spot en España	31

1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España

A continuación se describe la evolución de las cotizaciones a plazo de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española en el mercado organizado –OMIP¹– y la diferencia entre dichas cotizaciones y los precios spot realizados. En la sección 1.1 se analizan los contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes y en la sección 1.2 se analizan los contratos con horizonte de liquidación inferior al mes (en particular, los contratos con vencimiento el día siguiente -contratos *day-ahead*-).

1.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes

Durante el mes de agosto de 2015, en un contexto descendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior, las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica en España mostraron también una tendencia decreciente con la excepción de los contratos con liquidación en noviembre de 2015 y con liquidación en el tercer trimestre de 2016.

Las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en septiembre y octubre de 2015 contabilizaron un descenso del 1,2% y 0,4% respectivamente, mientras que la relativa a los contratos mensuales con liquidación en noviembre de 2015 mostró una subida del 1,4%. Por su parte, la cotización de los contratos trimestrales con vencimiento en el cuarto trimestre de 2015 experimentó un ligero descenso del 0,2% mientras que las de los dos primeros trimestres de 2016 contabilizaron caídas del 1,4% y 2,1% respectivamente, permaneciendo prácticamente sin cambios la cotización del contrato trimestral con vencimiento en el tercer trimestre de 2016 (+0,1%). En concreto, los contratos trimestrales se situaron, a cierre de mes (31 de agosto), en 49,35 €/MWh el Q4-15, 46,20 €/MWh el Q1-16, en 44,35 €/MWh el Q2-16 y en 51,59 €/MWh el Q3-16.

Por su parte, la cotización del contrato anual con liquidación en el año 2016 se situó a cierre de mes (31 de agosto) en 47,35 €/MWh, con un descenso del 1,4% respecto a la registrada en el mes anterior.

¹ No existen ganancias de arbitraje entre el mercado organizado (OMIP) y no organizado (OTC), ya que no se registran diferencias significativas entre las cotizaciones de los contratos equivalentes negociados en ambos mercados. En este sentido, las cotizaciones públicas de OMIP son representativas de los precios en los mercados a plazo de energía eléctrica en España.

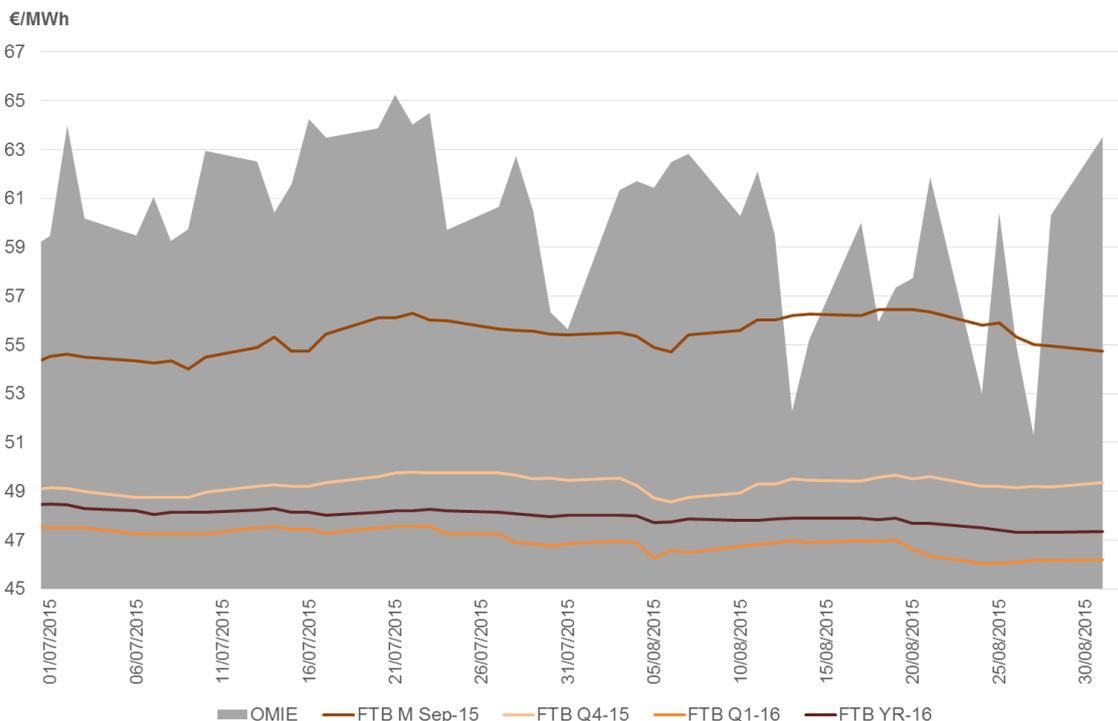
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE AGOSTO DE 2015				MES DE JULIO DE 2015				% Variación últ. cotización ago-15 vs. jul-15
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Sep-15	54,73	56,43	54,72	55,69	55,40	56,30	54,00	55,15	-1,2%
FTB M Oct-15	53,07	54,20	52,25	53,38	53,27	53,63	50,22	52,41	-0,4%
FTB M Nov-15	46,28	46,55	45,04	45,82	45,63	47,23	44,96	46,10	1,4%
FTB Q4-15	49,35	49,65	48,55	49,25	49,45	49,78	48,75	49,30	-0,2%
FTB Q1-16	46,20	47,00	46,05	46,57	46,85	47,55	46,75	47,30	-1,4%
FTB Q2-16	44,35	45,29	44,31	44,71	45,32	45,56	45,10	45,34	-2,1%
FTB Q3-16	51,59	52,25	51,35	51,87	51,56	52,08	51,42	51,67	0,1%
FTB YR-16	47,35	48,00	47,30	47,70	48,00	48,47	47,95	48,17	-1,4%
FTB YR-17	47,15	47,79	47,10	47,50	47,62	48,22	47,57	47,90	-1,0%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de agosto a 31/08/15 y cotizaciones de julio a 31/07/2015.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

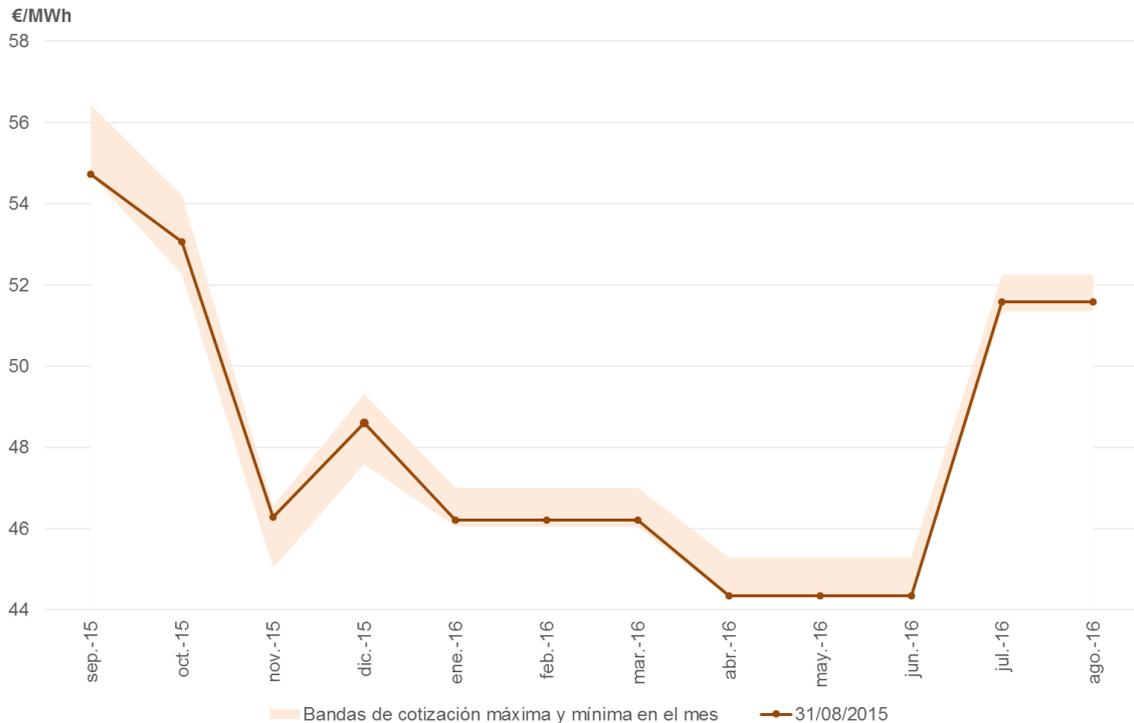
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 julio – 31 de agosto de 2015



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

El Gráfico 2 (a continuación) muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de agosto de 2015. Se observa una tendencia decreciente de la curva a plazo a partir de octubre, especialmente pronunciada para el horizonte de liquidación en noviembre 2015, que se mantiene hasta junio de 2016, para repuntar posteriormente en los vencimientos del tercer trimestre de 2016.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de agosto de 2015



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP

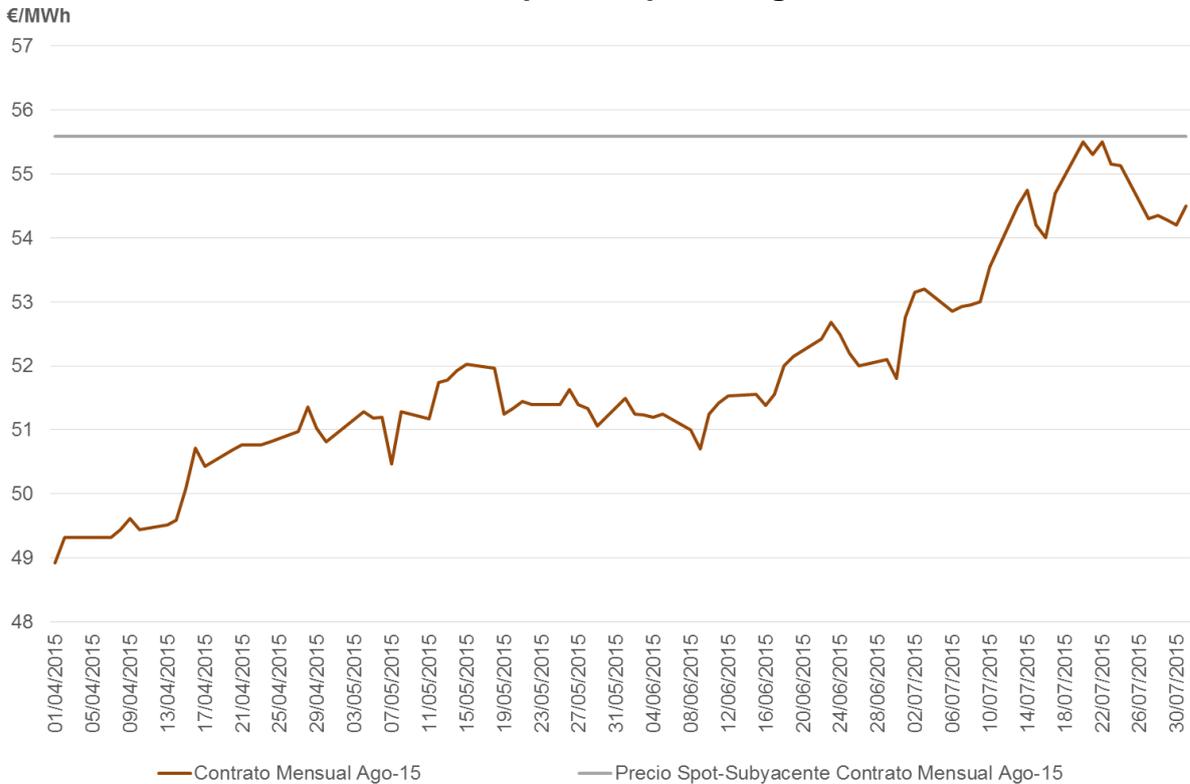
En el mes de agosto, el precio medio del mercado diario (55,59 €/MWh) descendió un 6,6% respecto al registrado en el mes anterior (59,55 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en agosto de 2015 (31 de julio de 2015) anticipaba un precio medio del mercado diario de 54,50 €/MWh para dicho mes, un 2% inferior al precio spot finalmente registrado (55,59 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP², se alcanzaron el 20 y 22 de julio de 2015 (máxima de 55,50 MWh) y el 1 de abril de 2015 (mínima de 48,92 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 6,58 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post³ fueron negativas en todo el horizonte de cotización del contrato, por lo que las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas).

² Del 1 de abril de 2015 al 31 de julio de 2015.

³ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en agosto de 2015 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en agosto de 2015.

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en agosto de 2015 en OMIP vs. precio spot de agosto de 2015



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

Para el mes de septiembre, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 31 de agosto), anticipa un precio medio del mercado diario de 54,73 €/MWh.

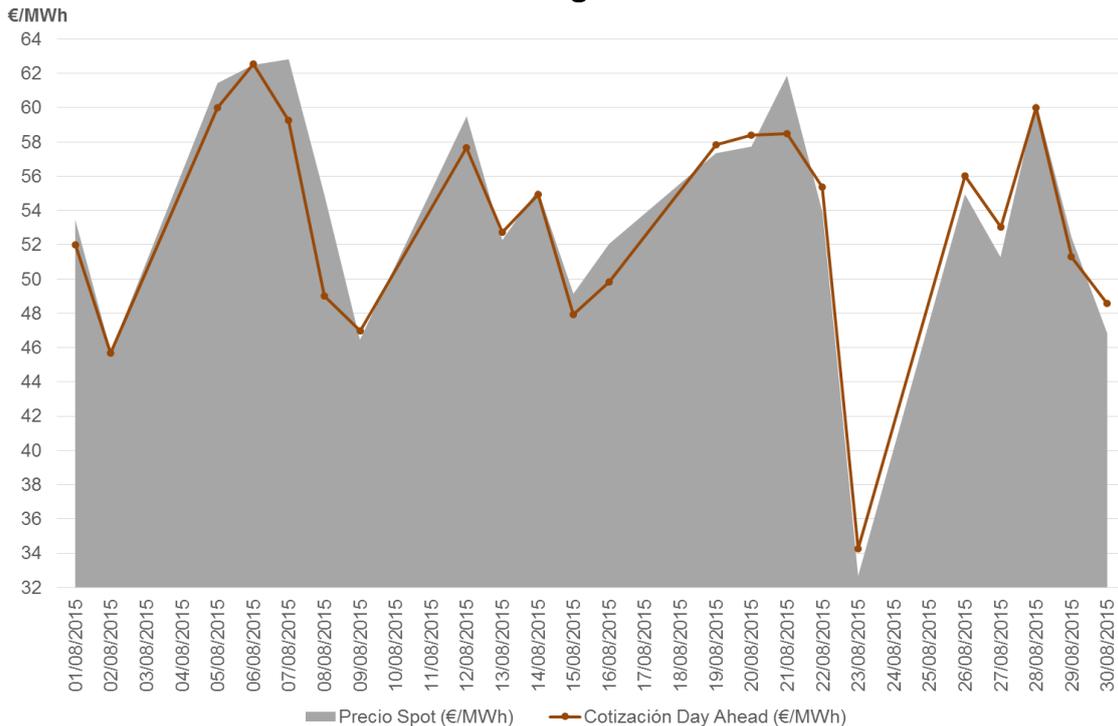
1.2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos *day-ahead*)

En agosto de 2015 los precios de los contratos *day-ahead* anticiparon, de media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). La prima de riesgo ex post mayor se registró el 8 de agosto y ascendió a 5,93 €/MWh. En particular, el precio medio diario del mercado de contado en agosto de 2015 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁴) ascendió a 53,86 €/MWh, 0,59 €/MWh superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en agosto de 2015 (53,26 €/MWh).

⁴ Cabe señalar que los contratos a plazo *day-ahead* se negocian en OMIP de lunes a viernes, para liquidación de martes a sábado, respectivamente, y por tanto, no se negocian contratos *day-ahead* con liquidación en domingo y en lunes.

Por tanto, la ‘prima de riesgo’ de los contratos *day-ahead* en OMIP (diferencia entre la cotización media del contrato *day-ahead* en OMIP y el precio del subyacente) fue negativa (0,59 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Periodo: agosto de 2015



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP

2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo

A continuación se describe la evolución de la negociación, en términos acumulados, en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX⁵– y no organizado –mercado OTC–). En la sección 2.2 se analiza en detalle la evolución del volumen de negociación en dichos mercados por tipo de contrato (en función del vencimiento) y en la sección 2.3 se analiza la evolución del volumen negociado en función del número de días desde que dicho volumen se negocia hasta que empieza a liquidarse. La sección 2.4 muestra cuánto del volumen negociado en los mercados a plazo se liquida cada mes.

⁵ Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX. En particular, la primera transacción en el mercado organizado se realizó el 25 de febrero de 2015.

2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX

En esta sección se presentan los volúmenes de negociación en los mercados de futuros de OMIP y de EEX y en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de julio y agosto de 2015⁶.

En el mes de agosto de 2015 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 8 TWh, un 20,4% superior al volumen registrado en el mes anterior (6,7 TWh, en julio de 2015), y un 26,8% superior al volumen negociado en los mercados OTC y OMIP durante el mismo mes del año anterior (6,3 TWh en agosto de 2014).

El volumen negociado en OMIP en agosto de 2015 representó el 6,7% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 9,5% en julio de 2015. En el conjunto de 2014, el volumen negociado en OMIP supuso el 11,7% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+OTC).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados, durante los ocho primeros meses de 2015 (97 TWh), representó el 57,8% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (167,8 TWh); inferior al porcentaje (131,9%) que representó la negociación en dichos mercados en todo el año 2014 (320,8 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular (243,2 TWh).

En el mes de agosto de 2015, el volumen negociado en el mercado OTC registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) de OMIClear (mercado de futuros de OMIP), BME Clearing y European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de

⁶ La CNMC dispone de información completa de las transacciones que se realizan en el mercado de futuros de OMIP, así como de las transacciones que se negocian en el mercado OTC que se registran voluntariamente por las partes en OMIClear (Cámara de Contrapartida Central del mercado de futuros de OMIP). Dicha información es remitida diariamente por la CMVM al resto de miembros del Consejo de Reguladores del MIBEL al cierre de cada sesión de negociación.

La información de las transacciones con subyacente español que se negocian o se registran en el mercado de futuros de EEX está disponible en su página web (<https://www.eex.com>). Dicha información no incluye la identidad de las contrapartes.

Por último, en relación a la información negociada en el mercado OTC, la CNMC recibe diariamente (o mensualmente) un correo de las principales agencias de intermediación que operan en el mercado OTC de energía eléctrica con subyacente el precio spot español, que estas remiten voluntariamente, con las transacciones intermediadas por cada una de las agencias así como con los precios de cierre (mejor precio de compra, "bid", y mejor precio de venta, "ask"). En dicha información no se incluye la identidad de las contrapartes.

EEX⁷) se situó en 3,6 TWh (-11,3% respecto al mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado, en agosto de 2015, para su compensación y liquidación en CCPs (OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC) sobre el volumen total negociado en el mercado OTC representó el 47,8%. En el mismo periodo del año 2014 dicho porcentaje fue inferior (37,3%), situándose para el conjunto de 2014 en un 29,4%.

Cuadro 2. Estadística descriptiva del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Mensual y acumulado en el año

Volumen negociado (GWh)	Mes actual agosto 2015	Mes anterior julio 2015	% Variación	Total 2015	Total 2014
OMIP	539	633	-14,8%	9.997	37.527
EEX	37	33	10,5%	470	0
OTC	7.460	6.010	24,1%	86.570	283.229
OTC registrado y compensado*:	3.566	4.022	-11,3%	38.686	83.255
<i>OMIClear</i>	1.154	1.259	-8,4%	18.116	49.558
<i>BME Clearing</i>	929	1.276	-27,2%	12.052	32.127
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	1.484	1.487	-0,2%	8.519	1.570
Total (OMIP, EEX y OTC)	8.036	6.676	20,4%	97.036	320.755

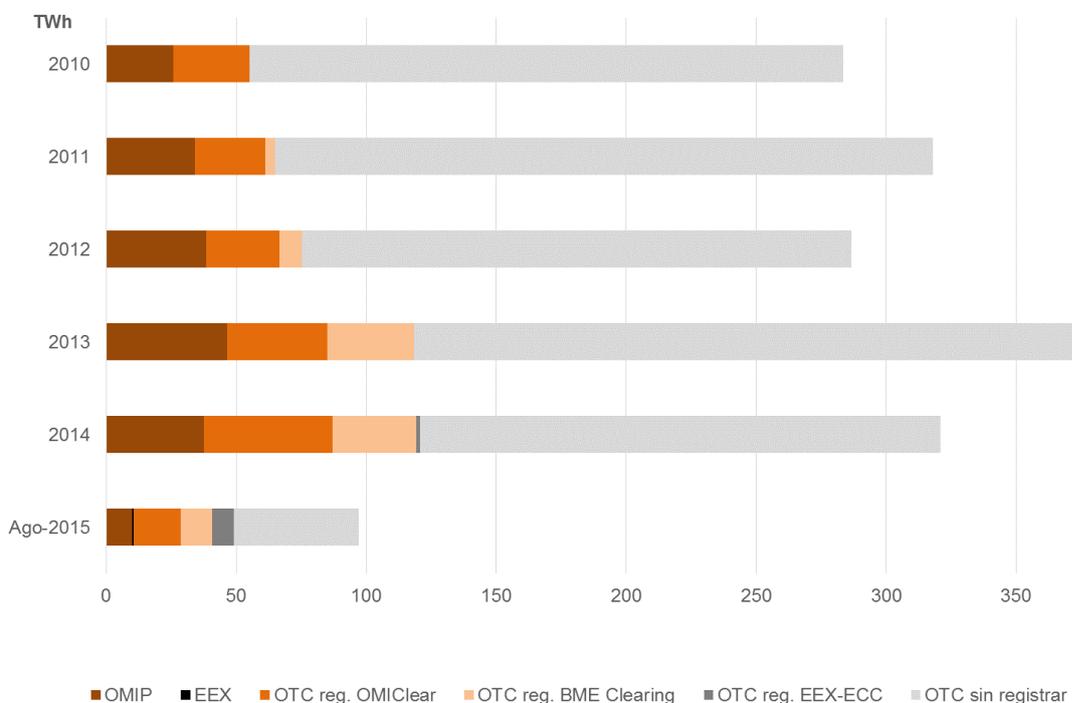
*El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse en CCPs si las contrapartes así lo quieren.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2010 hasta el 31 de agosto de 2015, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, en OMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en el mercado organizado de OMIP y de EEX. En el Gráfico 6 se muestra esa misma información en términos porcentuales.

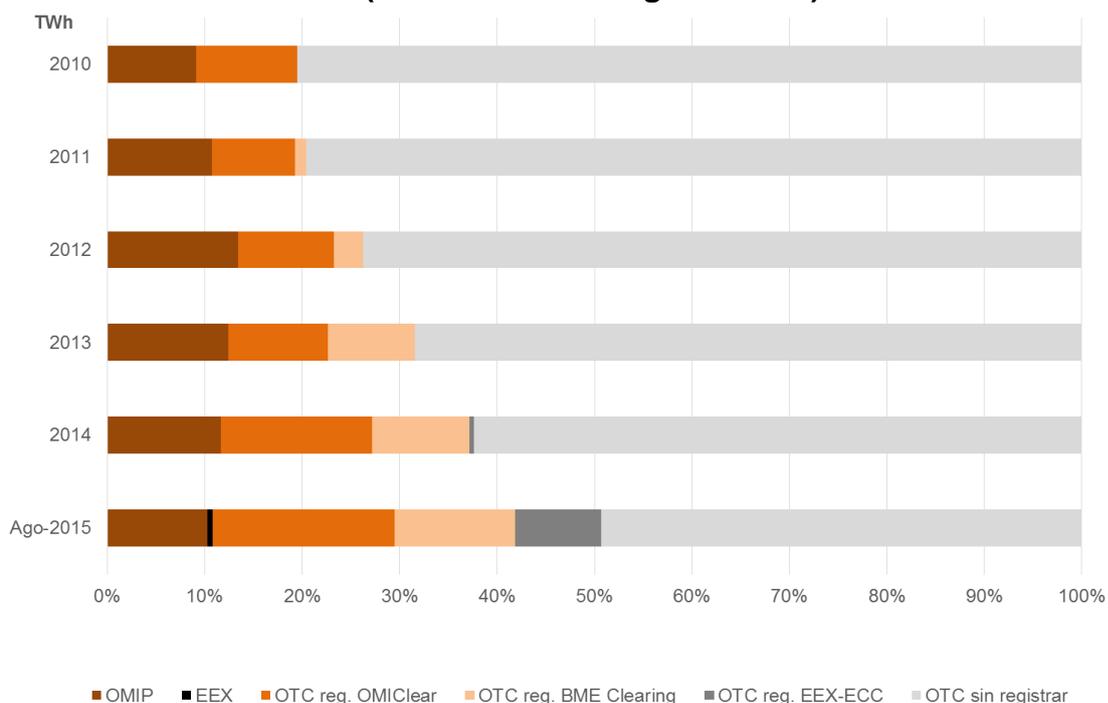
⁷ EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por ECC. Análogamente, OMIP-OMIClear ofrece a sus participantes la posibilidad de registrar futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot francés y precio spot alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX.

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo (enero de 2010 a agosto de 2015)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

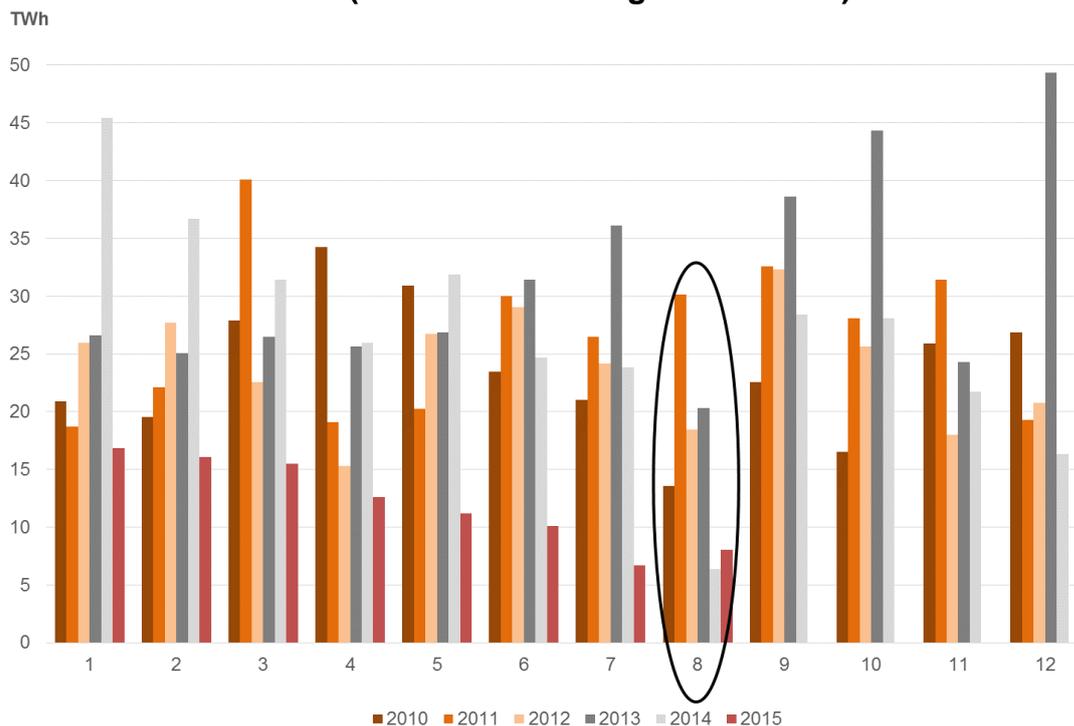
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo (enero de 2010 a agosto 2015)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

El Gráfico 7 muestra la evolución del volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX desde enero de 2010 hasta agosto de 2015. En este último mes el volumen negociado en dichos mercados (8 TWh) se incrementó un 26,8% respecto al volumen negociado en el mismo mes del año anterior (6,7 TWh, en agosto de 2014).

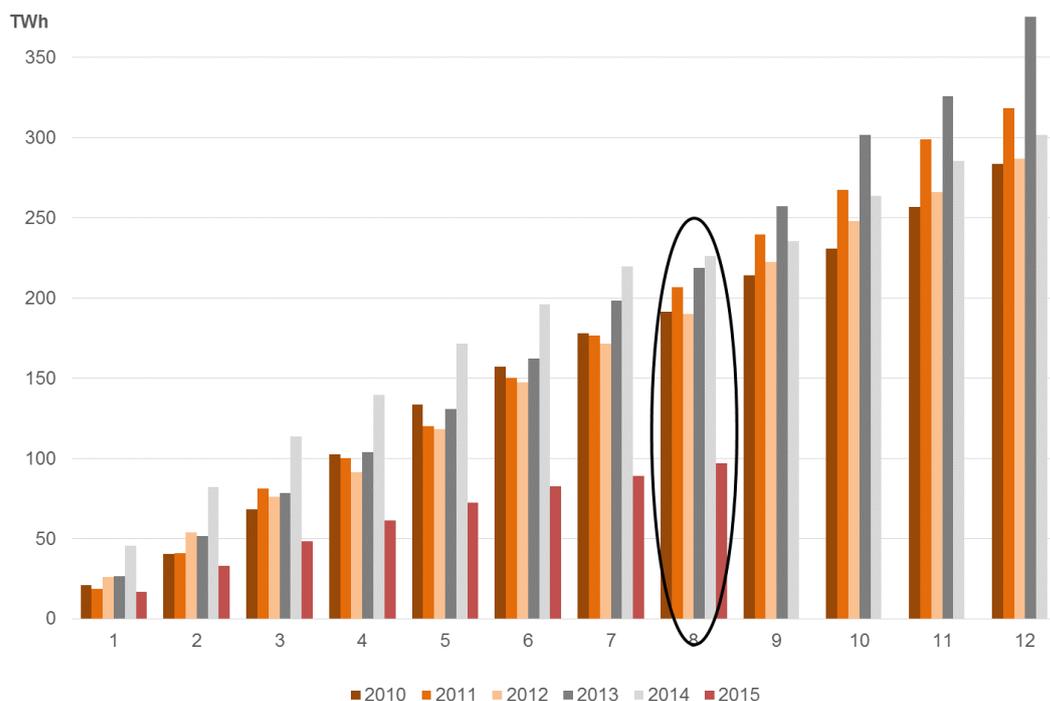
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (enero de 2010 a agosto de 2015)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

En el Gráfico 8 se presenta la misma información que en el gráfico anterior, pero acumulando, para cada año y en cada uno de los meses, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX.

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (enero de 2010 a agosto de 2015)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

2.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

En este apartado se analiza la negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en función del vencimiento). En el Cuadro 3 se muestra, para los meses de julio y de agosto de 2015, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX para cada tipo de contrato, diferenciando entre contratos de corto y de largo plazo. En el Gráfico 9 se refleja, para el periodo comprendido entre agosto de 2013 y agosto de 2015, el volumen de energía mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. El Gráfico 10 recoge la misma información que en el gráfico anterior, pero en términos porcentuales.

En agosto de 2015 el porcentaje de negociación de los contratos con horizonte de liquidación igual o superior a 1 mes, sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX fue del 82,3% (6,6 TWh). En el mes de julio de 2015 dicho porcentaje de negociación fue similar (83,1%; 5,5 TWh).

Por su parte, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales), sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 17,7% (1,4 TWh). En el mes de julio de 2015 dicho porcentaje de negociación fue inferior (16,9%;1,1 TWh).

En agosto de 2015 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos trimestrales, con el 38,2% (2,5 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (6,6 TWh)⁸. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación anual, con el 36,8% (2,4 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo (el volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista Cal+2 ascendió a 1 TWh, el 41,1% de los contratos anuales negociados y el 6,7% del volumen total negociado).

El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación diaria con el 54,7% (0,8 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,4 TWh)⁹, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 40,2% (0,6 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y Anual (GWh)

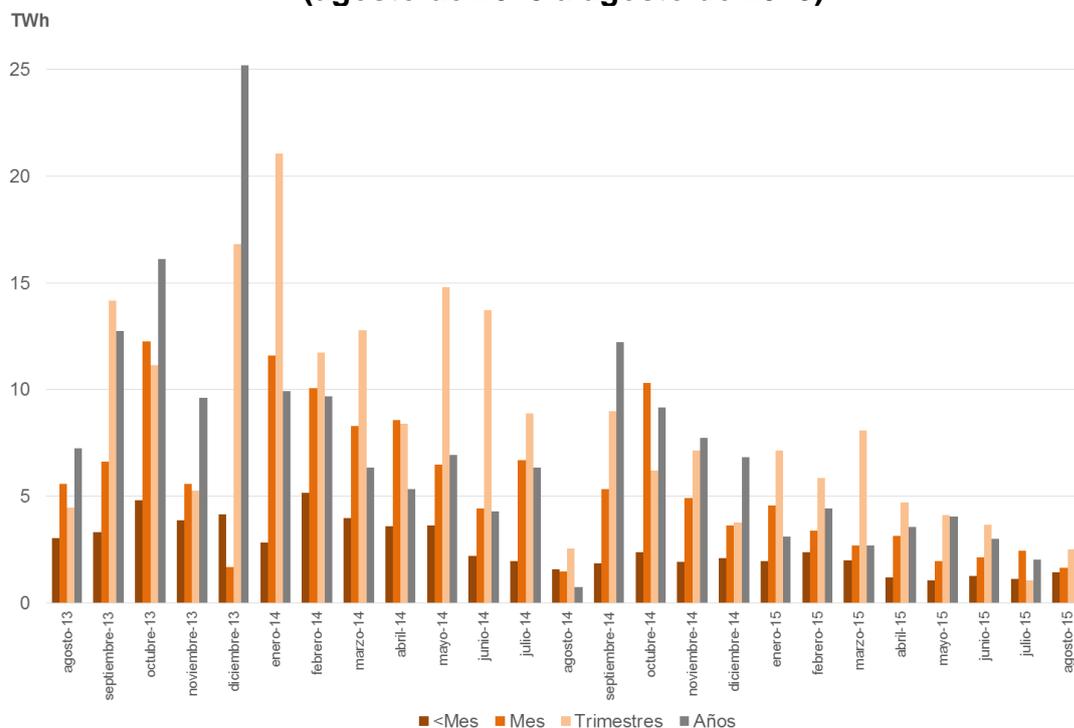
Tipo de contrato	Mes actual ago-15	Mes anterior jul-15	% Variación	Total 2014	% Total 2014
Diario	780	534	45,9%	10.044	30,2%
Fin de semana	72	67	8,8%	1.888	5,7%
Balance de semana	0	0	-	7	0,0%
Semana	572	527	8,6%	21.368	64,2%
Total Corto Plazo	1.424	1.128	26,3%	33.307	10,4%
Mensual	1.653	2.460	-32,8%	81.839	28,5%
Trimestral	2.528	1.069	136,6%	120.031	41,8%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%
Anual	2.430	2.020	20,3%	85.578	29,8%
Total Largo Plazo	6.612	5.548	19,2%	287.449	89,6%
Total	8.036	6.676	20,4%	320.755	100,0%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación y OMIP-OMIClear y EEX-ECC

⁸ En el mes de julio de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (19,3%; 1,1 TWh).

⁹ En el mes de julio de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (47,4%; 0,5 TWh)

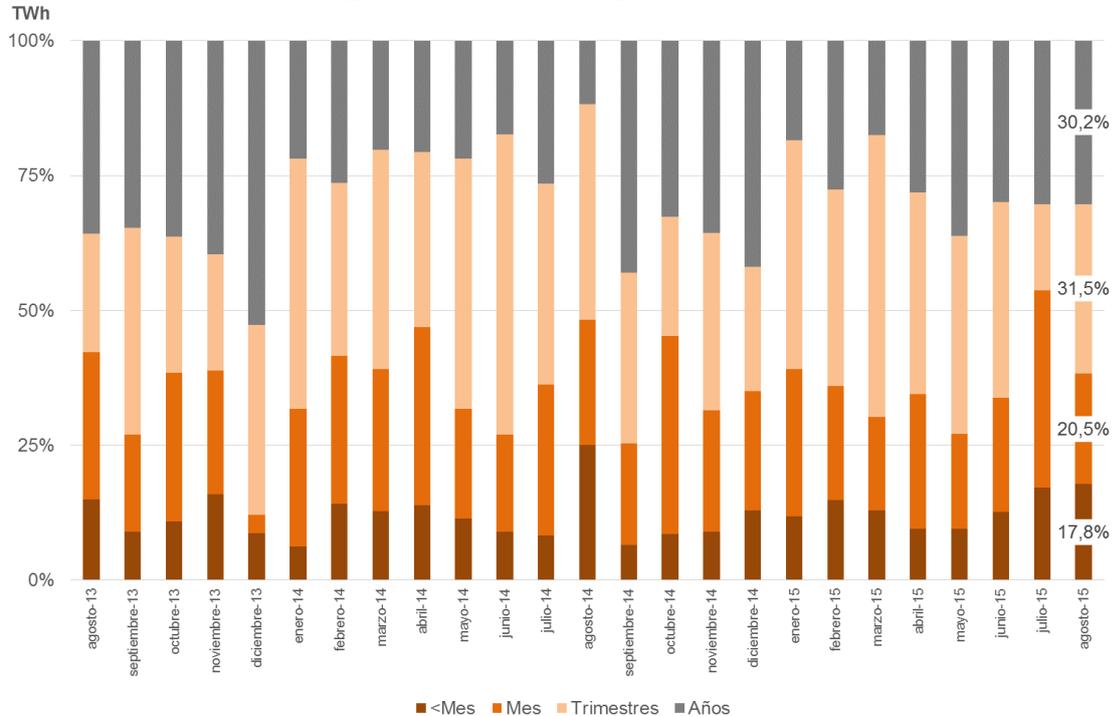
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh) (agosto de 2013 a agosto de 2015)



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Gráfico 10. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %) (agosto de 2013 a agosto de 2015)



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

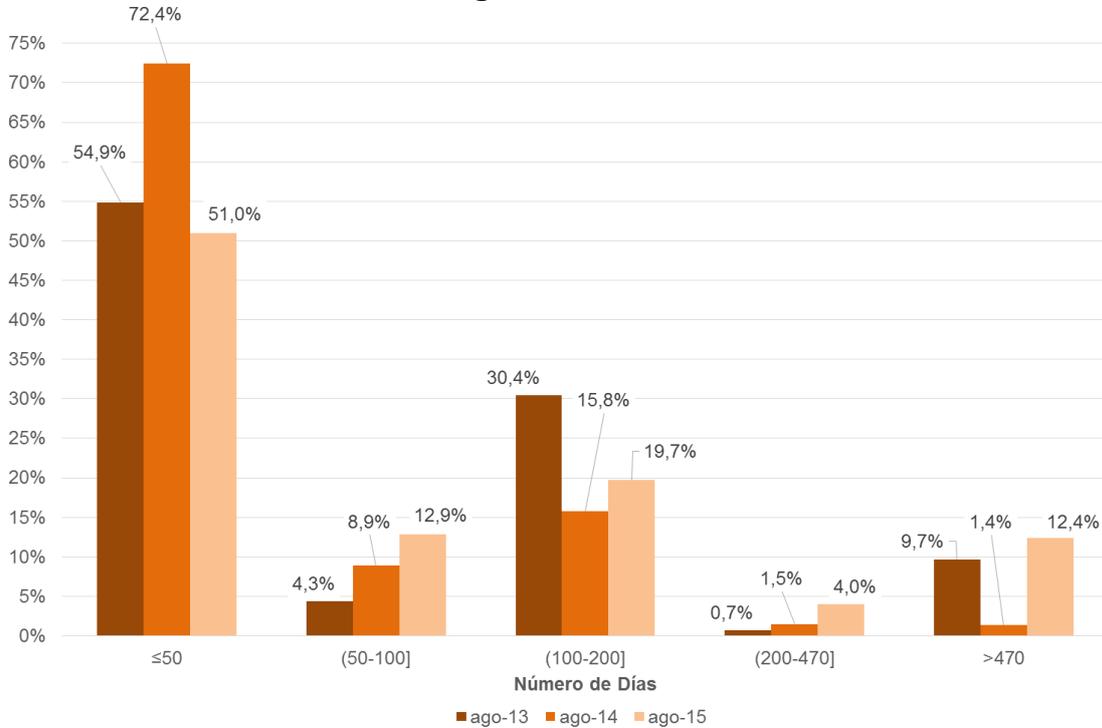
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento

En agosto de 2015, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimientos próximos a la fecha de negociación. En particular, el 63,9% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX, durante el mes de agosto de 2015, iniciarán su liquidación en 100 días (en agosto de 2014 este porcentaje fue superior, del 81,3%, situándose para el conjunto de 2014 en el 65%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista Cal+2, negociados en agosto de 2015, ascendió a 1 GWh (0,1 GWh en agosto de 2014) (véase Gráfico 11).

Gráfico 11. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación

El Gráfico 12 muestra el volumen total negociado (en GWh), en los mercados OTC, OMIP y EEX, de contratos de carga base por mes de liquidación.

Hasta el 31 de agosto de 2015, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en agosto de 2015¹⁰ se situó en torno a 20.925 GWh, un 2,1% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en julio de 2015 (20.496 GWh), y un 27,3% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en agosto de 2014 (28.764 GWh).

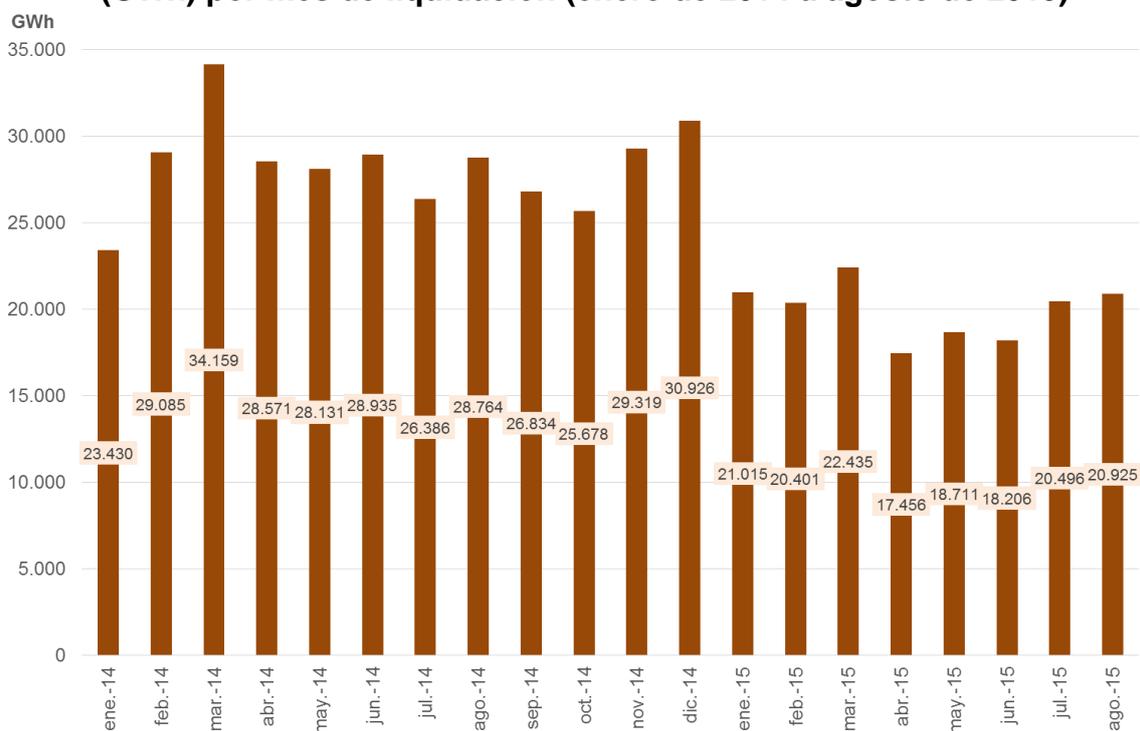
Del volumen total negociado, hasta el 31 de agosto de 2015, sobre contratos con liquidación en agosto de 2015, el 93,2% (19.501 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual ago-15, trimestral

¹⁰ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en julio de 2015: mensual ago-15, trimestral Q3-15, anual-15, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en agosto de 2015, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Q3-15 y anual 2015), mientras que el 6,8% restante (1.424 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana, semanales y balances de mes).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen de negociación sobre contratos con liquidación en agosto de 2015 (20.925 GWh) representó el 100,5% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.831 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación (enero de 2014 a agosto de 2015)



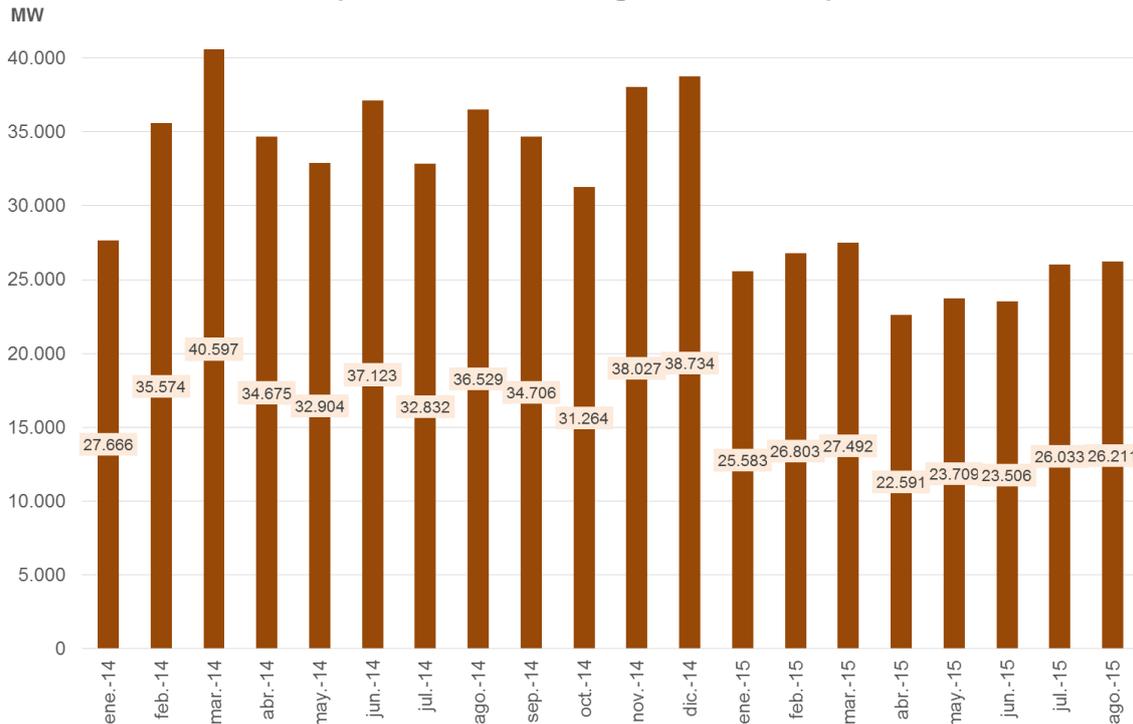
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El Gráfico 13 muestra el volumen total negociado (en MW), en los mercados OTC, OMIP y EEX, de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales por mes de liquidación¹¹. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en agosto de 2015 (ago-15, Q3-15 y anual 2015) se situó en torno a 26.211 MW, un 0,7% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de julio de 2015 (26.033 MW), y un 28,2% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de agosto de 2014 (36.529 MW). El 28,3% (7.424 MW) del volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de agosto de 2015 (26.211 MW) se

¹¹ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

registró en OMIClear¹² (véase Gráfico 14) y el 7,9% (2.072 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de agosto de 2015 (26.211 MW), representó el 93,6% de la demanda horaria media de dicho mes (27.999 MW).

Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) por mes de liquidación* (enero de 2014 a agosto de 2015)



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

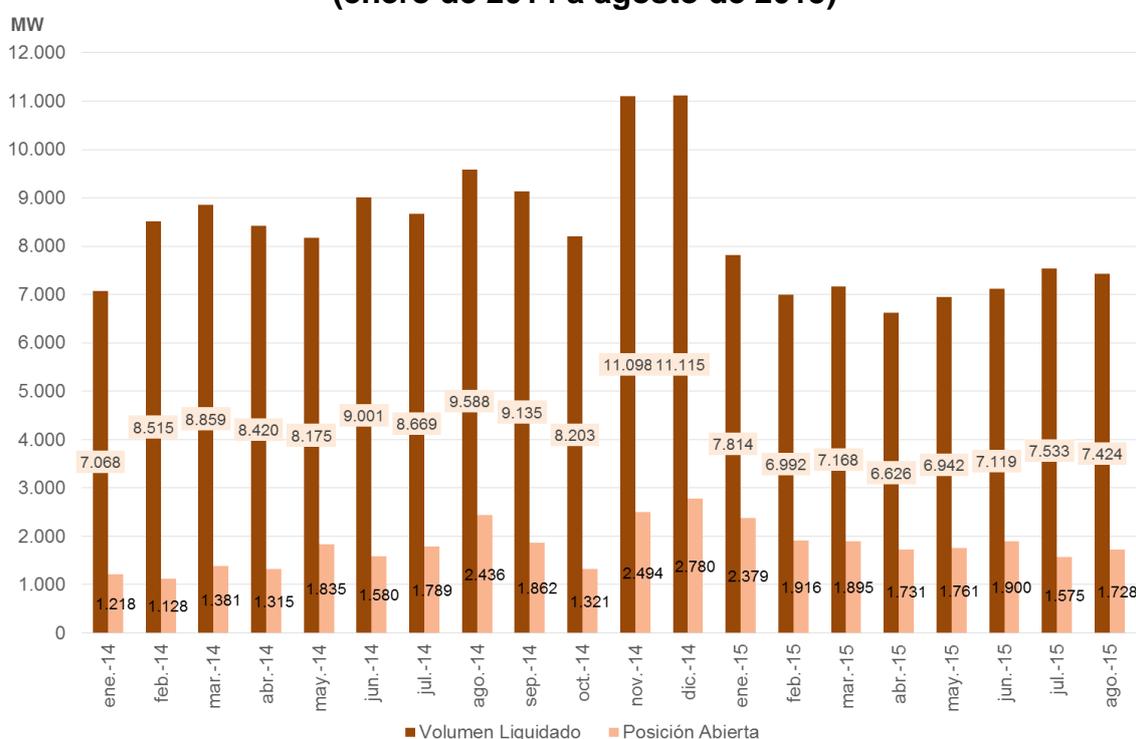
Posición abierta en OMIClear

La CNMC, si bien dispone de información completa respecto a las transacciones en el mercado a plazo gestionado por OMIP, no cuenta con dicha información respecto a las transacciones efectuadas en el mercado OTC. Por tanto, no dispone de información sobre las contrapartes de las transacciones realizadas en el mercado OTC que no se hayan registrado en OMIClear, por lo que se desconoce el volumen de posición abierta global al inicio del periodo de liquidación del contrato a plazo. No obstante, sí se conoce el volumen de posición abierta correspondiente a las transacciones registradas en OMIClear, ya que se tiene información completa de las transacciones registradas en esta Cámara.

¹² Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

En este sentido, de los 7.424 MW con liquidación en agosto de 2015 que se registraron en OMIClear, el 76,7% (5.696 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 23,3% restante (1.728 MW) quedaron abiertas¹³ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 76,7% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹⁴ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en agosto de 2015. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2014 ascendió al 21,2%.

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta¹⁵ (MW)* (enero de 2014 a agosto de 2015)



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.
 Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

¹³ Suma de las posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

¹⁴ Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

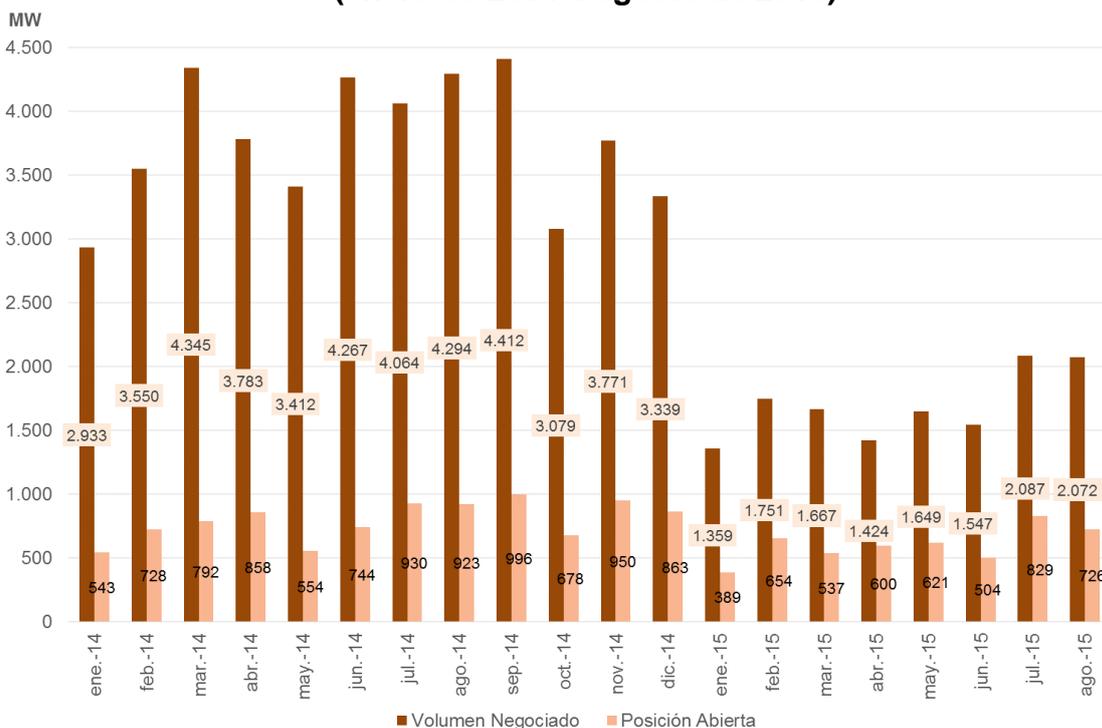
¹⁵ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las posiciones abiertas de estos dos últimos contratos se suman con las del contrato mensual mediante el proceso de fraccionamiento que acontece cuando deja de negociarse cada uno de ellos. Al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

Posición abierta en BME Clearing

Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing¹⁶, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado, en los mercados OTC, OMIP y EEX, sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en agosto de 2015 (26.211 MW), el 7,9% (2.072 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing (2.072 MW), el 65% (1.346 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 35% restante (726 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15).

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta¹⁷ (MW)*
(enero de 2014 a agosto de 2015)



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

¹⁶ Información publicada por MEFF en su página web.

¹⁷ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear, al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

3. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España

En esta sección se analiza la evolución de los principales determinantes de los precios a plazo de la energía eléctrica en España. En la sección 3.1 se comparan los precios spot y a plazo de la energía eléctrica en España con los de los países de nuestro entorno (Francia y Alemania) y en la sección 3.2 se comparan los precios a plazo con los precios spot realizados. La sección 3.3 analiza los precios a plazo de los combustibles (Brent, gas natural y carbón) y de los derechos de emisión de CO₂ y la sección 3.4 compara el coste variable a plazo estimado de una CCGT y de una central térmica de carbón con los precios a plazo de electricidad. Por último, la sección 3.5 examina los determinantes de los precios spot en España.

3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot en España, Alemania y Francia

El Cuadro 4 muestra las cotizaciones a plazo en España, Francia y Alemania. Se observa que, en el mes de agosto de 2015, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en el mercado alemán y a las registradas en el mercado francés.

En el mercado alemán, las cotizaciones de todos los contratos a plazo excepto la del contrato mensual con liquidación en el mes de septiembre mostraron una tendencia descendente respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto también descendente del precio del mercado de contado. La cotización que más disminuyó fue la del contrato trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2016 (descenso del 4,1%).

Asimismo en el mercado francés, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostraron una tendencia descendente respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto también descendente del precio del mercado de contado. La cotización que más disminuyó fue la del contrato trimestral con liquidación en el cuarto cuatrimestre de 2015 (descenso del 4,1%).

Por último en el mercado español, en un contexto también descendente del precio del mercado de contado, las cotizaciones de todos los contratos a plazo también mostraron caídas respecto a las registradas en el mes anterior. La cotización que más descendió fue la del contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2016 (descenso del 2,1%).

A 31 de agosto de 2015, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2016 se situó en el mercado español (47,35 €/MWh; -1,4%) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (30,30 €/MWh; -3,8%) y en Francia (38,54 €/MWh; -2,6%).

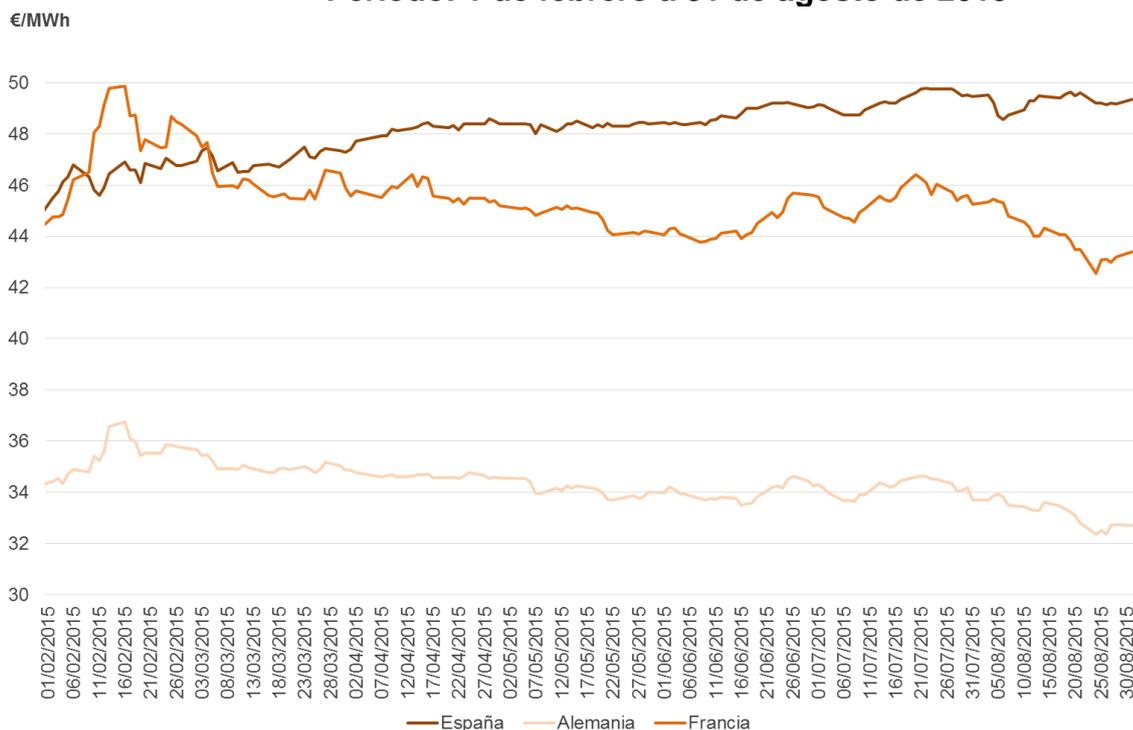
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	agosto-15	julio-15	% Variación ago. vs. jul.	agosto-15	julio-15	% Variación ago. vs. jul.	agosto-15	julio-15	% Variación ago. vs. jul.
sep-15	54,73	55,40	-1,2%	32,80	32,57	0,7%	36,48	37,50	-2,7%
oct-15	53,07	53,27	-0,4%	32,82	33,80	-2,9%	40,89	41,88	-2,4%
Q4-15	49,35	49,45	-0,2%	32,71	33,70	-2,9%	43,40	45,26	-4,1%
Q1-16	46,20	46,85	-1,4%	32,75	34,15	-4,1%	45,98	47,61	-3,4%
Q2-16	44,35	45,32	-2,1%	27,72	28,82	-3,8%	32,35	32,88	-1,6%
YR-16	47,35	48,00	-1,4%	30,30	31,50	-3,8%	38,54	39,55	-2,6%

Nota: Cotizaciones de agosto a 31/08/2015 y cotizaciones de julio corresponden a las del día 31/07/2015.

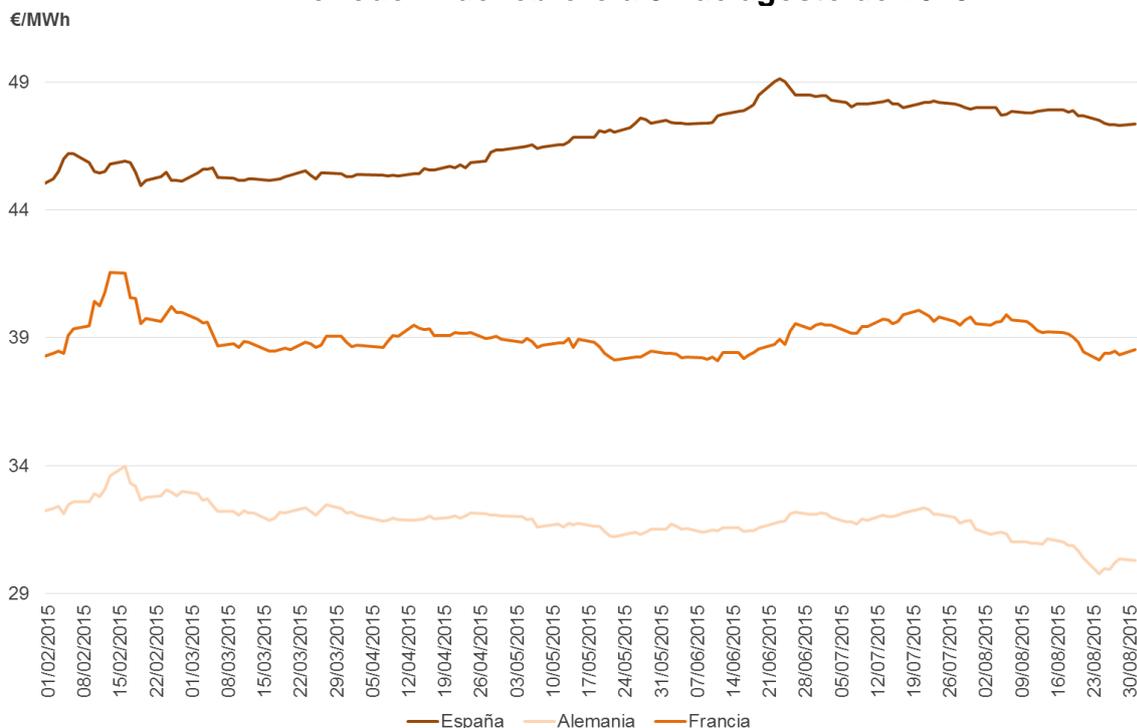
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

**Gráfico 16. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-15 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 de febrero a 31 de agosto de 2015**



Fuente: EEX y OMIP.

**Gráfico 17. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-16 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
 Periodo: 1 de febrero a 31 de agosto de 2015**



Fuente: EEX y OMIP.

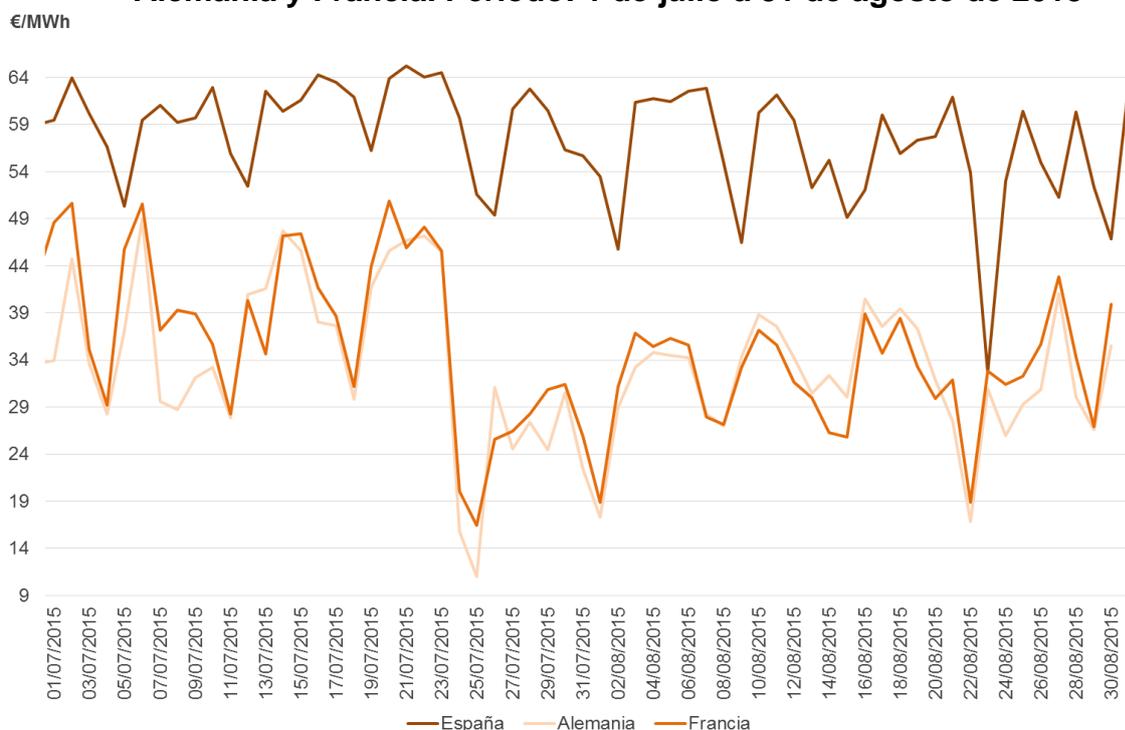
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 18), en el mes de agosto el precio medio del mercado diario en España, 55,59 €/MWh, descendió un 6,7% respecto al registrado en el mes anterior (59,55 €/MWh), situándose por encima tanto de los precios medios del mercado alemán (31,61 €/MWh) como de los precios medios del mercado francés (32,16 €/MWh), los cuales descendieron también respecto a los del mes anterior (-9,7% en el mercado alemán y -15,2% en el mercado francés).

Cuadro 5. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

Precios medios	agosto-15	julio-15	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	55,59	59,55	-6,7%
Alemania	31,61	35,00	-9,7%
Francia	32,16	37,95	-15,2%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE.

Gráfico 18. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de julio a 31 de agosto de 2015



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE.

3.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo. Para el análisis se toma en consideración la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales¹⁸ con liquidación en los meses de enero a diciembre de 2014 y de enero a agosto de 2015 (véase Cuadro 6).

En el mes de agosto de 2015, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor negativo (1,09 €/MWh) por tercer mes consecutivo. Asimismo, en los mercados alemán y francés las primas de riesgo ex post de dicho mes se situaron también en valores negativos (2,09 €/MWh y 2,87 €/MWh, respectivamente).

¹⁸ La cotización del último día de negociación de los contratos mensuales minimiza el número de días entre el día de negociación y el inicio del periodo de liquidación de contrato, por lo que se reducirían los errores de predicción. Además, los agentes que toman posiciones de compra o venta el último día de cotización del contrato no pueden deshacer dichas posiciones en el futuro.

Cuadro 6. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación en 2014 y 2015, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Producto	España			Alemania			Francia		
	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot español (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot alemán (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot francés (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)
ene-14	50,13	33,62	16,51	39,49	35,87	3,62	54,70	39,14	15,56
feb-14	34,70	17,12	17,58	35,91	33,59	2,32	40,26	38,69	1,57
mar-14	26,35	26,67	-0,32	32,33	31,04	1,29	38,26	35,56	2,70
abr-14	26,30	26,44	-0,14	29,72	31,58	-1,86	30,70	33,73	-3,03
may-14	38,80	42,41	-3,61	30,84	30,63	0,21	30,83	30,11	0,72
jun-14	51,15	50,95	0,20	29,88	31,52	-1,64	28,13	30,65	-2,52
jul-14	53,75	48,21	5,54	32,25	31,88	0,37	29,05	25,49	3,56
ago-14	48,00	49,91	-1,91	30,89	27,93	2,96	22,37	22,76	-0,39
sep-14	49,95	58,89	-8,94	34,46	34,79	-0,33	36,90	37,22	-0,32
oct-14	52,00	55,12	-3,12	34,65	35,24	-0,59	45,75	41,85	3,90
nov-14	49,65	46,80	2,85	35,70	36,37	-0,67	45,72	38,82	6,90
dic-14	46,25	47,47	-1,22	36,37	32,89	3,48	47,61	41,98	5,63
ene-15	46,93	51,60	-4,67	32,02	28,72	3,30	39,36	41,33	-1,97
feb-15	47,25	42,57	4,68	35,70	36,72	-1,02	48,95	50,15	-1,20
mar-15	40,50	43,13	-2,63	32,57	31,32	1,25	43,98	43,78	0,20
abr-15	38,53	45,34	-6,81	31,27	29,72	1,55	42,10	39,54	2,56
may-15	48,25	45,12	3,13	27,80	25,36	2,44	28,07	26,48	1,59
jun-15	49,83	54,73	-4,90	28,66	30,07	-1,41	29,55	32,10	-2,55
jul-15	55,03	59,55	-4,52	33,14	35,00	-1,86	29,84	37,95	-8,11
ago-15	54,50	55,59	-1,09	29,52	31,61	-2,09	29,29	32,16	-2,87

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, OMIP y OMIE

3.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

En el mes de agosto, los contratos a plazo del crudo petrolífero Brent y de los derechos de emisión mostraron una tendencia creciente, mientras que los contratos a plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) y los contratos a plazo del carbón -EEX ARA- mostraron una tendencia descendente, tal y como se muestra en el Cuadro 7.

Con datos a 31 de agosto de 2015, las cotizaciones de los contratos a plazo de petróleo presentaron alrededor de un 3,6% de incremento medio para los contratos que se recogen en el Cuadro 7 y las de los contratos a plazo de los derechos de emisión se incrementaron un 2,5% en promedio. Sin embargo, los precios a plazo del gas natural en Reino Unido descendieron en promedio aproximadamente un 6,3%, y los precios a plazo del carbón presentaron una disminución media en torno al 3,9% para los contratos a plazo reflejados en el Cuadro 7.

Cuadro 7. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

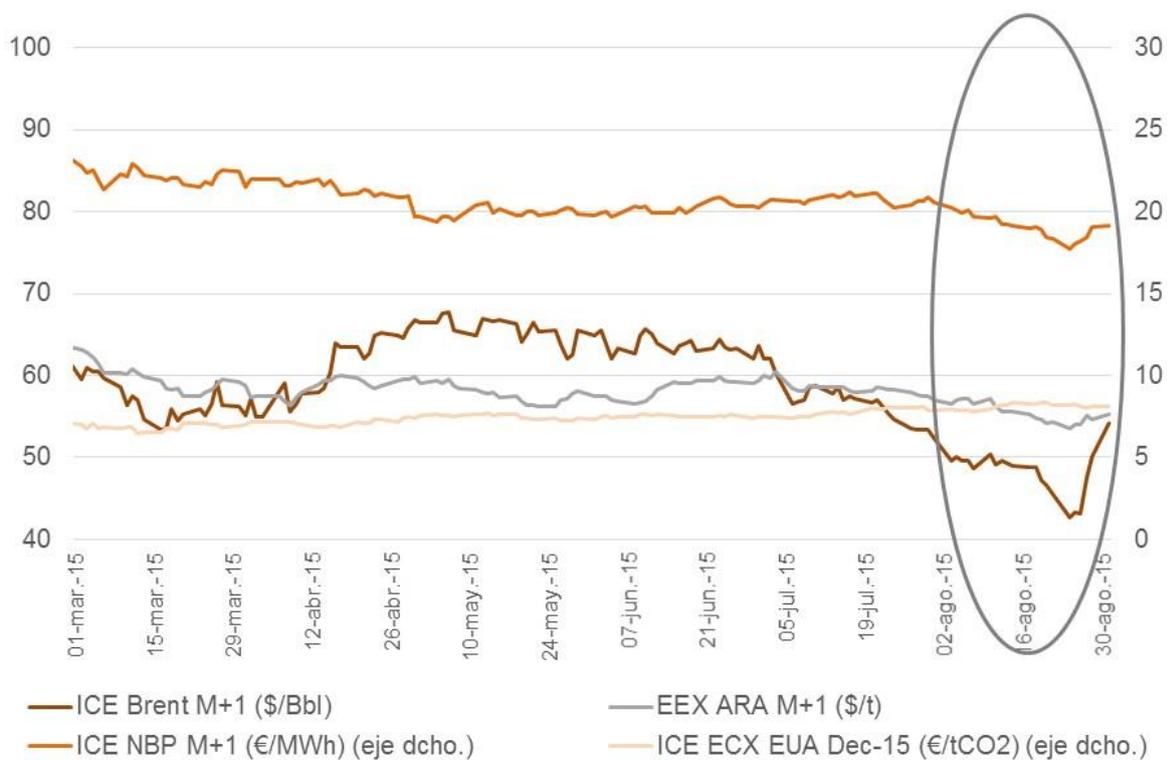
	Cotizaciones en agosto de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en julio de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-ago-15	Mín.	Máx.	31-jul-15	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	48,27	41,86	49,32	52,53	52,53	61,67	-8,1%
Brent entrega a un mes	54,15	42,69	54,15	52,21	52,21	62,07	3,7%
Brent entrega a doce meses	60,63	49,79	60,63	58,61	58,61	66,41	3,4%
Gas natural Europa €/MWh							
Gas NBP Spot	17,64	17,20	20,73	20,77	20,21	21,57	-15,1%
Gas NBP entrega Q4-15	20,24	19,68	21,44	21,74	21,72	22,51	-6,9%
Gas NBP entrega Q1-16	21,16	20,68	22,29	22,64	22,64	23,66	-6,5%
Gas NBP entrega Q2-16	19,00	18,53	19,90	20,12	20,12	21,14	-5,6%
Carbón EEX ARA API2 \$/t							
Carbón entrega Sep-15	55,34	53,60	57,23	57,00	57,00	60,78	-2,9%
Carbón entrega Q4-15	54,72	52,73	56,44	56,44	56,44	60,39	-3,0%
Carbón entrega 2016	53,48	51,52	55,88	56,75	56,37	59,98	-5,8%
CO₂ ICE EUA €/tCO₂							
Dchos. emisión EUA Dic-2015	8,08	7,79	8,37	7,88	7,39	8,09	2,5%
Dchos. emisión EUA Dic-2016	8,16	7,87	8,45	7,96	7,47	8,18	2,5%

- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Platts.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Platts, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en European Energy Exchange (EEX).
- Precios de los derechos de emisión de CO₂ en ICE (EUA).

Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, EEX, Platts y BCE

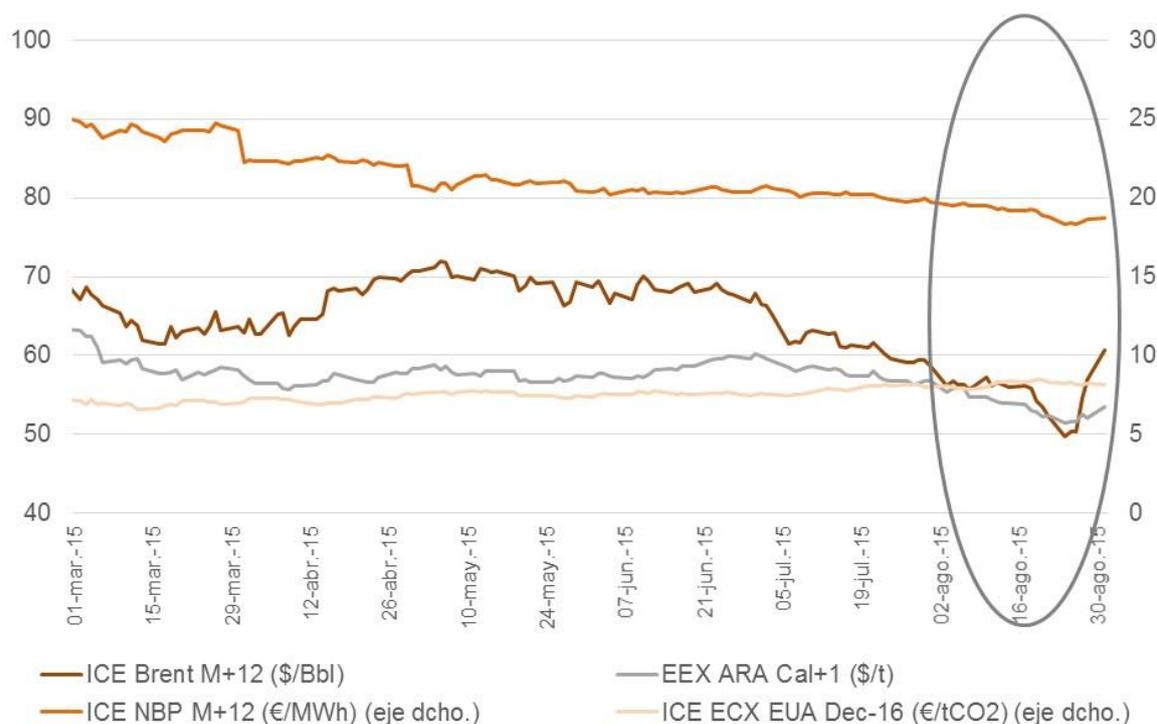
La tendencia ascendente de los precios a plazo del crudo y de los derechos de emisión, así como la tendencia descendente de los precios del gas natural y carbón durante el mes de agosto, se observa tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 19) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 20).

Gráfico 19. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón) con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 marzo 2015 – 31 agosto 2015



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón) con entrega a un año vista y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 marzo 2015 – 31 agosto 2015



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

Al cierre del mes de agosto de 2015, el dólar se depreció con respecto al euro, en relación al cierre del mes anterior. El tipo de cambio para el dólar se situó en 1,12 \$/€ al final del mes de agosto de 2015, frente a una cotización de 1,10 \$/€ al cierre de julio de 2015. El tipo de cambio de la libra esterlina se depreció, situándose en 0,73 £/€ al final del mes de agosto frente a 0,70 £/€ al final del mes de julio.

Entre los factores que contribuyeron al incremento en los precios del crudo cabe destacar el repunte al final del mes de agosto debido a la consideración del banco central chino de introducir medidas de apoyo a la economía china, la recuperación de los mercados de renta variable y noticias sobre reducción de suministros de crudo.

En el descenso de los precios spot del gas natural en Reino Unido habrían influido las mayores importaciones desde Noruega y entradas de GNL (exceso de suministro).

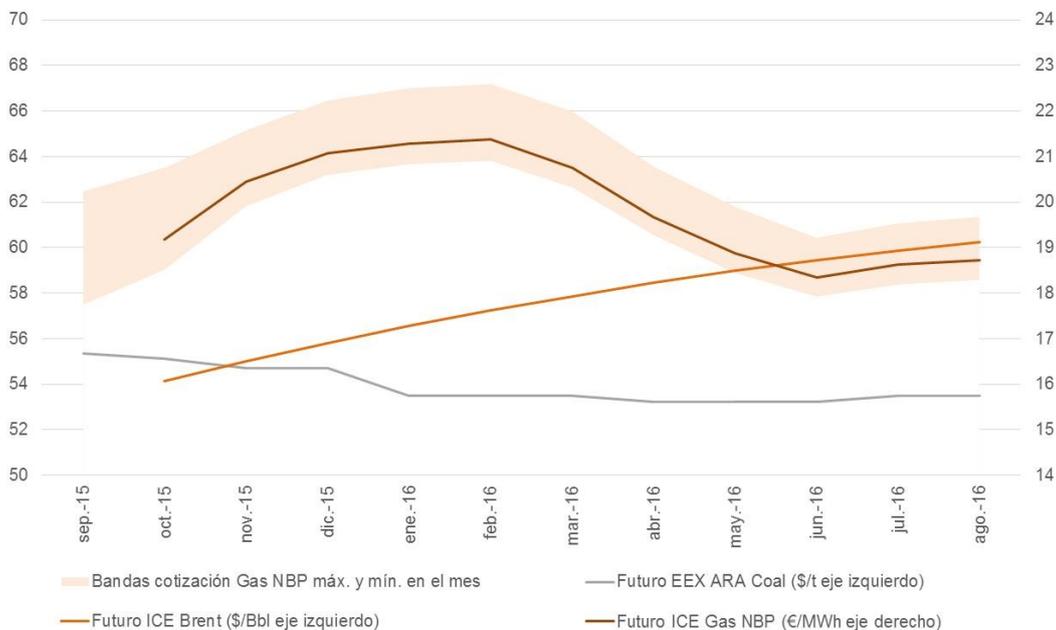
Por su parte, en el descenso de las cotizaciones del carbón habría influido la entrada de carbón de Estados Unidos en los puertos europeos.

En la tendencia ascendente de los precios de los derechos de emisión de CO₂ habría incidido la menor oferta de derechos de emisión, dado que en el mes de agosto se subastó menos de la mitad de los derechos subastados en promedio en los meses anteriores (parada vacacional).

Al cierre del mes de agosto, la curva a plazo del Brent sigue mostrando una tendencia ascendente de precios (curva forward en “contango”¹⁹), tal y como se observa en el Gráfico 21. Asimismo, la curva a plazo del gas natural registra un comportamiento alcista hasta el mes de febrero de 2016, para pasar a una situación de “backwardation” a partir de dicho mes (tendencia descendente de precios), si bien dicha variación se debe fundamentalmente a la estacionalidad de su consumo para calefacción. Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 21 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de agosto. Se observa que la mayor variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se registraría en los meses de septiembre y octubre de 2015 (2,5 €/MWh y 2,2 €/MWh respectivamente).

Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA muestra una cierta tendencia decreciente, oscilando entre los niveles de 55 \$/t en los meses comprendidos en el año 2015 y de 53 \$/t en los meses del año 2016.

Gráfico 21. Curva a plazo de los combustibles, a 31 de agosto de 2015 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

¹⁹ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

3.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-15 y Cal-16 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

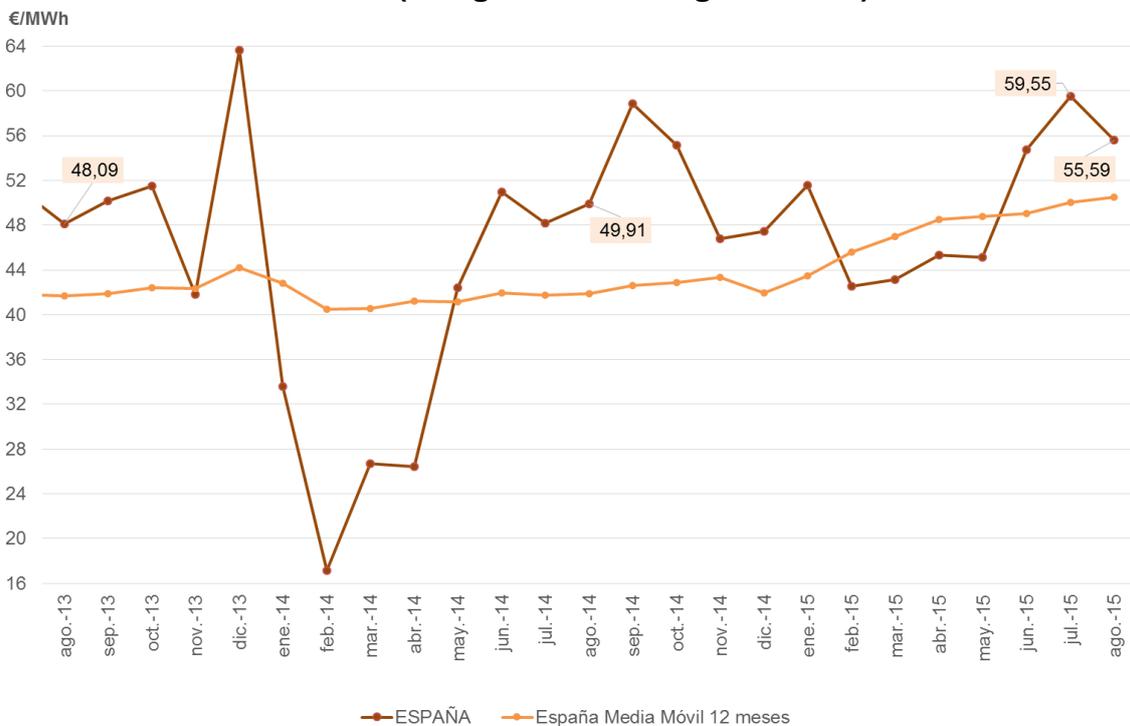
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

3.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 22 se refleja la evolución del precio medio mensual y media móvil anual del mercado spot en el periodo comprendido entre agosto de 2013 y agosto de 2015.

En el mes de agosto de 2015 el precio spot medio mensual se situó en 55,59 €/MWh²⁰, un 6,7% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (59,55 €/MWh) y un 11,4% superior al precio spot medio registrado en agosto de 2014 (49,91 €/MWh).

Gráfico 22. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario (de agosto 2013 a agosto 2015)



Fuente: OMIE.

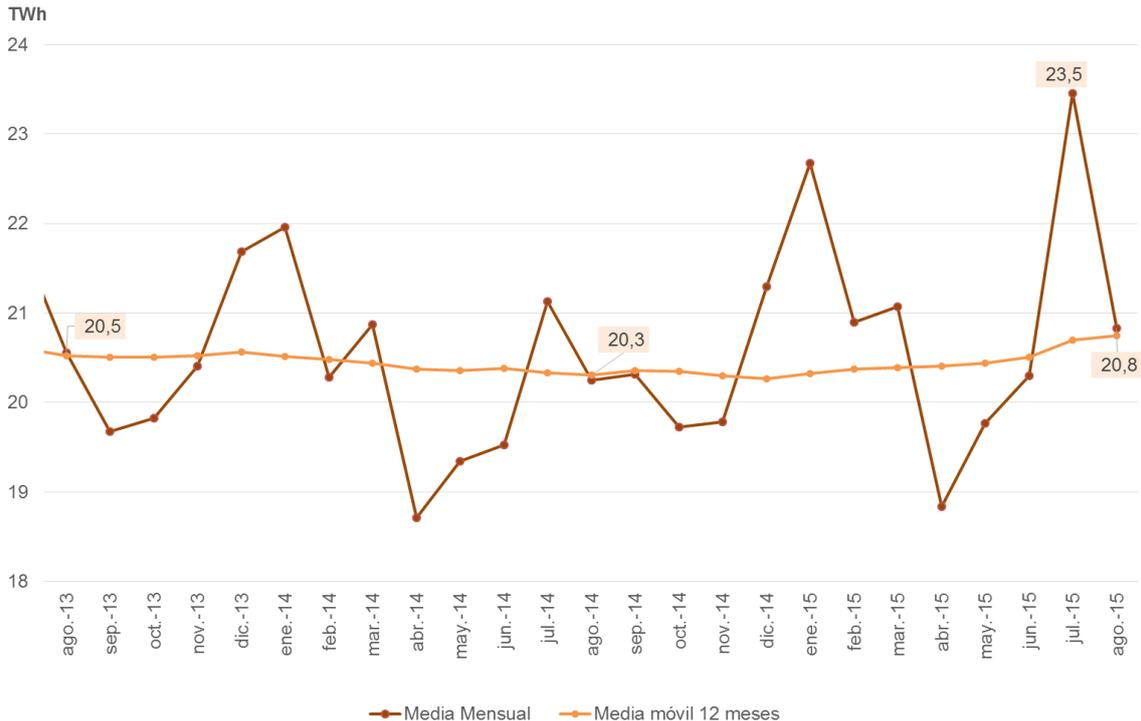
En el Gráfico 23 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

²⁰ En agosto de 2015 el precio spot medio portugués se situó en 55,595 €/MWh, un 0,0089 €/MWh superior al precio spot medio español (55,586 €/MWh). En 2014 la convergencia de precios entre España y Portugal fue prácticamente total. Así, sólo en 486 horas de las 8.760 horas totales (5,5% del total de las horas de 2014) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio negativo de 0,28 €/MWh). Asimismo la convergencia de precios se mantiene en los ocho primeros meses de 2015, en 5.717 de las 5.831 horas de dicho periodo el precio spot en Portugal ha sido igual al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 0,08 €/MWh).

En el mes de agosto, la demanda se cifró en 20,8 TWh, un 11,2% inferior al valor registrado en el mes anterior (23,5 TWh) y un 2,9% superior que la demanda del mismo mes del año anterior (20,2 TWh en agosto de 2014). En el mes de agosto, la demanda fue un 0,4% superior a la media móvil anual.

Gráfico 23. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh) (de agosto 2013 a agosto 2015)

Fuente: REE



En el Cuadro 8 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de agosto de 2014, julio y agosto de 2015 y para el conjunto del año 2014.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de agosto de 2015 destacó, con respecto al mes anterior, la disminución de la producción con carbón (-14,7%), siendo pese a ello la tecnología con mayor contribución al mix de generación. La segunda fuente fue la nuclear, experimentando un aumento del 3,1% respecto a julio 2015. El mayor descenso en relación al mes anterior fue experimentado por los CCGT (-31,7%), disminuyendo también la producción hidráulica (-14,3%) con respecto al mes anterior.

El descenso de la demanda (-11,2%) y el aumento registrado en la producción nuclear motivó el descenso en la producción hidráulica y mediante ciclos combinados y carbón, lo que contribuyó a que el precio del mercado spot en el mes de agosto disminuyese un 6,7% (descenso de 3,96 €/MWh respecto al registrado en el mes anterior).

Cuadro 8. Generación bruta por tecnologías y demanda de transporte (TWh)

	ago-15	jul-15	ago-14	% Var. ago-15 vs. jul-15	% Var. ago-15 vs. ago-14	2014	2014 % Total demanda transporte
Hidráulica	1,56	1,84	1,85	-15,1%	-15,7%	36,0	14,8%
Nuclear	5,19	5,04	4,43	3,1%	17,2%	57,4	23,6%
Carbón	5,57	6,53	5,38	-14,7%	3,5%	43,7	18,0%
Fuel + Gas	0,00	0,00	0,00	-	-	0,0	0,0%
CCGT	2,42	3,54	2,30	-31,7%	5,0%	21,7	8,9%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	4,01	4,47	4,32	-10,3%	-7,2%	43,5	17,9%
Resto hidráulica	0,30	0,33	0,40	-9,9%	-24,9%	6,9	2,8%
Eólica	3,25	3,08	2,89	5,5%	12,3%	51,0	21,0%
Total generación bruta	22,30	24,83	21,58	-10,2%	3,3%	260,3	-
Consumos generación	-0,72	-0,83	-0,67	-13,0%	7,6%	-6,6	-2,7%
Consumos en bombeo	-0,33	-0,17	-0,25	94,6%	32,9%	-5,7	-2,3%
Saldos intercambios internacionales	-0,26	-0,20	-0,25	30,1%	3,2%	-3,5	-1,4%
Enlace Península-Baleares	-0,17	-0,18	-0,17	-6,6%	2,4%	-1,3	-0,5%
Total demanda transporte	20,83	23,46	20,25	-11,2%	2,9%	243,2	243,2

Fuente: REE

