



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

18 de junio de 2015

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	13
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	16
2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	17
3. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	23
3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot en España, Alemania y Francia	23
3.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	26
3.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	28
3.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-15 y Cal-16 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	33
3.5. Análisis de los precios spot en España	34

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 mayo de 2015, en un contexto de relativa estabilidad 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 una evolución dispar.

La cotización a plazo del contrato mensual con liquidación junio de 2015 contabilizó un descenso del 2,3%, mientras que las cotizaciones a plazo de los contratos con liquidación en julio y agosto contabilizaron ascensos del 1,3% y 0,5%, respectivamente. Por su parte, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el tercer trimestre de 2015 y segundo trimestre de 2016 contabilizaron subidas del 1,6% y 3,9% respectivamente, mientras que las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el cuarto de 2015 y primer trimestre de 2016 permanecieron estables. A cierre de mes (día 29), las cotizaciones de los contratos trimestrales se situaron en 52,59 €/MWh el Q3-15, en 48,38 €/MWh el Q4-15, en 46,90 €/MWh el Q1-16 y en 44,43 €/MWh el Q2-16.

Por su parte, la cotización del contrato anual con liquidación en el año 2016 se situó a cierre de mes (29 de mayo) en 47,40 €/MWh, con un incremento del 2,3% 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.

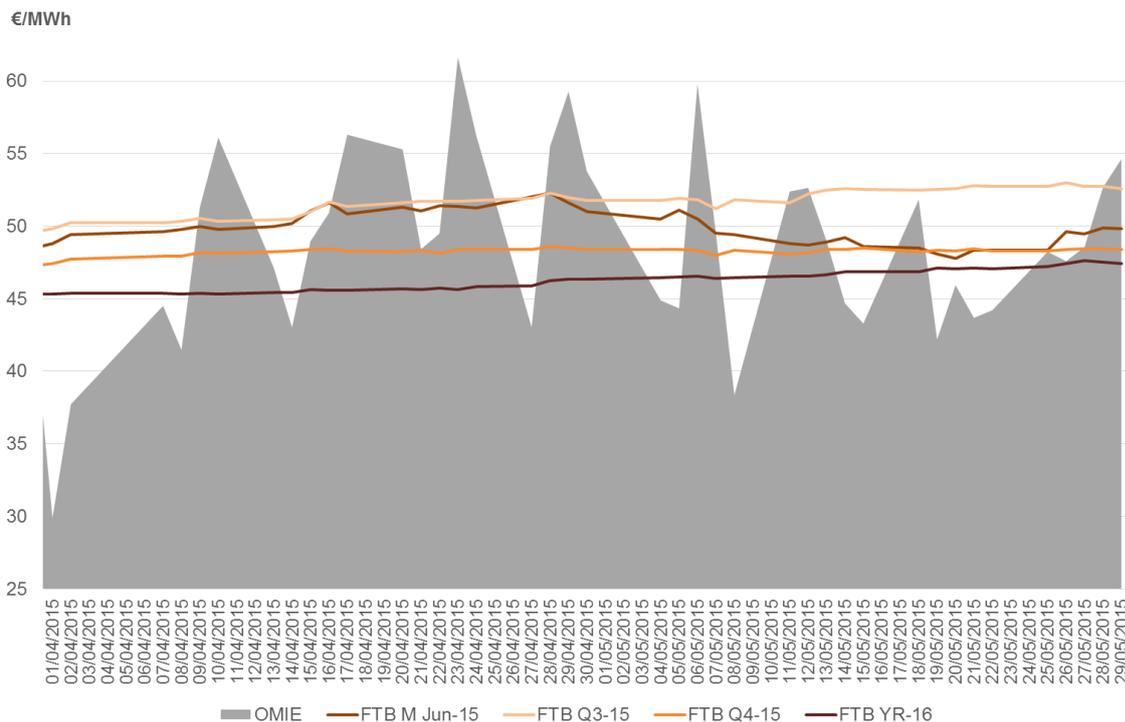
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE MAYO DE 2015				MES DE ABRIL DE 2015				% Variación últ. cotización may-15 vs. abr-15
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
jun-15	49,83	51,10	47,78	49,17	51,00	52,30	48,80	50,71	-2,3%
jul-15	53,38	53,45	51,63	52,68	52,70	53,26	50,75	52,08	1,3%
ago-15	51,06	52,03	50,47	51,41	50,82	51,36	48,92	50,22	0,5%
Q3-15	52,59	53,00	51,20	52,35	51,75	52,30	49,83	51,14	1,6%
Q4-15	48,38	48,50	48,00	48,33	48,40	48,59	47,40	48,22	0,0%
Q1-16	46,90	47,35	46,67	47,00	46,92	47,77	46,60	46,94	0,0%
Q2-16	44,43	44,61	42,80	43,67	42,75	42,75	40,68	41,15	3,9%
Año 2016	47,40	47,60	46,40	46,90	46,35	46,35	45,30	45,65	2,3%
Año 2017	47,12	47,32	46,15	46,64	46,25	46,25	45,30	45,65	1,9%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de mayo a 29/05/15. Cotizaciones de abril corresponden a las del día 30/04/2015.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

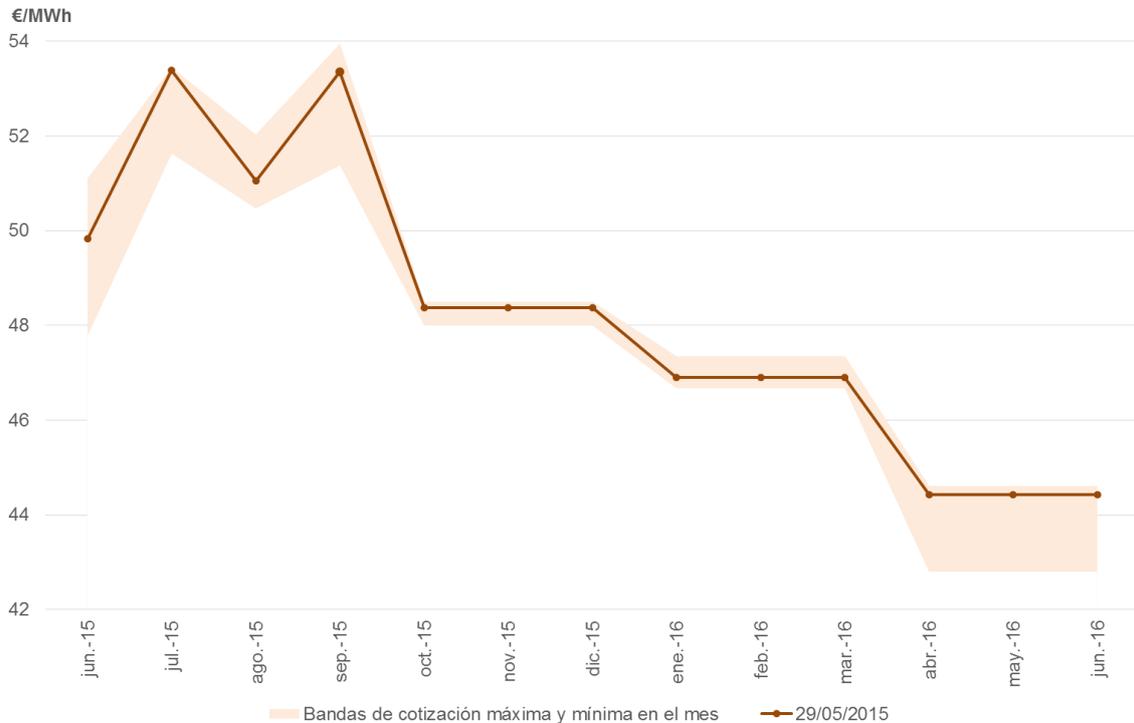
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 abril – 29 de mayo de 2015



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

El Gráfico 2 muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de mayo de 2015. Se observa una tendencia decreciente de la curva a plazo a partir de octubre (las cotizaciones de los contratos con vencimiento más lejano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más cercano).

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

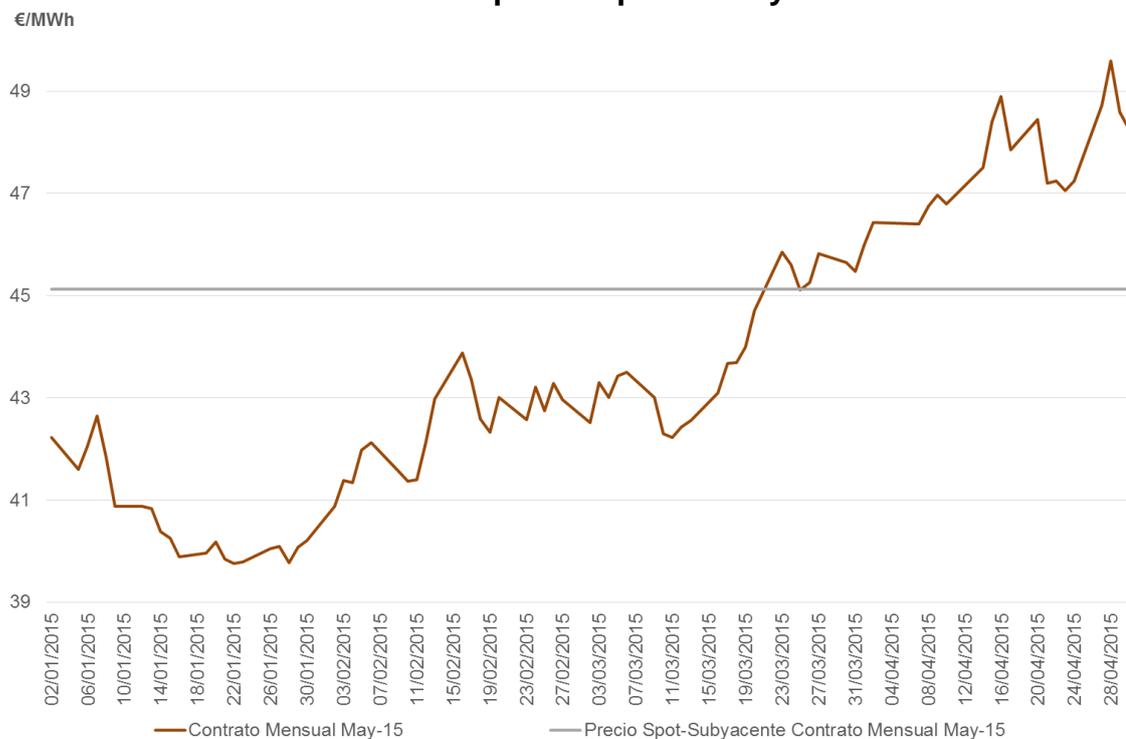
En el mes de mayo, el precio medio del mercado diario (45,12 €/MWh) descendió un 0,5% respecto al registrado en el mes anterior (45,34 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en mayo de 2015 (30 de abril de 2015), anticipaba un precio medio del mercado diario de 48,25 €/MWh para dicho mes, un 6,9% superior al precio spot finalmente registrado (45,12 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP², se alcanzaron el 28 de abril de 2015 (49,60 MWh) y el 22 de enero de 2015 (39,75 €/MWh) (véase Gráfico 3). Por tanto, el diferencial máximo de cotización del contrato fue de 9,85 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post³ fueron negativas hasta el 20 de marzo de 2015 y positivas a partir del 26 de marzo de 2015, por lo que las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas) de enero al 20 marzo de 2015 mientras que se liquidaron con pérdidas desde el 26 de marzo de 2015 hasta el último día de negociación del contrato.

² Del 2 de enero de 2015 al 30 de abril de 2015.

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

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



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

Para el mes de junio, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (29 de mayo), anticipa un precio medio del mercado diario de 49,83 €/MWh.

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

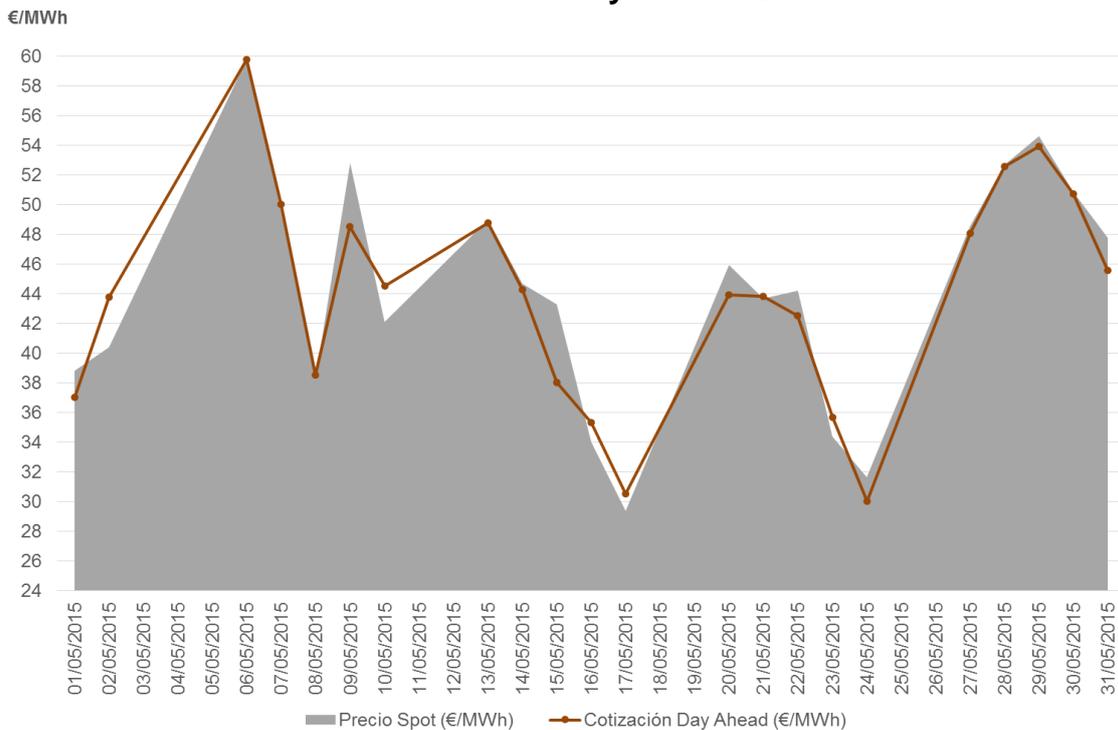
En mayo de 2015 los precios de los contratos *day-ahead* anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). En particular, el precio medio diario del mercado de contado en mayo de 2015 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁴) ascendió a 44,38 €/MWh, 0,49 €/MWh superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en mayo de 2015 (43,89 €/MWh).

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

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.

subyacente) fue negativa (0,49 €/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: Mayo 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 abril y mayo de 2015⁶.

En el mes de mayo de 2015 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 11,2 TWh, un 11% inferior al volumen registrado en el mes anterior (12,6 TWh, en abril de 2015), y un 64,8% inferior al volumen negociado en los mercados OTC y OMIP durante el mismo mes del año anterior (31,9 TWh en mayo de 2014).

El volumen negociado en OMIP en mayo de 2015 representó el 11,5% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 11,8% en abril de 2015. En 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 cinco primeros meses de 2015 (72,2 TWh), representó el 69,9% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (103,2 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 mayo 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 4,8 TWh (+16,8% respecto al mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado, en mayo 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 49,8%. En el mismo periodo del año 2014 dicho porcentaje fue inferior (39,5%), 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 mayo 2015	Mes anterior Abril 2015	% Variación	Total 2015	Total 2014
OMIP	1.291	1.493	-13,5%	8.022	37.527
EEX	345	35	-	380	0
OTC	9.579	11.075	-13,5%	63.809	283.229
OTC registrado y compensado*:	4.774	4.089	16,8%	25.475	83.255
<i>OMIClear</i>	2.606	1.239	110,3%	12.669	49.558
<i>BME Clearing</i>	827	1.507	-45,1%	8.326	32.127
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	1.342	1.344	-0,2%	4.479	1.570
Total (OMIP, EEX y OTC)	11.215	12.602	-11,0%	72.211	320.755

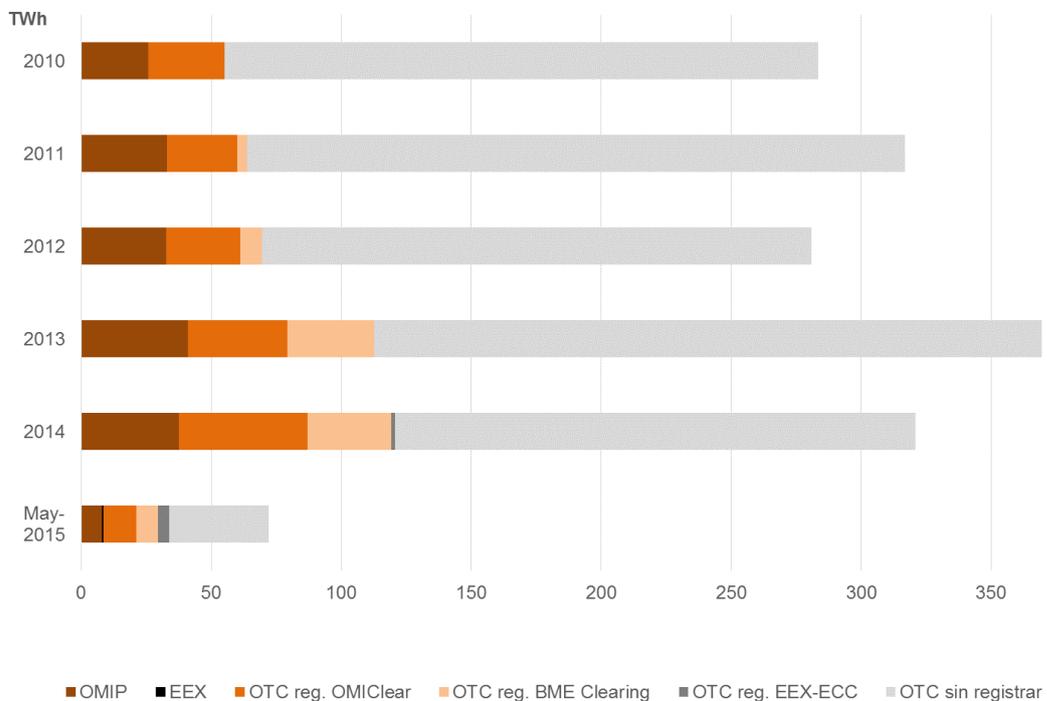
*El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse 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 29 de mayo 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.

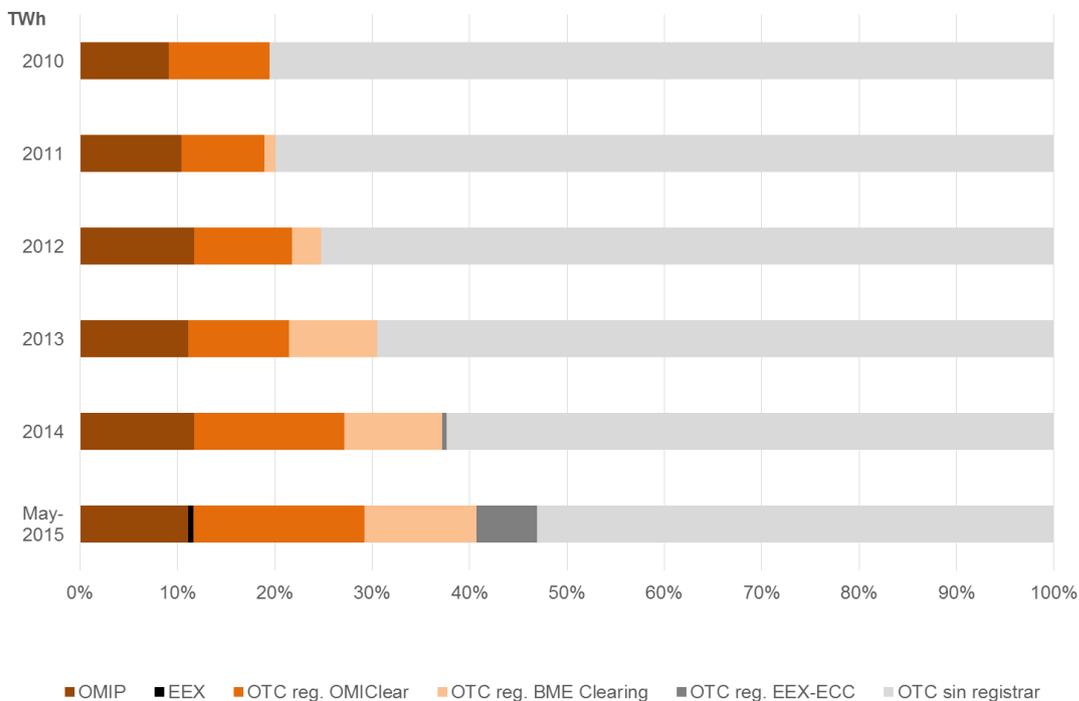
⁷ EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan 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 mayo de 2015)



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

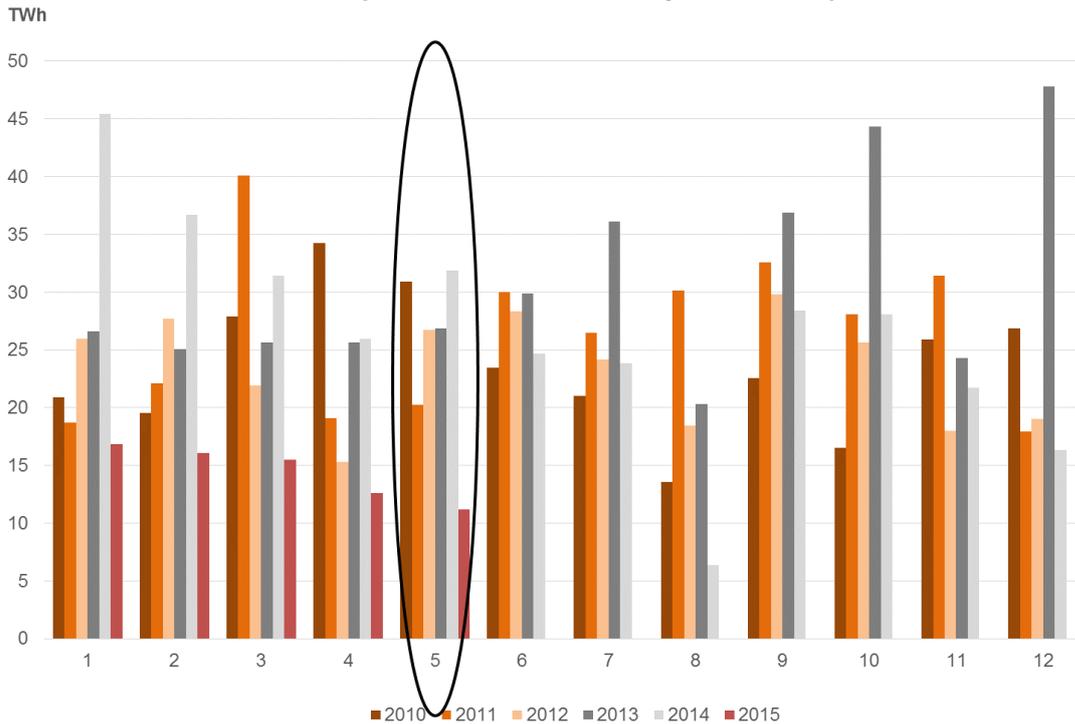
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo (enero de 2010 a mayo 2015)



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 mayo de 2015. En este último mes el volumen negociado en dichos mercados (11,2 TWh) se redujo un 64,8% respecto al volumen negociado en el mismo mes del año anterior (31,9 TWh, en mayo de 2014).

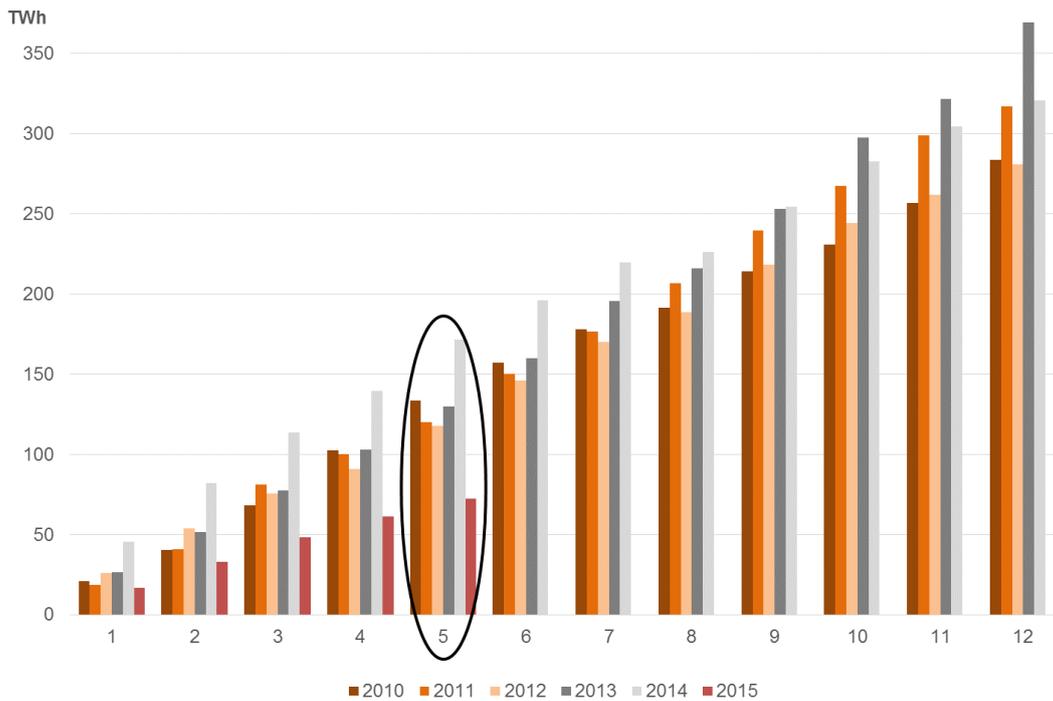
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (enero de 2010 a mayo de 2015)



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 mayo 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 abril y de mayo 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 mayo de 2013 y mayo 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 mayo 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 90,4% (10,1 TWh). En el mes de abril de 2015 dicho porcentaje de negociación fue similar (90,6%; 11,4 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 9,6% (1,1 TWh). En el mes de abril de 2015 dicho porcentaje de negociación fue similar (9,4%; 1,2 TWh).

En mayo de 2015 el contrato de largo plazo más negociado fue el contrato trimestral, con el 40,5% (4,1 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (10,1 TWh)⁸. A continuación se situó el contrato anual, con el 40% (4,1 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 1,8 TWh, el 43,1% de los contratos anuales negociados y el 15,6% del volumen total negociado).

El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación diaria con el 46,9% (0,5 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,1 TWh)⁹, seguido del contrato con liquidación semanal, con el con el 43,1% (0,5 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)

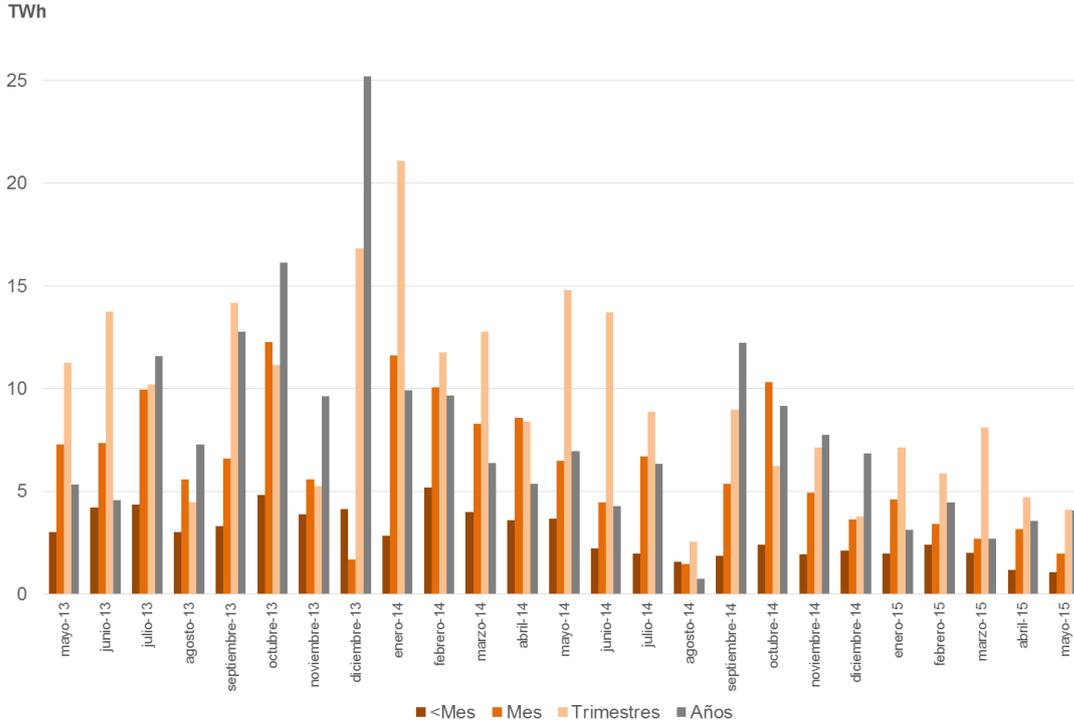
Tipo de contrato	Mes actual may-15	Mes anterior abr-15	% Variación	Total 2014	% Total 2014
Diario	502	637	-21,1%	10.044	30,2%
Fin de semana	107	123	-12,7%	1.888	5,7%
Balance de semana	0	0	-	7	0,0%
Semana	462	431	7,3%	21.368	64,2%
Total Corto Plazo	1.072	1.190	-10,0%	33.307	10,4%
Mensual	1.969	3.154	-37,6%	81.839	28,5%
Trimestral	4.113	4.706	-12,6%	120.031	41,8%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%
Anual	4.062	3.553	14,3%	85.578	29,8%
Total Largo Plazo	10.144	11.412	-11,1%	287.449	89,6%
Total	11.215	12.602	-11,0%	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 abril de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue superior (41,2%; 4,7 TWh).

⁹ En el mes de abril de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (53,5%; 0,6 TWh)

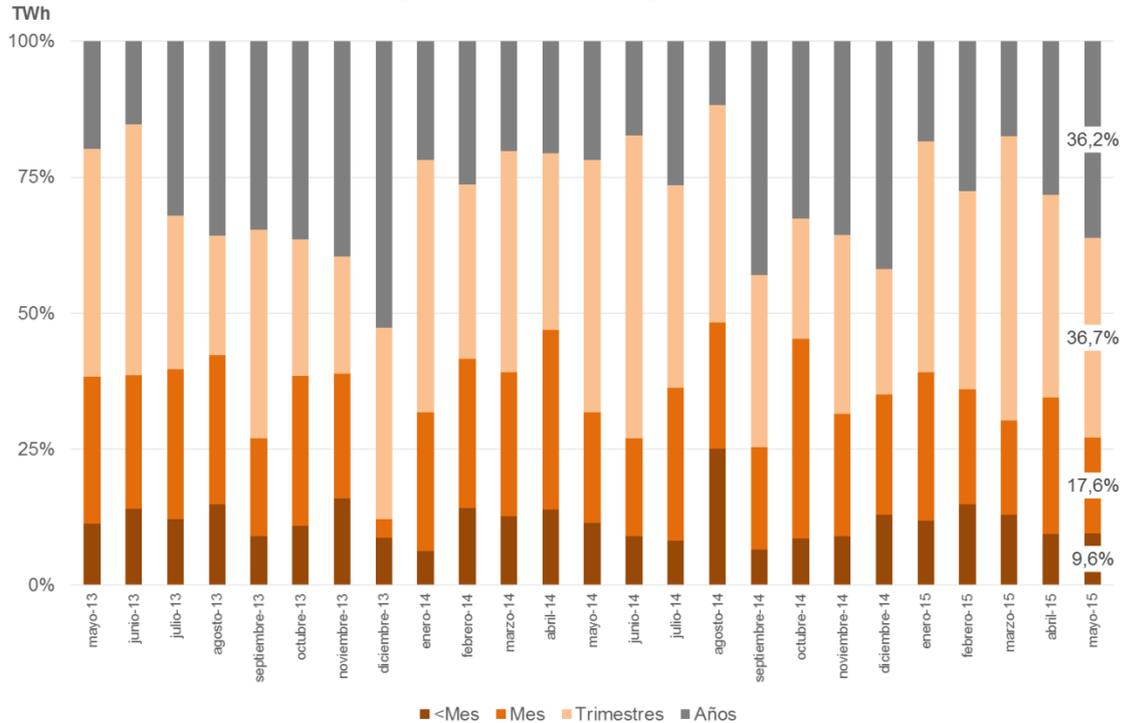
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh) (mayo de 2013 a mayo de 2015)



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 %) (mayo de 2013 a mayo 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.

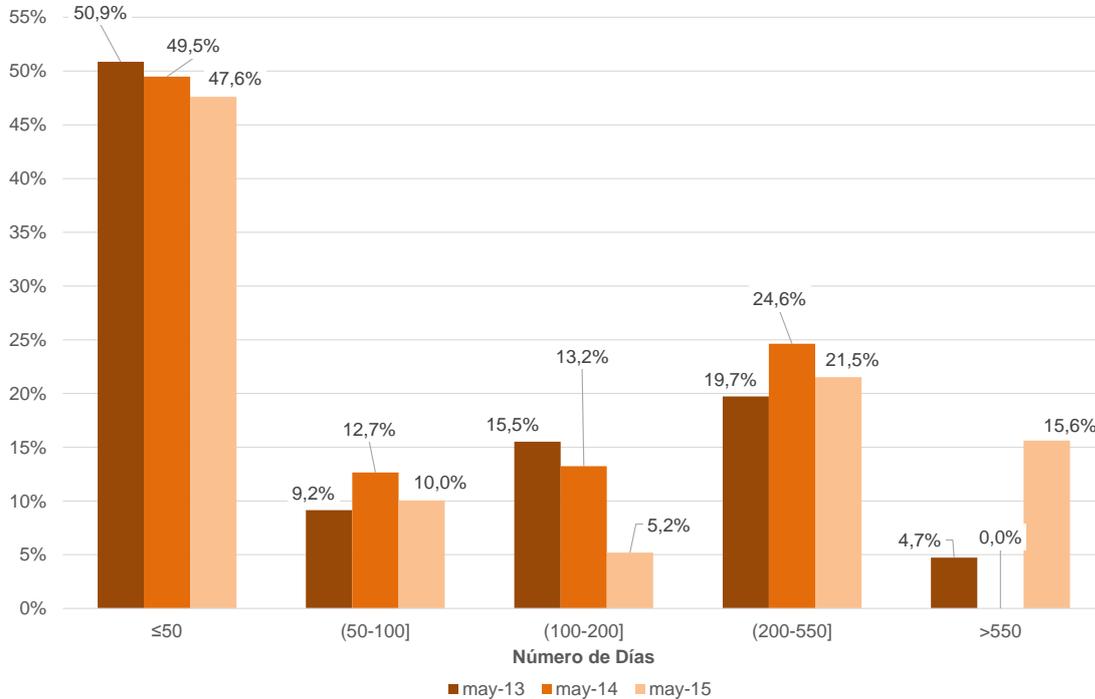
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

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 mayo 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 57,6% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX, durante el mes de mayo de 2015, iniciarán su liquidación en 100 días (en mayo de 2014 este porcentaje ascendió al 62,1%, 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, negociado en mayo de 2015, ascendió a 1,8 GWh (el contrato anual con vencimiento a dos años vista Cal+2 no se negoció en mayo 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 mayo de 2015, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en mayo de 2015¹⁰ se situó en torno a 18.711 GWh, un 7,2% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en abril de 2015 (17.456 GWh), y un 33,5% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en mayo de 2014 (28.131 GWh).

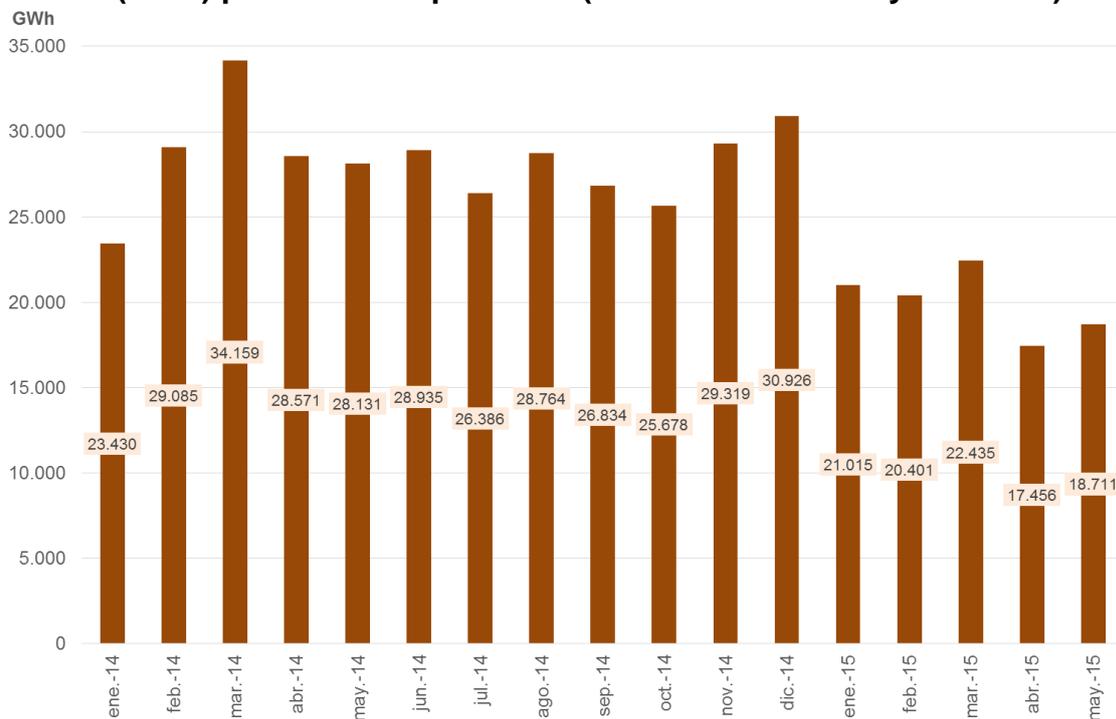
Del volumen total negociado, hasta el 31 de mayo de 2015, sobre contratos con liquidación en mayo de 2015, el 94,3% (17.639 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual may-15, trimestral Q2-15 y

¹⁰ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en mayo de 2015: mensual may-15, trimestral Q2-15, 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 mayo de 2015, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

anual 2015), mientras que el 5,7% restante (1.072 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 mayo de 2015 (18.711 GWh) representó el 94,7% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (19.767 GWh).

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

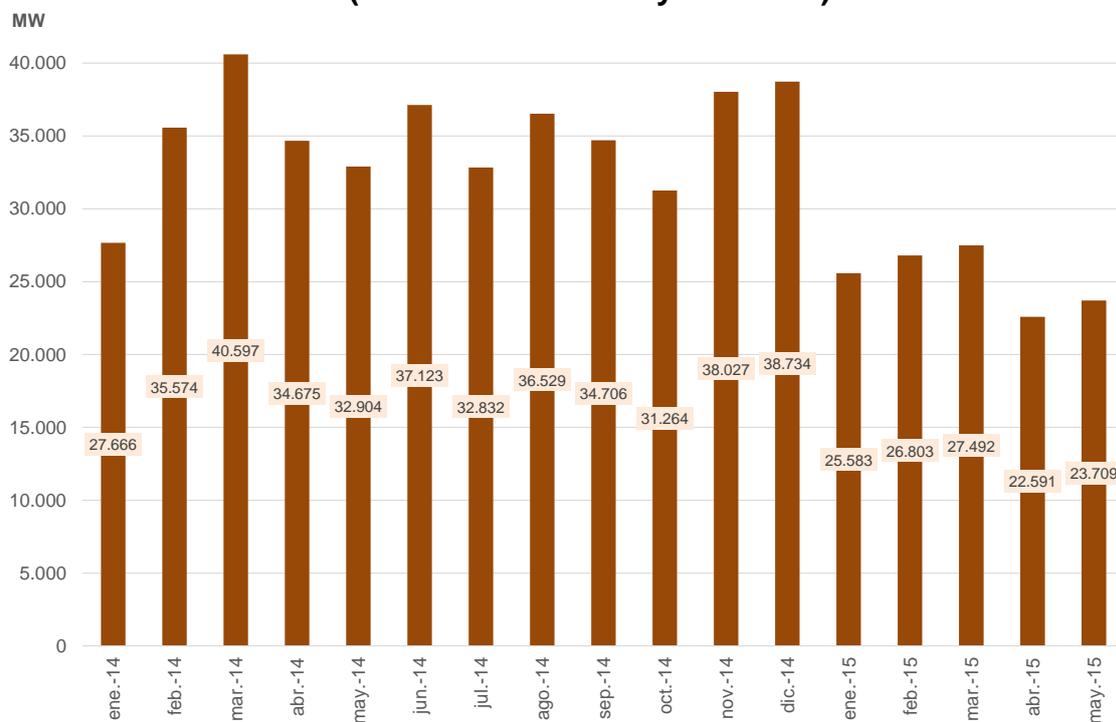
El volumen total de negociación, en los mercados OTC, OMIP y EEX, sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en mayo de 2015 (may-15, Q2-15 y anual 2015) se situó en torno a 23.709 MW, un 4,9% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de abril de 2015 (22.591 MW), y un 27,9% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de mayo de 2014

¹¹ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

(32.904 MW). El 29,3% (6.942 MW) del volumen total negociado sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en mayo de 2015 (23.709 MW) se registró en OMIClear¹² (véase Gráfico 14) y el 7% (1.649 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15).

El volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de mayo de 2015 (23.709 MW), representó el 77,8% de la demanda horaria media de dicho mes de mayo (26.569 MW).

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

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

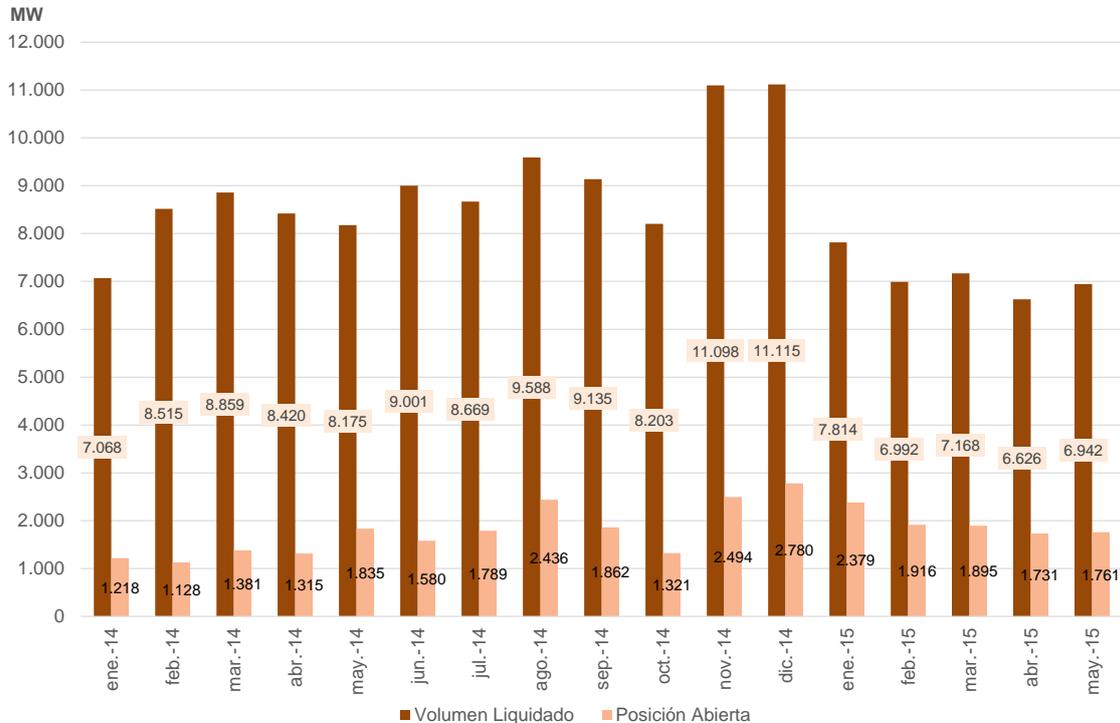
OMIClear, por lo que se desconoce el volumen de posición abierta global al inicio del periodo de liquidación del contrato a plazo. No obstante, sí se conoce el volumen de posición abierta correspondiente a las transacciones registradas en OMIclear, ya que se tiene información completa de las transacciones registradas en esta Cámara.

En este sentido, de los 6.942 MW con liquidación en mayo de 2015 que se registraron en OMIclear, el 74,6% (5.181 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 25,4% restante (1.761 MW) quedaron abiertas¹³ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 74,6% del volumen registrado en OMIclear fue negociado por compradores¹⁴ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en mayo de 2015. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIclear con liquidación en 2014 ascendió al 21,2%.

¹³ Suma de la 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.

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



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

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.

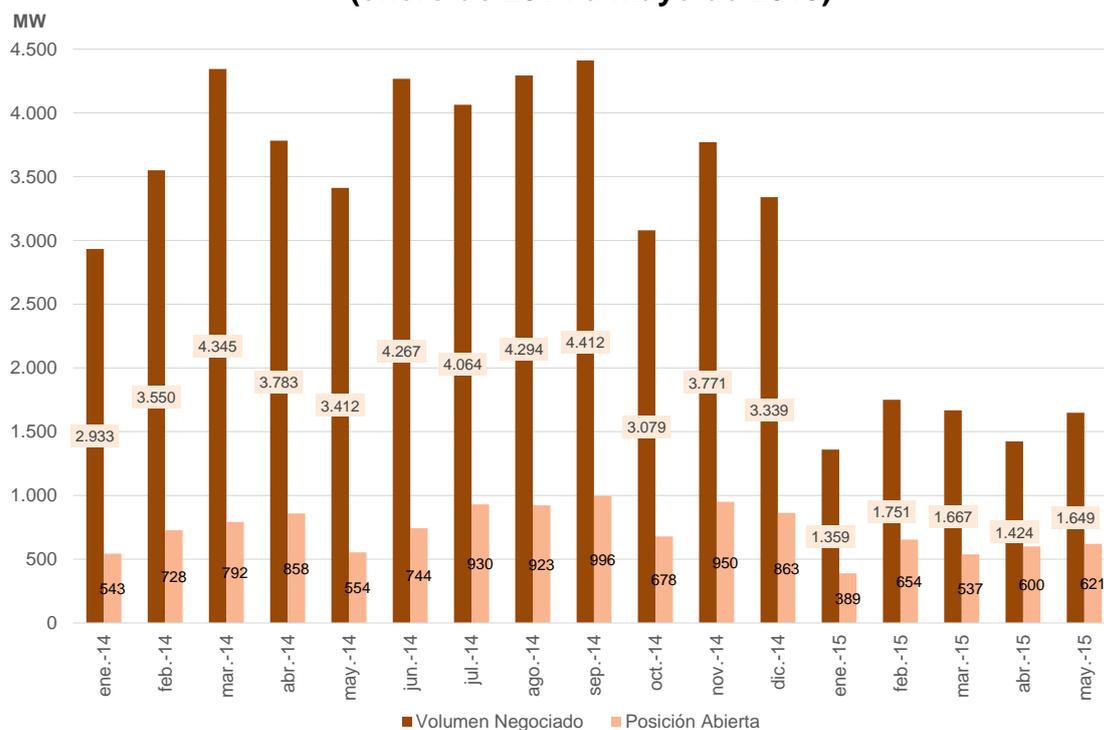
Del volumen total negociado, en los mercados OTC, OMIP y EEX, sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en mayo de 2015 (23.709 MW), el 7% (1.649 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing (1.649 MW), el 62,3% (1.028 MW) se

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.

¹⁶ Información publicada por MEFF en su página web.

cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 37,7% restante (621 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 mayo de 2015)



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

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 mayo 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 mostraron una tendencia descendente respecto a las registradas en el mes anterior (en un contexto también decreciente del precio del mercado de contado). Las cotizaciones que más disminuyeron fueron las de los contratos mensuales con liquidación en junio y julio de 2015 (descensos del 5,5% y 3%, respectivamente).

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, asimismo, descendente del precio del mercado de contado). Las cotizaciones que más disminuyeron fueron las de los contratos trimestrales con liquidación en el tercer y cuarto trimestre de 2015 (descensos del 2,6% y 2,2%, respectivamente).

Por el contrario, en el mercado español las cotizaciones de los contratos a plazo considerados mostraron evolución dispar respecto a las registradas en el mes anterior. La cotización que más aumentó fue la del contrato anual con liquidación en 2016 (con un incremento del 2,3%) y la que más disminuyó fue la del contrato mensual con liquidación en junio de 2015 (con un descenso del 2,3%).

A 29 de mayo de 2015, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2016 se situó en el mercado español (47,40 €/MWh; +2,3%) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (31,50 €/MWh; -1,6%) y en Francia (38,47 €/MWh; -1,2%).

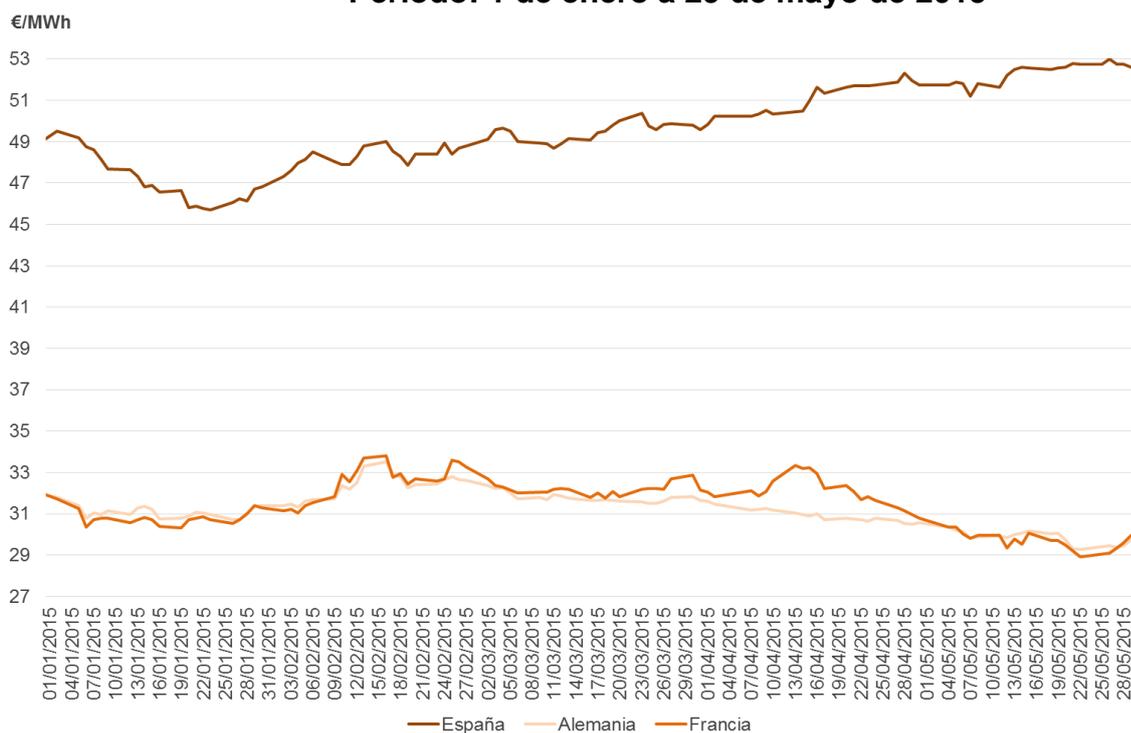
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	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)		
	mayo-15	abril-15	% Variación may. vs. abr.	mayo-15	abril-15	% Variación may. vs. abr.	mayo-15	abril-15	% Variación may. vs. abr.
jun-15	49,83	51,00	-2,3%	28,66	30,33	-5,5%	29,55	29,71	-0,5%
jul-15	53,38	52,70	1,3%	29,15	30,04	-3,0%	28,53	28,95	-1,5%
Q3-15	52,59	51,75	1,6%	29,76	30,58	-2,7%	29,97	30,78	-2,6%
Q4-15	48,38	48,40	0,0%	34,03	34,58	-1,6%	44,18	45,18	-2,2%
Q1-16	46,90	46,92	0,0%	34,35	35,01	-1,9%	46,50	47,13	-1,3%
YR-16	47,40	46,35	2,3%	31,50	32,02	-1,6%	38,47	38,93	-1,2%

Nota: Cotizaciones de mayo a día 29 y cotizaciones de abril a día 30.

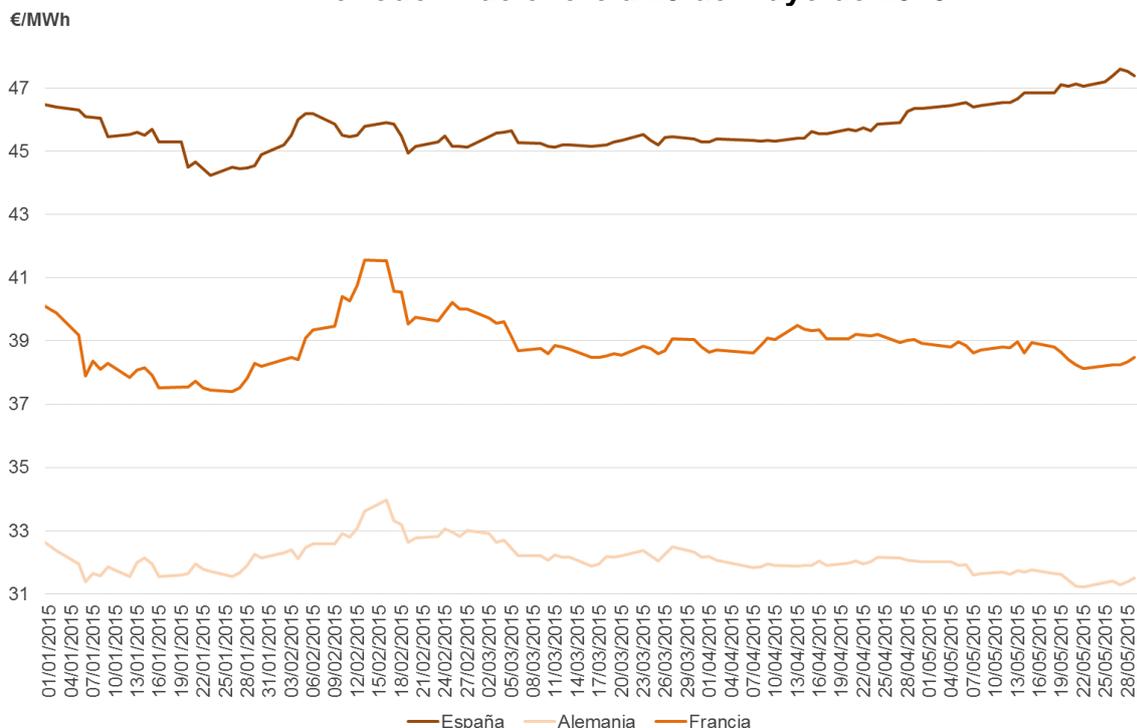
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

**Gráfico 16. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q3-15 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
 Periodo: 1 de enero a 29 de mayo 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 enero a 29 de mayo de 2015**



Fuente: EEX y OMIP

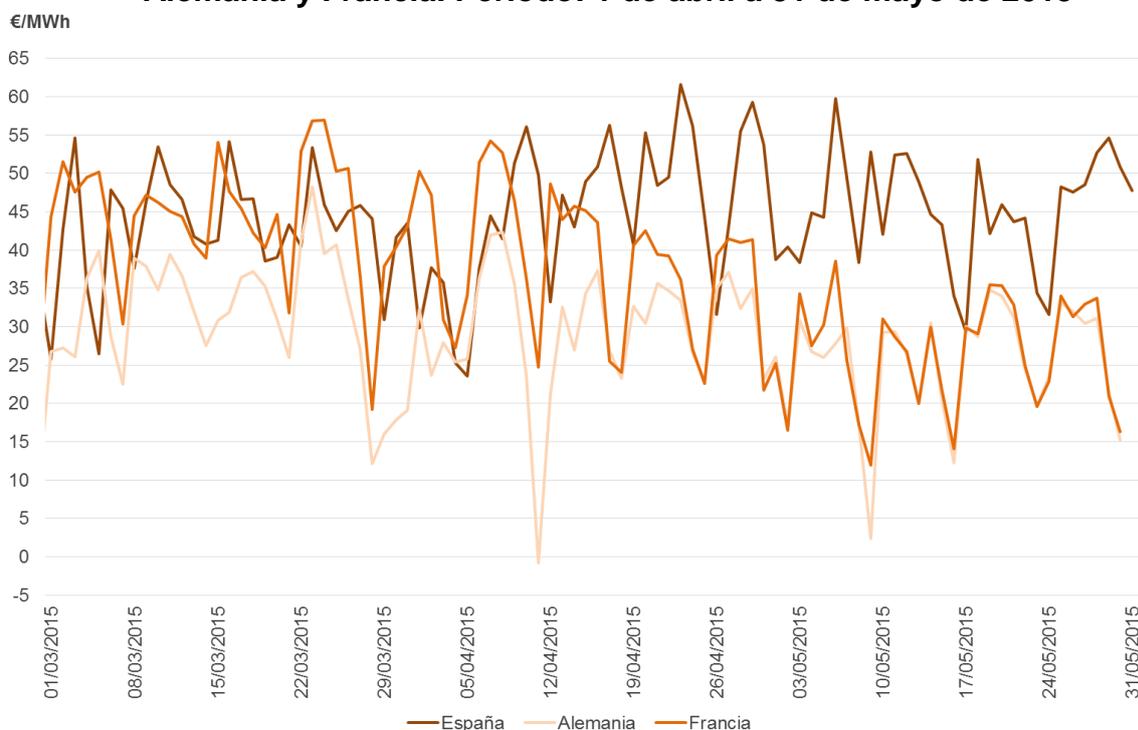
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 18), en el mes de mayo el precio medio del mercado diario en España, 45,12 €/MWh, disminuyó un 0,5% respecto al registrado en el mes anterior (45,34 €/MWh), situándose por encima tanto de los precios medios del mercado alemán (25,36 €/MWh) como de los precios medios del mercado francés (26,48 €/MWh), los cuales disminuyeron respecto a los del mes anterior (-14,7% en el mercado alemán y -33% en el mercado francés).

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

Precios medios	mayo-15	abril-15	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	45,12	45,34	-0,5%
Alemania	25,36	29,72	-14,7%
Francia	26,48	39,54	-33,0%

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 abril a 31 de mayo 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 mayo de 2015 (véase Cuadro 6).

En el mes de mayo de 2015, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor positivo de 3,13 €/MWh, tras dos meses con un valor negativo. Asimismo, en los mercados alemán y francés las primas de riesgo ex post de dicho mes se situaron en valores positivos (2,44 €/MWh y 1,59 €/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

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 mayo, a diferencia del mes de abril, los contratos a plazo del crudo petrolífero Brent, del carbón -EEX ARA-, y de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia descendente. En el caso del gas natural en Reino Unido (NBP), mantuvieron al igual que en el mes de abril la tendencia descendente, tal y como se muestra en el Cuadro 7. En definitiva, en el mes de mayo todos los contratos analizados de combustibles y derechos de emisión de CO₂ presentaron una tendencia descendente, si bien menos acusada que en meses anteriores.

Con datos a 29 de mayo de 2015, las cotizaciones de los contratos a plazo de petróleo fueron los que registraron las mayores tasas de variación respecto al mes anterior (alrededor de un 1,9% de descenso medio para los contratos que se recogen en el Cuadro 7), seguidos de los precios del carbón (con un descenso medio de en torno a 1,5%), del CO₂ (descenso del 0,9%) y del gas natural (descenso medio de 0,8%) 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

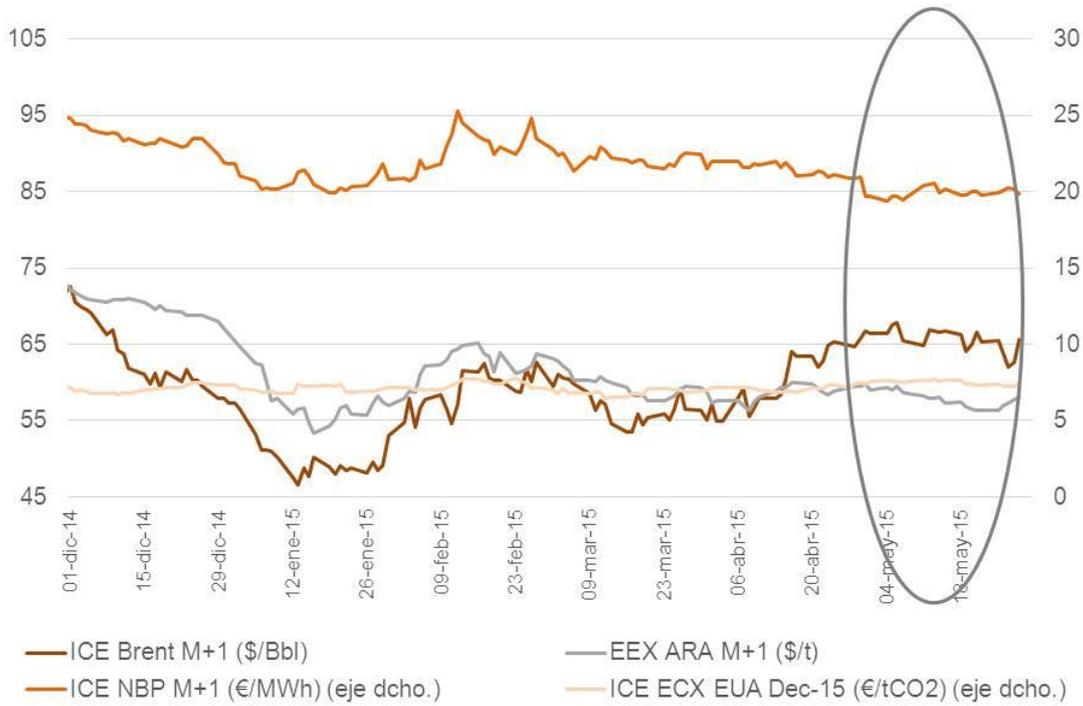
	Cotizaciones en mayo de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en abril de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes may. vs abr.
	29-may-15	Mín.	Máx.	30-abr-15	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	63,49	60,73	66,65	64,42	54,18	64,42	-1,4%
Brent entrega a un mes	65,56	62,06	67,77	66,78	54,95	66,78	-1,8%
Brent entrega a doce meses	69,32	66,29	71,91	70,77	62,64	70,77	-2,0%
Gas natural Europa €/MWh							
Gas NBP Spot	20,81	19,82	21,60	21,23	21,23	23,42	-1,9%
Gas NBP entrega Q3-15	20,01	19,61	20,58	20,03	20,03	21,50	-0,1%
Gas NBP entrega Q4-15	22,17	22,02	22,96	22,40	22,40	23,70	-1,0%
Gas NBP entrega Q1-16	23,50	23,40	24,34	23,81	23,81	24,95	-1,3%
Carbón EEX ARA API2 \$/t							
Carbón entrega Jun-15	58,10	56,25	59,47	59,08	56,02	59,08	-1,7%
Carbón entrega Q3-15	57,58	56,08	58,52	58,18	56,08	58,18	-1,0%
Carbón entrega 2016	57,38	56,65	58,87	58,40	55,61	58,40	-1,7%
CO₂ ICE EUA €/tCO₂							
Dchos. emisión EUA Dic-2015	7,36	7,21	7,68	7,43	6,84	7,50	-0,9%
Dchos. emisión EUA Dic-2016	7,44	7,29	7,77	7,51	6,92	7,58	-0,9%

- 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

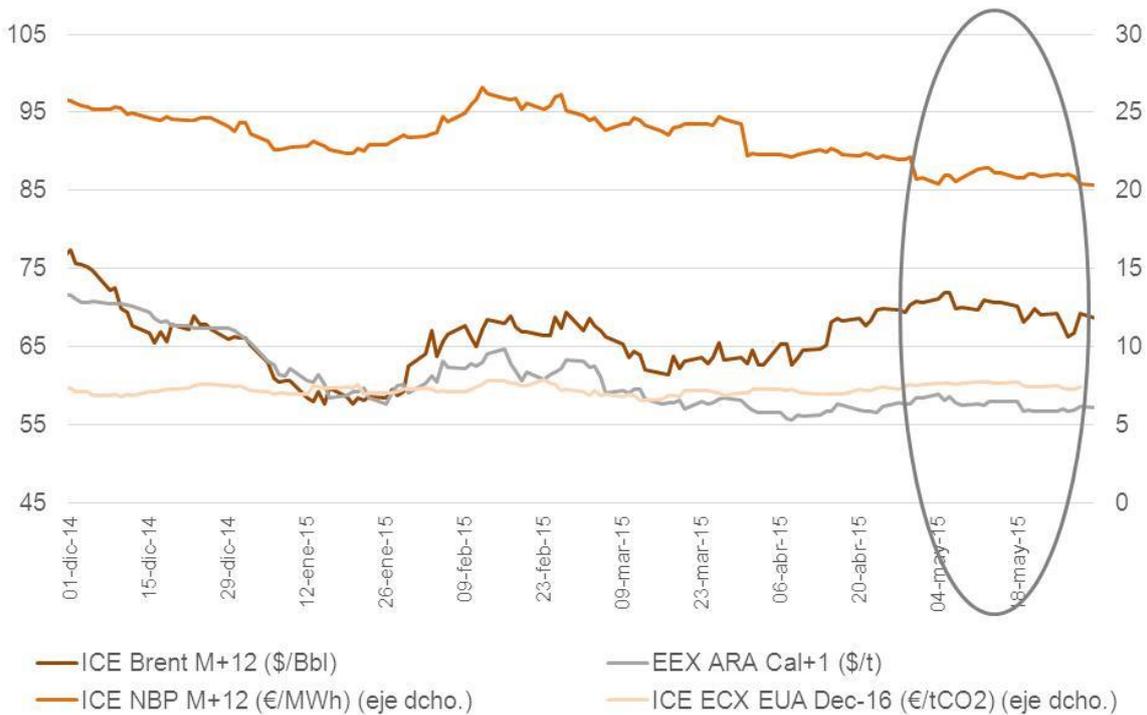
La tendencia general descendente de los precios de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂, durante el mes de mayo, se observa tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 19) como en la evolución de los precios de los contratos con 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 diciembre 2014 – 31 mayo 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 diciembre 2014 – 31 mayo 2015



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

Al cierre del mes de mayo de 2015, el dólar se apreció con respecto al euro, en relación al cierre del mes anterior. El tipo de cambio para el dólar se situó en 1,10 \$/€ al final del mes de mayo de 2015, frente a una cotización de 1,12 \$/€ al cierre de abril de 2015. El tipo de cambio de la libra esterlina también se apreció, situándose en 0,72 £/€ al final del mes de mayo frente a 0,73 £/€ al final del mes de abril.

Entre los factores que contribuyeron al descenso en los precios del crudo cabe destacar la abundancia de suministro a nivel global (especialmente de Estados Unidos y Arabia Saudí) y la apreciación del dólar. Adicionalmente, en el mes de mayo se conoció una mayor producción registrada en el mes anterior en Iraq, y Arabia Saudí consideró la posibilidad de detener los bombardeos en Yemen.

En el descenso de los precios a plazo del gas natural en Reino Unido habrían influido la baja demanda y los amplios suministros (en especial, de GNL desde Qatar y por gasoducto desde Noruega). Adicionalmente, se destaca el anuncio de la firma de un acuerdo trilateral entre la Unión Europea, Rusia y Ucrania para asegurar el suministro energético a partir del próximo invierno, así como el

apoyo del partido conservador británico, con mayoría absoluta, a desarrollar la industria de producción de gas de esquisto en el Reino Unido.

Por su parte, en el descenso de las cotizaciones del carbón habría influido el descenso de los precios del petróleo, la contracción de la demanda en Europa y China, y la existencia de oferta suficiente a pesar de la discontinuidad en los suministros por ferrocarril desde Rusia y la prohibición de transportar el carbón desde las minas colombianas a los puertos de exportación en horario nocturno.

Finalmente, en la tendencia descendente de los precios de los derechos de emisión de CO₂ habría incidido el descenso en el precio de los precios energéticos. Adicionalmente, se destaca la firma de los representantes de los 28 Estados miembros de la UE del texto definitivo de la propuesta de reforma del mercado de emisiones europeo a través de la implantación del mecanismo de Reserva de Estabilidad del Mercado, al haberse consensuado por las tres instituciones legislativas europeas (Consejo, Comisión y Parlamento) dicho texto. Se adelanta por lo tanto su puesta en marcha a enero de 2019 (en lugar de 2021), e incorpora a la reserva millones de derechos procedentes del “backloading”¹⁹ y las asignaciones no repartidas durante la fase 3 de comercio (2013-2020). Polonia, Hungría, Rumanía, Bulgaria, Croacia y Chipre mantuvieron su postura en contra de la propuesta, lo que no fue suficiente para bloquear la mayoría cualificada requerida para sacar adelante el texto. Dicho texto pasará a someterse a la votación del Parlamento, primero por parte de la Comisión de Medioambiente (ENVI), y posteriormente por todo el pleno, en una votación programada para el 6 de julio.

Al cierre del mes de mayo, la curva a plazo del Brent sigue mostrando una tendencia ascendente de precios (curva forward en “contango”²⁰), 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” (tendencia descendente de precios) a partir de dicho mes. 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 mayo. Se observa que la mayor variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se registraría en los meses de junio 2015 (1,2 €/MWh) y mayo de 2016 (1,0 €/MWh).

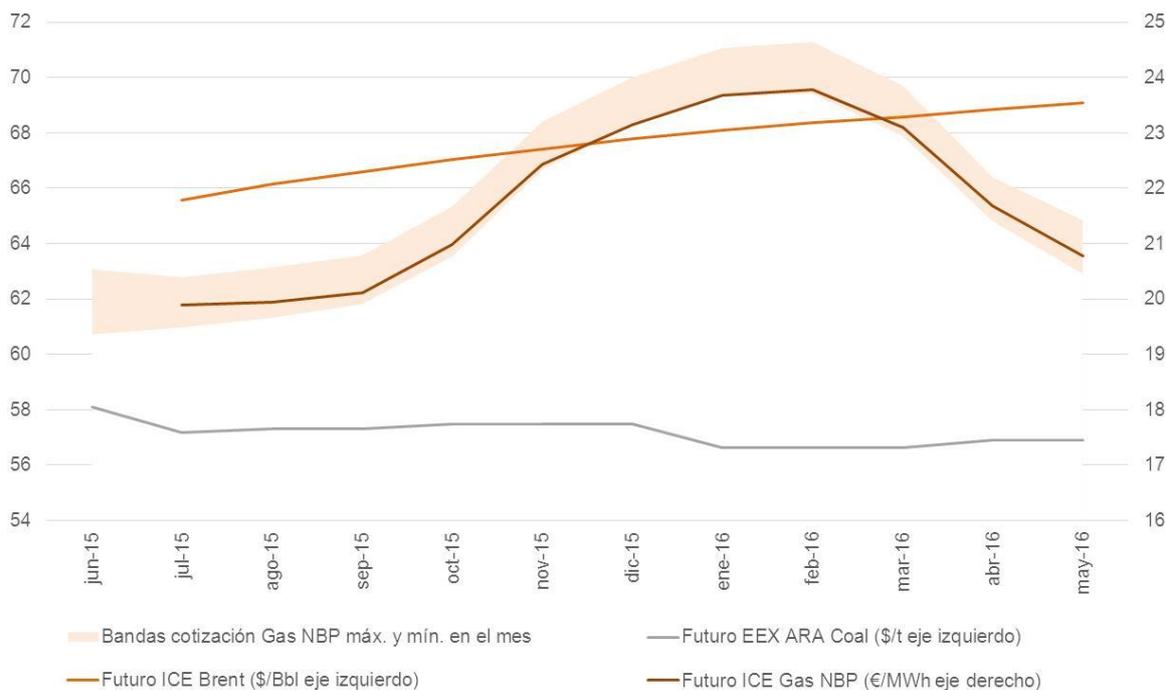
Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA muestra una cierta tendencia descendente, con un precio máximo previsto de 58,1 \$/t para el mes

¹⁹ Recuérdese que el 3 de julio de 2013, el Parlamento Europeo apoyó por un margen muy ajustado, la propuesta de la Comisión de retrasar de la subasta 900 millones de derechos de emisión (EUA) entre 2013 y 2015 para de encarecer su precio (“backloading”).

²⁰ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con mayor vencimiento.

de junio de 2015, y una cotización mínima prevista de 56,6 \$/t para el primer trimestre de 2016.

Gráfico 21. Curva a plazo de los combustibles, a 29 de mayo de 2015 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)



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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

3.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-15 y Cal-16 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

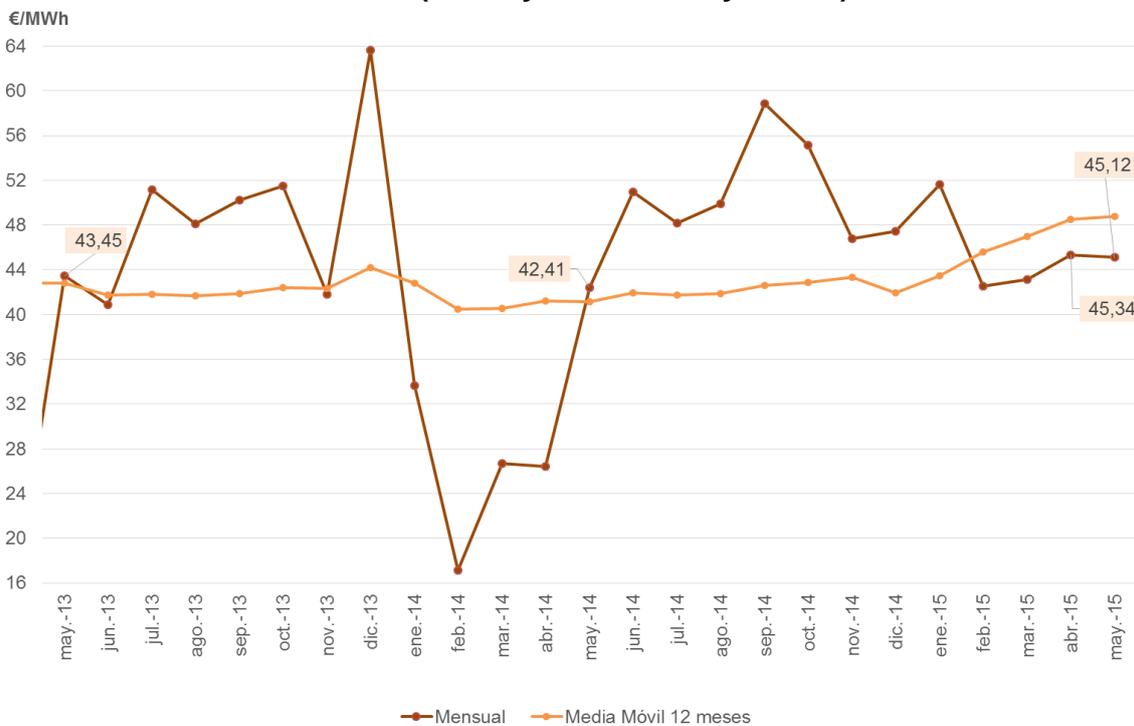
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

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 mayo de 2013 y mayo de 2015.

En el mes de mayo de 2015 el precio spot medio mensual se situó en 45,12 €/MWh²¹, un 0,5% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (45,34 €/MWh) y un 6,4% superior al precio spot medio registrado en mayo de 2014 (42,41 €/MWh).

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



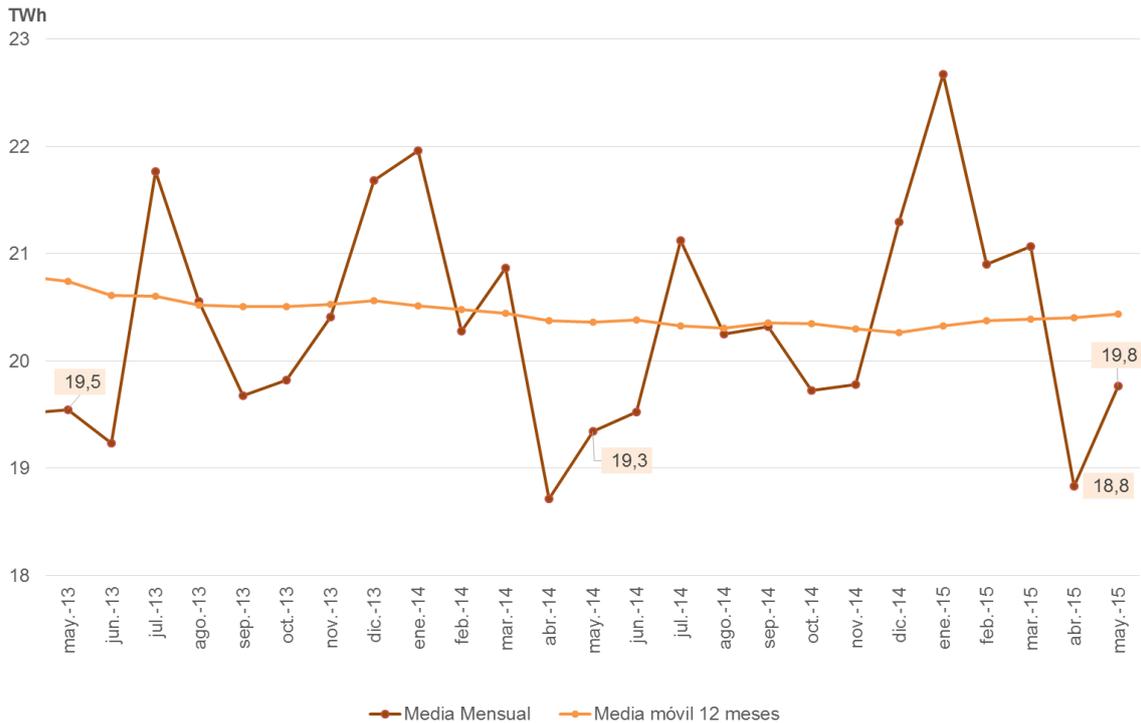
Fuente: OMIE

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

²¹ En mayo de 2015 el precio spot medio portugués se situó en 45,18 €/MWh, un 0,1% superior al precio spot medio español (45,12). 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 cinco primeros meses de 2015, en 3.529 de las 3.623 horas de dicho periodo el precio spot en Portugal ha sido igual al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 0,11 €/MWh).

En el mes de mayo, la demanda se cifró en 19,8 TWh, un 4,9% superior al valor registrado en el mes anterior (18,8 TWh) y un 2,2% superior que la demanda del mismo mes del año anterior (19,3 TWh en mayo de 2014). En el mes de mayo, la demanda fue un 3,3% inferior a la media móvil anual.

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



Fuente: REE

En el Cuadro 8 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de mayo de 2014, abril y mayo 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 mayo de 2015 destacó el incremento de la producción con tecnología eólica (+21,6%), solar, térmica y cogeneración (+18%) e hidráulica (+9,8%) con respecto al mes anterior. Por el contrario, disminuyó la producción con tecnología nuclear (-24%) con respecto al mes anterior.

El descenso registrado en la producción con tecnología nuclear compensó el aumento de producción con tecnología renovable, lo que contribuyó a que el precio del mercado spot en el mes de mayo se mantuviera relativamente estable (descenso de 0,22 €/MWh respecto al registrado en el mes anterior), en un contexto de demanda creciente (+4,9% al valor registrado en el mes anterior)

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

	may-15	abr-15	may-14	% Var. may-15 vs. abr-15	% Var. may-15 vs. may-14	2014	2014 % Total demanda transporte
Hidráulica	2,62	2,35	2,54	11,6%	3,3%	36,0	14,8%
Nuclear	3,73	4,90	4,55	-24,0%	-18,0%	57,4	23,6%
Carbón	3,01	3,14	3,31	-4,1%	-8,8%	43,7	18,0%
Fuel + Gas	0,00	0,00	0,00	-	-	0,0	0,0%
CCGT	1,59	1,69	1,41	-5,7%	12,7%	21,7	8,9%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	4,19	3,55	4,10	18,0%	2,1%	43,5	17,9%
Resto hidráulica	0,59	0,57	0,59	2,5%	-1,5%	6,9	2,8%
Eólica	4,80	3,95	4,16	21,6%	15,3%	51,0	21,0%
Total generación bruta	20,53	20,15	20,66	1,9%	-0,6%	260,3	-
Consumos generación	-0,46	-0,52	-0,48	-10,8%	-3,3%	-6,6	-2,7%
Consumos en bombeo	-0,40	-0,41	-0,49	-2,9%	-19,0%	-5,7	-2,3%
Saldos intercambios internacionales	0,17	-0,30	-0,26	-155,3%	-163,7%	-3,5	-1,4%
Enlace Península-Baleares	-0,07	-0,09	-0,09	-26,1%	-24,4%	-1,3	-0,5%
Total demanda transporte	19,77	18,84	19,34	4,9%	2,2%	243,2	243,2

Fuente: REE

