



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

16 de julio 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 junio de 2015, en un contexto ascendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior, las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica en España mostraron también una tendencia ascendente.

Las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en julio, agosto y septiembre de 2015 contabilizaron una subida del 3,1%, 1,4% y 1,6%, respectivamente. Por su parte, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el tercer y cuarto trimestres de 2015, así como en el primer y segundo trimestres de 2016 contabilizaron subidas del 2,5%, 1,4%, 1,4% y 2,4%, respectivamente, situándose, a cierre de mes (día 30), en 53,90 €/MWh el Q3-14, 49,06 €/MWh el Q4-15, en 47,58 €/MWh el Q1-16 y en 45,50 €/MWh el Q2-16.

Por su parte, la cotización del contrato anual con liquidación en el año 2016 se situó a cierre de mes (30 de junio) en 48,44 €/MWh, con un incremento del 2,2% 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.

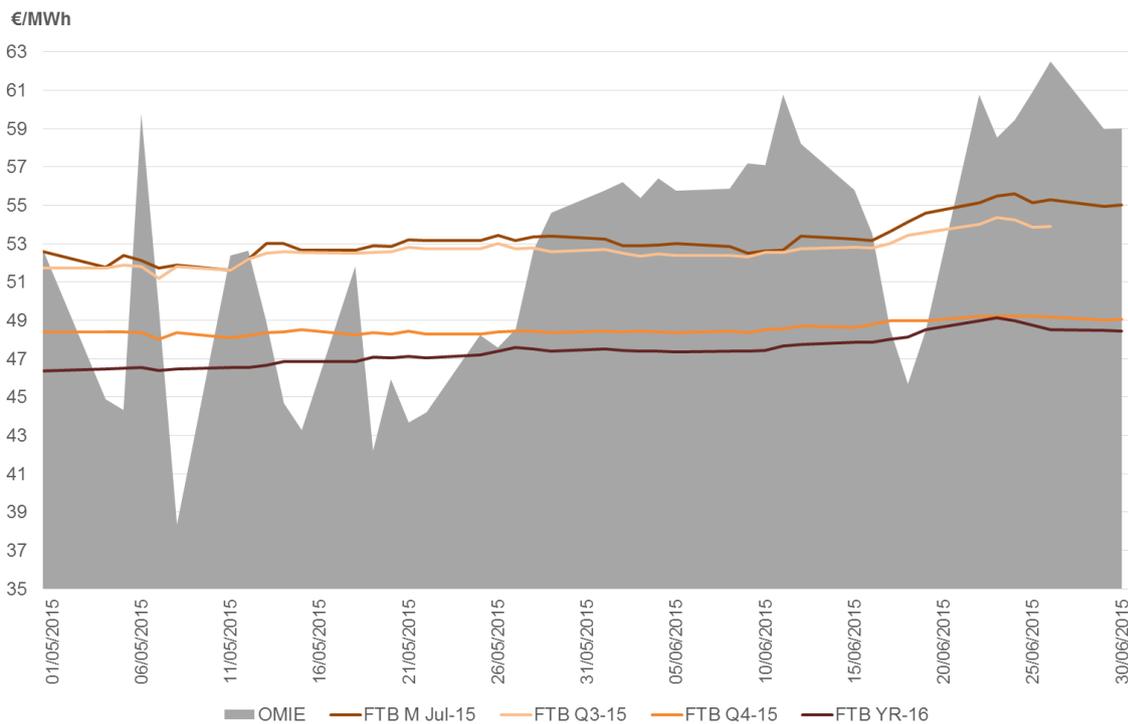
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE JUNIO DE 2015				MES DE MAYO DE 2015				% Variación últ. cotización jun-15 vs. may-15
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
jul-15	55,03	55,60	52,50	53,84	53,38	53,45	51,63	52,68	3,1%
ago-15	51,80	52,68	50,70	51,67	51,06	52,03	50,47	51,41	1,4%
sep-15	54,22	54,89	52,94	53,86	53,35	53,95	51,38	52,96	1,6%
Q3-15	53,90	54,35	52,30	53,05	52,59	53,00	51,20	52,35	2,5%
Q4-15	49,06	49,22	48,35	48,78	48,38	48,50	48,00	48,33	1,4%
Q1-16	47,58	48,46	46,85	47,42	46,90	47,35	46,67	47,00	1,4%
Q2-16	45,50	46,09	44,37	45,03	44,43	44,61	42,80	43,67	2,4%
Año 2016	48,44	49,13	47,35	48,02	47,40	47,60	46,40	46,90	2,2%
Año 2017	48,19	48,65	47,07	47,82	47,12	47,32	46,40	46,90	2,3%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de junio a 30/06/15, excepto la del contrato FTB Q3-15 a 26 /06/15. Cotizaciones de mayo corresponden a las del día 29/05/2015.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

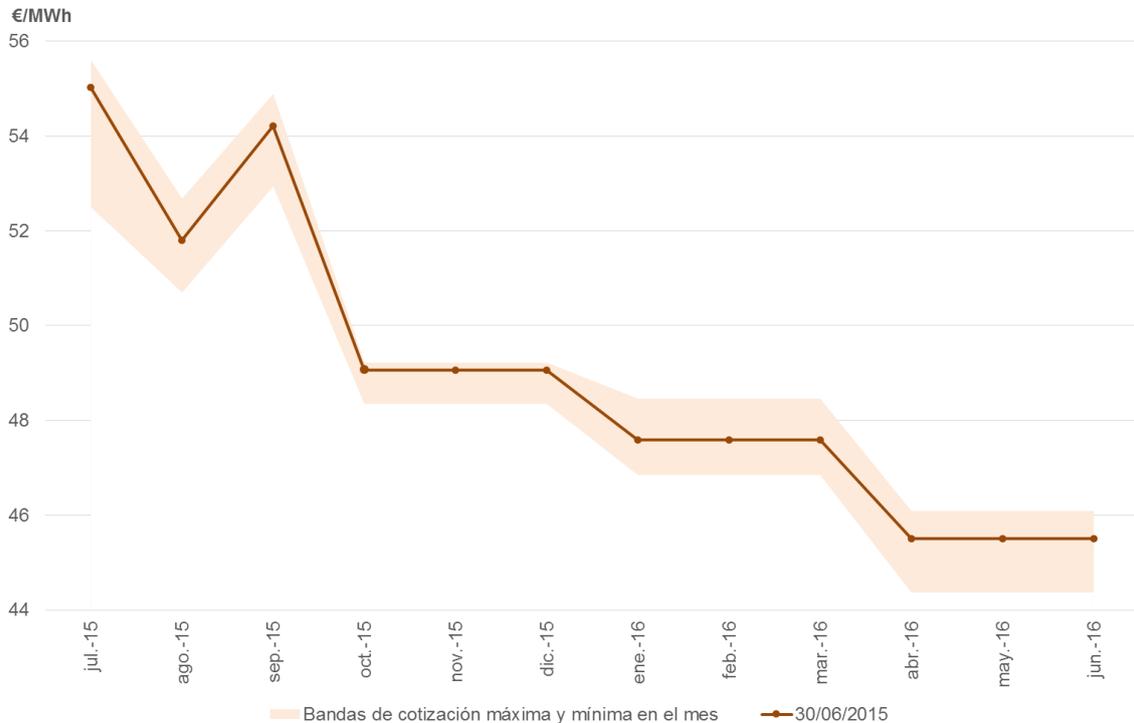
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 mayo – 30 de junio de 2015



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 junio 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 se sitúan 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 junio de 2015



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

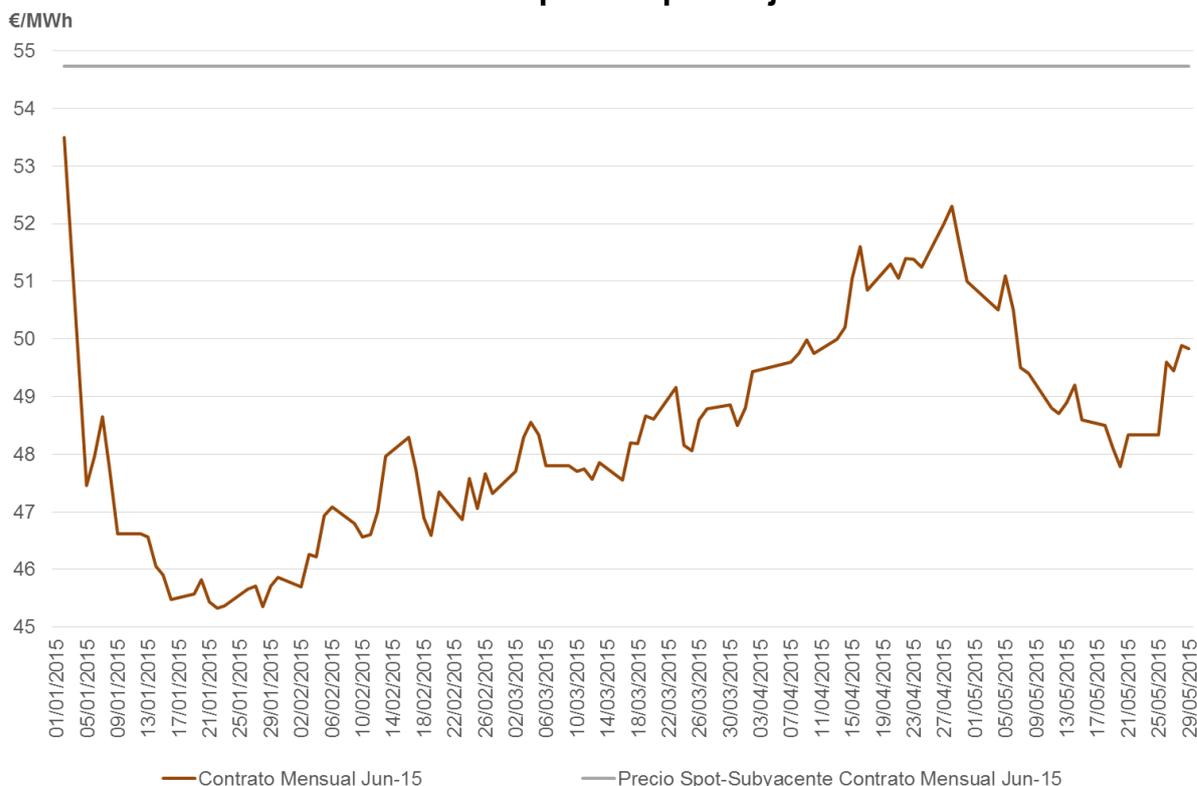
En el mes de junio, el precio medio del mercado diario (54,73 €/MWh) ascendió un 21,3% respecto al registrado en el mes anterior (45,12 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en junio de 2015 (29 de mayo de 2015), anticipaba un precio medio del mercado diario de 49,83 €/MWh para dicho mes, un 9% inferior al precio spot finalmente registrado (54,73 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP², se alcanzaron el 2 de enero de 2015 (53,50 MWh) y el 22 de enero de 2015 (45,33 €/MWh) (véase Gráfico 3). Por tanto, el diferencial máximo de cotización del contrato fue de 8,17 €/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 2 de enero de 2015 al 29 de mayo de 2015.

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

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



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

Para el mes de julio, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (30 de junio), anticipa un precio medio del mercado diario de 55,03 €/MWh.

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

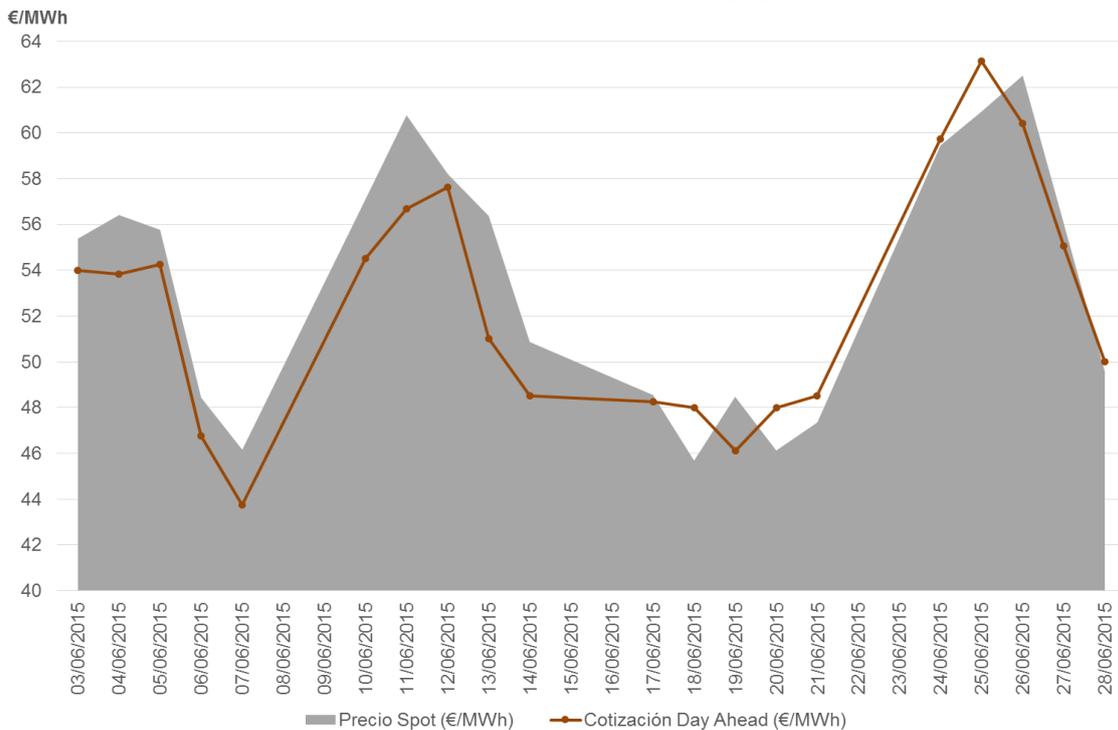
En junio de 2015 los precios de los contratos *day-ahead* anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). En particular, el precio medio diario del mercado de contado en junio de 2015 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁴) ascendió a 53,51 €/MWh, 1,10 €/MWh superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en junio de 2015 (52,41 €/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 (1,10 €/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: Junio 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 mayo y junio de 2015⁶.

En el mes de junio de 2015 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 10,1 TWh, un 9,8% inferior al volumen registrado en el mes anterior (11,2 TWh, en mayo de 2015), y un 59% inferior al volumen negociado en los mercados OTC y OMIP durante el mismo mes del año anterior (24,6 TWh en junio de 2014).

El volumen negociado en OMIP en junio de 2015 representó el 7,9% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 11,5% en mayo 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 el primer semestre de 2015 (82,3 TWh), representó el 66,6% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (123,5 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 junio 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 5 TWh (+5% respecto al mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado, en junio 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 53,9%. En el mismo periodo del año 2014 dicho porcentaje fue inferior (30,5%), 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 junio 2015	Mes anterior Mayo 2015	% Variación	Total 2015	Total 2014
OMIP	803	1.291	-37,8%	8.825	37.527
EEX	20	345	-94,2%	400	0
OTC	9.292	9.579	-3,0%	73.101	283.229
OTC registrado y compensado*:	5.013	4.774	5,0%	30.487	83.190
<i>OMIClear</i>	3.034	2.606	16,4%	15.703	49.558
<i>BME Clearing</i>	1.521	827	83,9%	9.847	32.127
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	458	1.342	-65,9%	4.937	1.504
Total (OMIP, EEX y OTC)	10.115	11.215	-9,8%	82.326	320.755

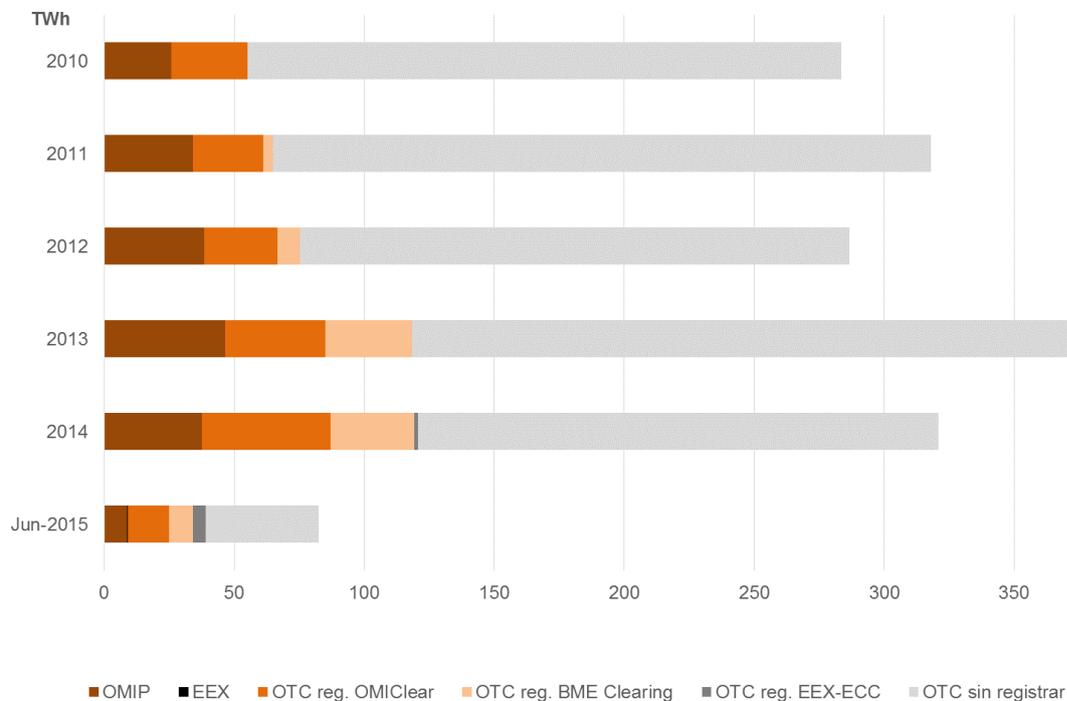
*El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse 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 30 de junio 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.

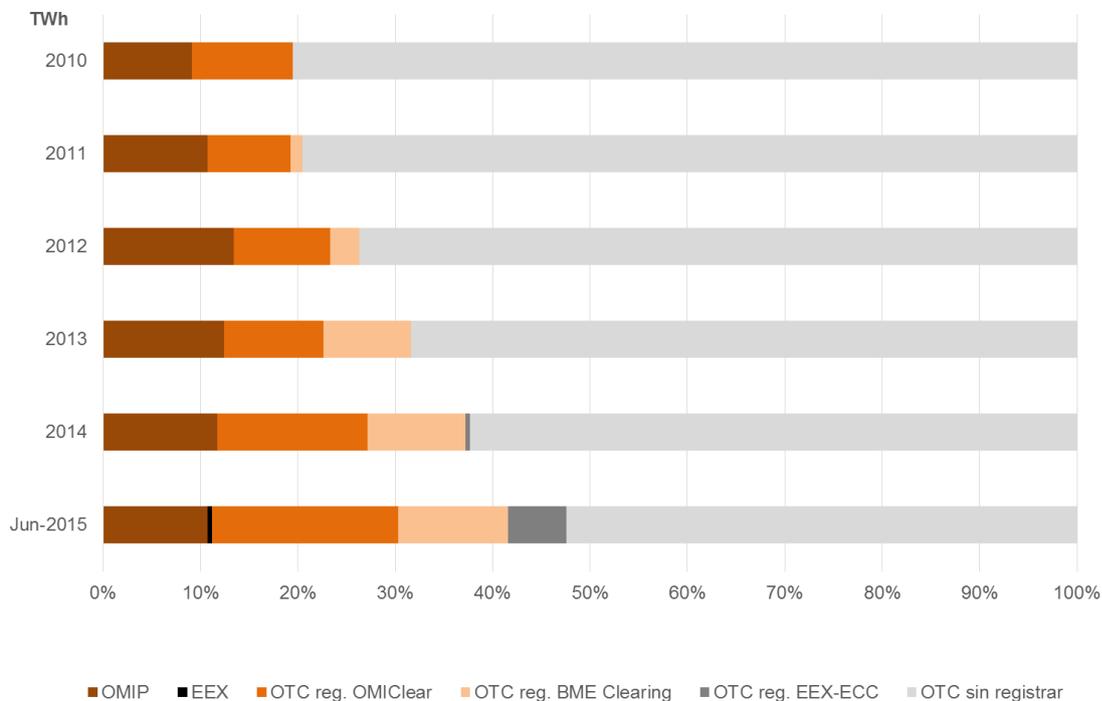
⁷ EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan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



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

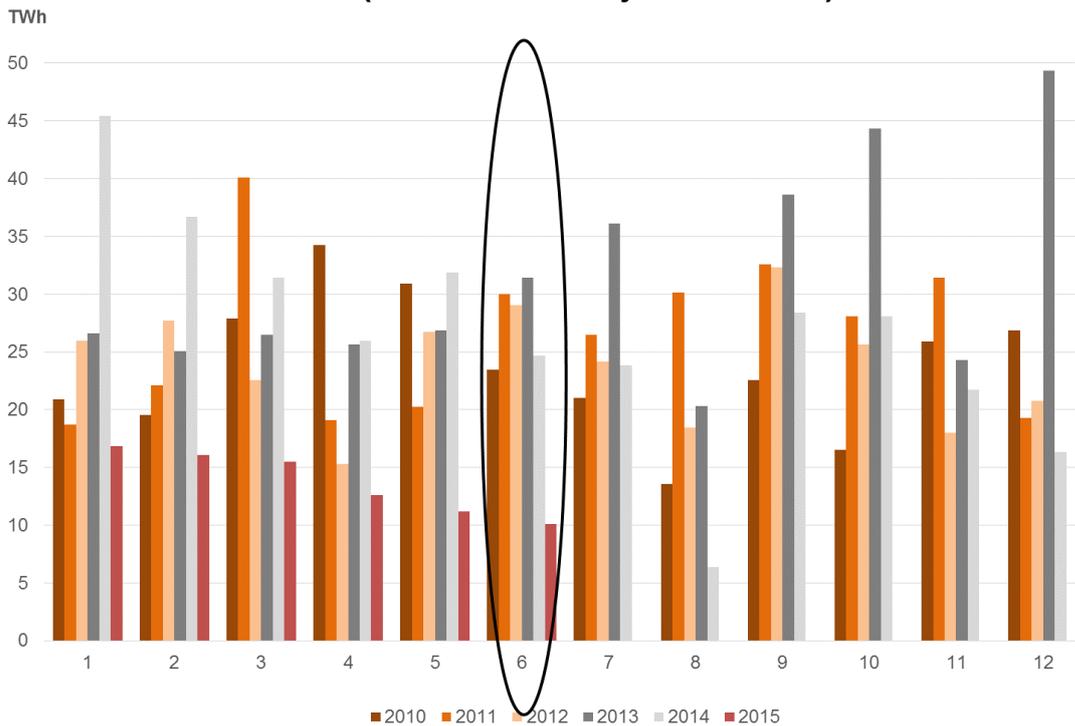
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo (enero de 2010 a junio 2015)



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 junio de 2015. En este último mes el volumen negociado en dichos mercados (10,1 TWh) se redujo un 59% respecto al volumen negociado en el mismo mes del año anterior (24,6 TWh, en junio de 2014).

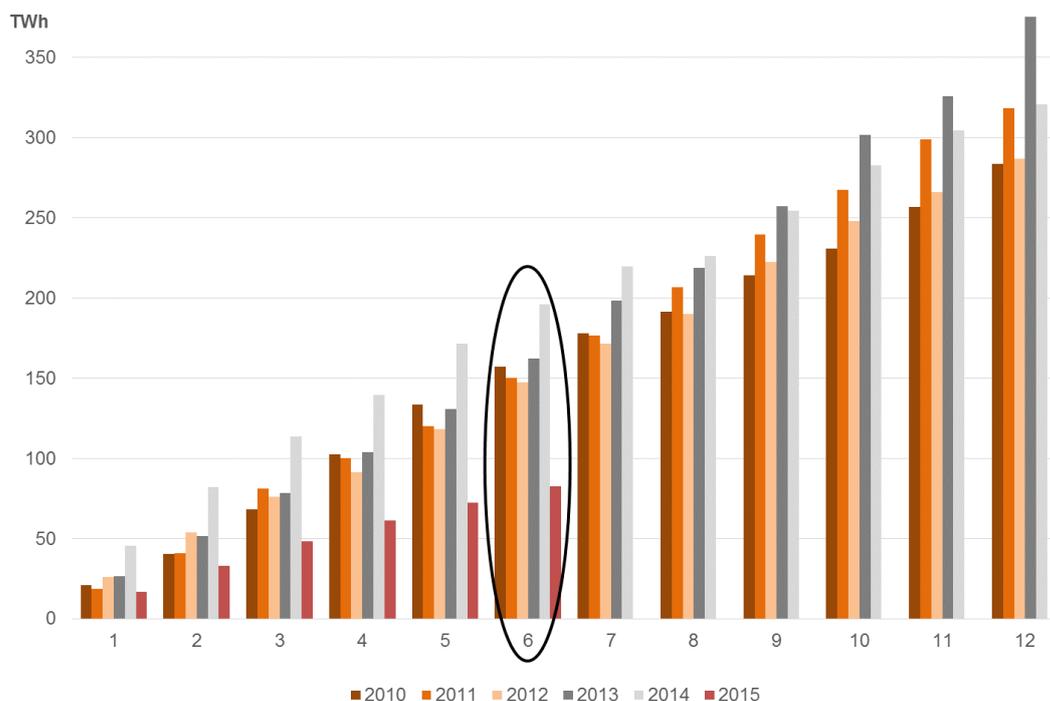
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (enero de 2010 a junio de 2015)



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 junio 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 mayo y de junio 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 junio de 2013 y junio 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 junio 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 87,3% (8,8 TWh). En el mes de mayo de 2015 dicho porcentaje de negociación fue superior (90,4%; 10,1 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 12,7% (1,3 TWh). En el mes de mayo de 2015 dicho porcentaje de negociación fue inferior (9,6%; 1,1 TWh).

En junio de 2015 el contrato de largo plazo más negociado fue el contrato trimestral, con el 41,6% (3,7 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (8,8 TWh)⁸. A continuación se situó el contrato anual, con el 34,2% (3 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 0,7 TWh, el 21,8% de los contratos anuales negociados y el 6,5% del volumen total negociado).

El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación diaria con el 48,3% (0,6 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,3 TWh)⁹, seguido del contrato con liquidación semanal, con el con el 45,4% (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)

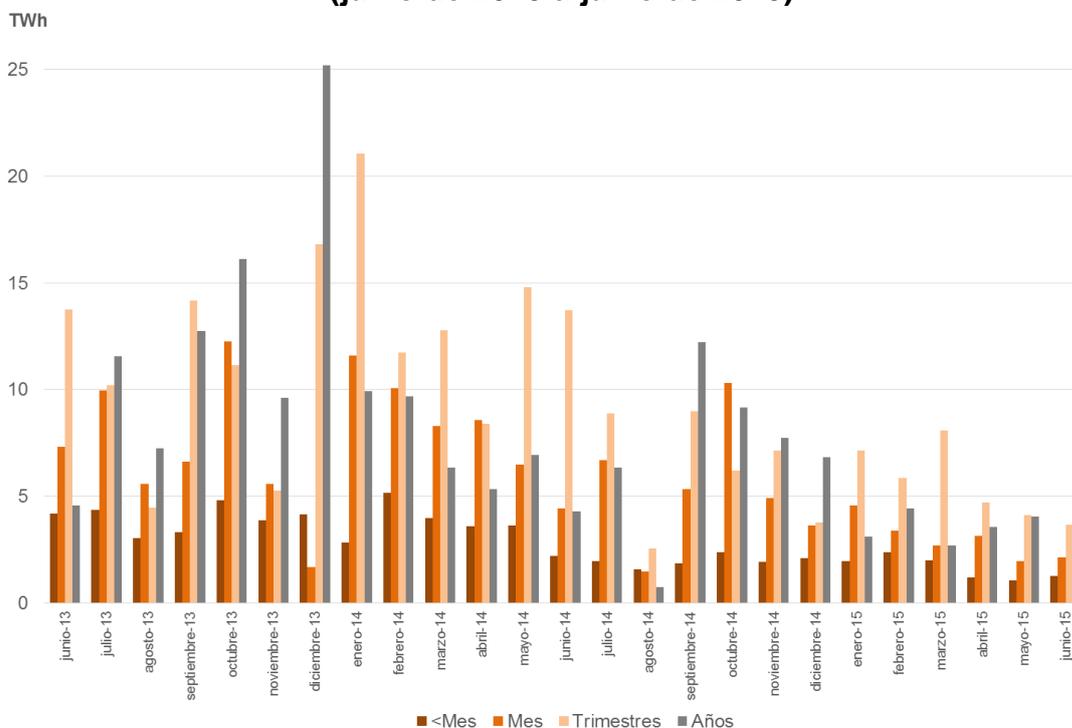
Tipo de contrato	Mes actual jun-15	Mes anterior may-15	% Variación	Total 2014	% Total 2014
Diario	618	502	23,1%	10.044	30,2%
Fin de semana	81	107	-24,1%	1.888	5,7%
Balance de semana	0	0	-	7	0,0%
Semana	582	462	25,9%	21.368	64,2%
Total Corto Plazo	1.281	1.072	19,6%	33.307	10,4%
Mensual	2.141	1.969	8,8%	81.839	28,5%
Trimestral	3.672	4.113	-10,7%	120.031	41,8%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%
Anual	3.020	4.062	-25,7%	85.578	29,8%
Total Largo Plazo	8.833	10.144	-12,9%	287.449	89,6%
Total	10.115	11.215	-9,8%	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 mayo de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (40,5%; 4,1 TWh).

⁹ En el mes de mayo de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (46,9%; 0,5 TWh)

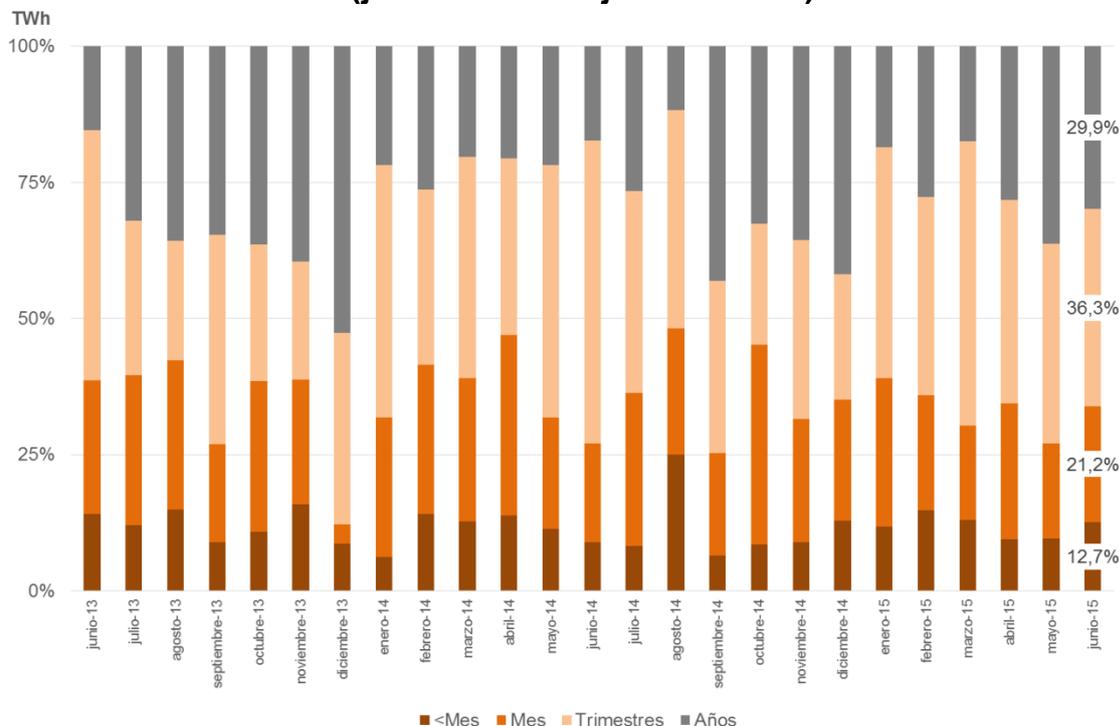
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh) (junio de 2013 a junio de 2015)



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 juniore 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 %) (junio de 2013 a junio 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 juniore o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

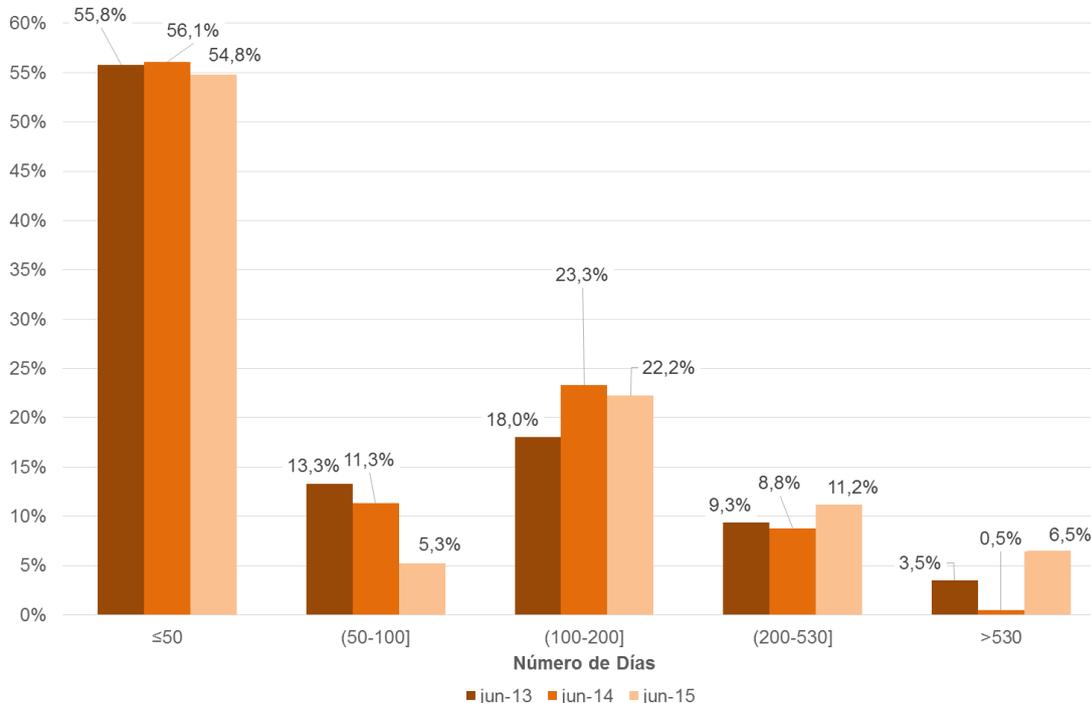
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

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 junio 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 60,1% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX, durante el mes de junio de 2015, iniciarán su liquidación en 100 días (en junio de 2014 este porcentaje ascendió al 67,4%, 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 junio de 2015, ascendió a 0,7 GWh (en junio de 2014 el volumen de contrato anual con vencimiento a dos años vista Cal+2 ascendió a 0,1 GWh) (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 30 de junio de 2015, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en junio de 2015¹⁰ se situó en torno a 16.856 GWh, un 9,9% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en mayo de 2015 (18.711 GWh), y un 41,7% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en junio de 2014 (28.935 GWh).

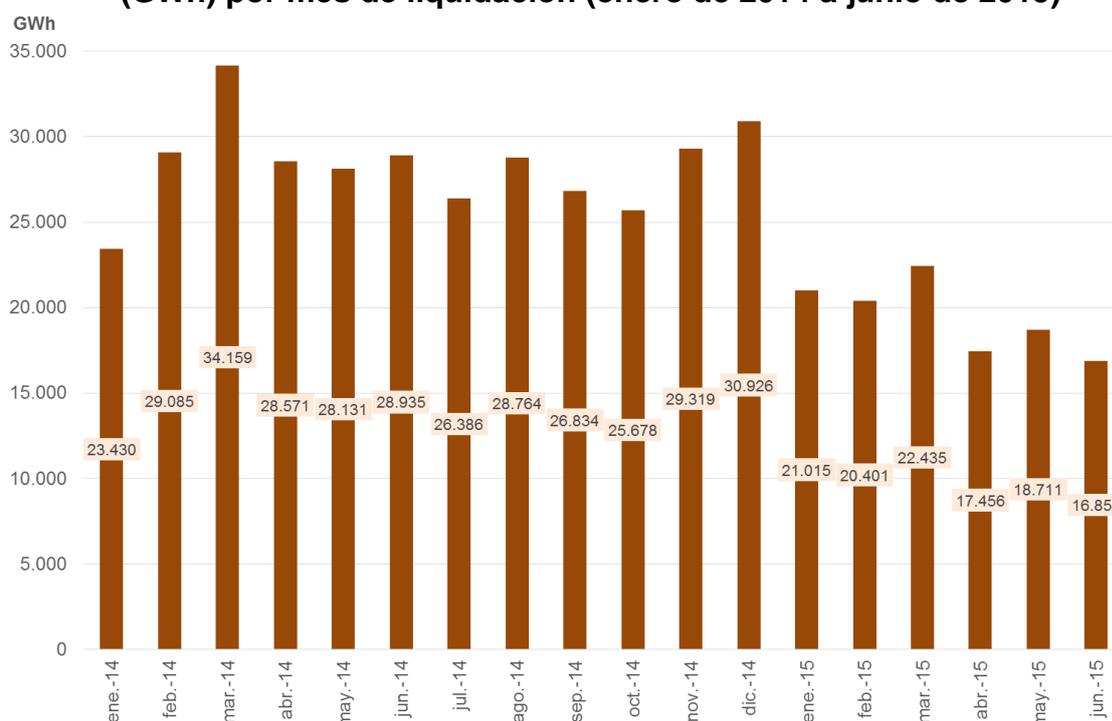
Del volumen total negociado, hasta el 30 de junio de 2015, sobre contratos con liquidación en junio de 2015, el 92,4% (15.575 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual jun-15, trimestral Q2-15 y

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

anual 2015), mientras que el 7,6% restante (1.281GWh) 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 junio de 2015 (16.856 GWh) representó el 83% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.297 GWh).

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

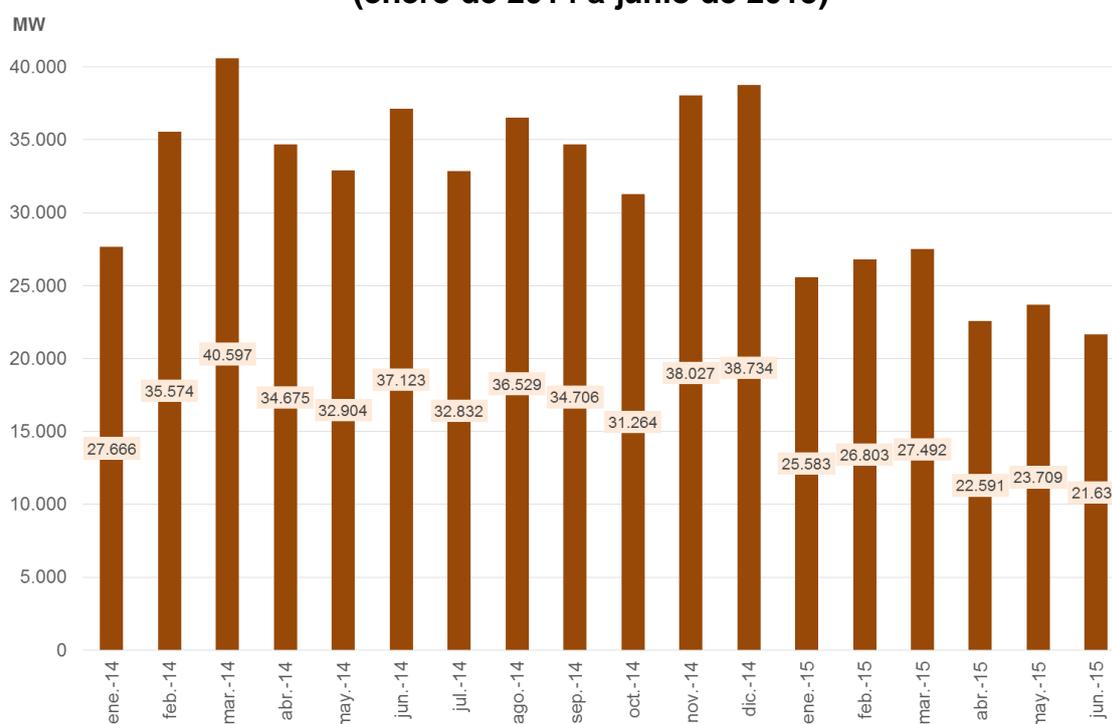
El volumen total de negociación, en los mercados OTC, OMIP y EEX, sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en junio de 2015 (jun-15, Q2-15 y anual 2015) se situó en torno a 21.632 MW, un 8,8% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de mayo de 2015 (23.709 MW), y un 41,7% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de junio de 2014

¹¹ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

(37.123 MW). El 32,9% (7.119 MW) del volumen total negociado sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en junio de 2015 (21.632 MW) se registró en OMIClear¹² (véase Gráfico 14) y el 7,2% (1.547 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15).

El volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de junio de 2015 (21.632 MW), representó el 71% de la demanda horaria media de dicho mes de junio (28.190 MW).

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

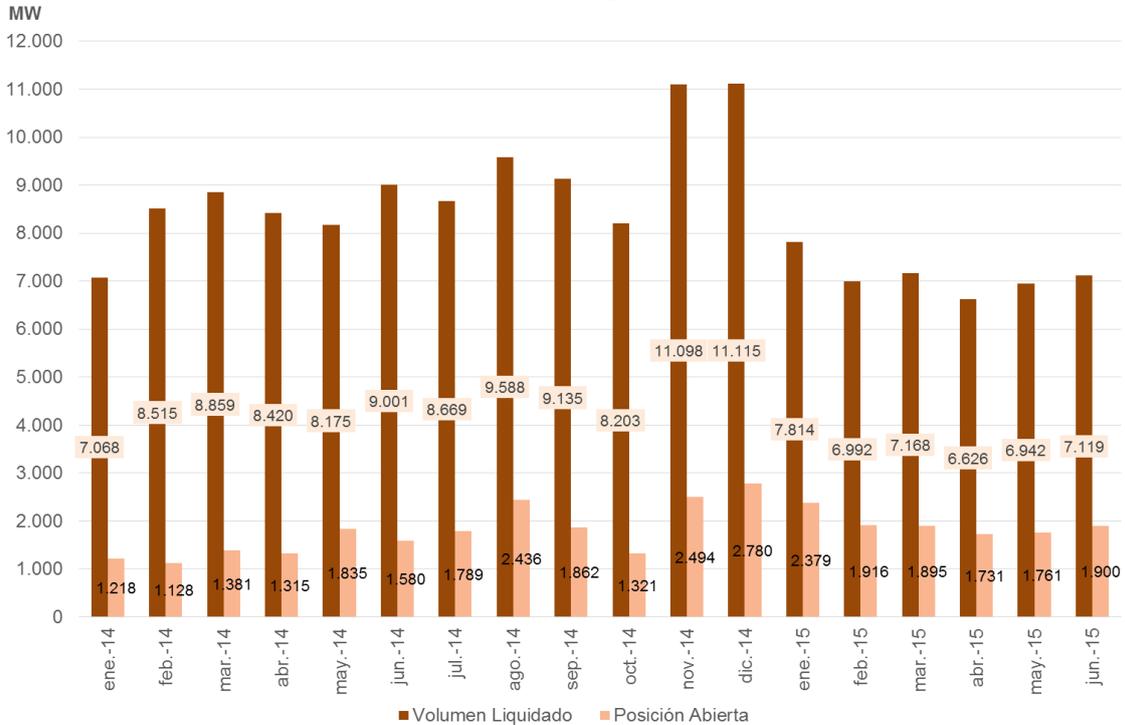
OMIClear, por lo que se desconoce el volumen de posición abierta global al inicio del periodo de liquidación del contrato a plazo. No obstante, sí se conoce el volumen de posición abierta correspondiente a las transacciones registradas en OMIClear, ya que se tiene información completa de las transacciones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

En este sentido, de los 7.119 MW con liquidación en junio de 2015 que se registraron en OMIClear, el 73,3% (5.219 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 26,7% restante (1.900 MW) quedaron abiertas¹³ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 73,3% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹⁴ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en junio 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 junio 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.

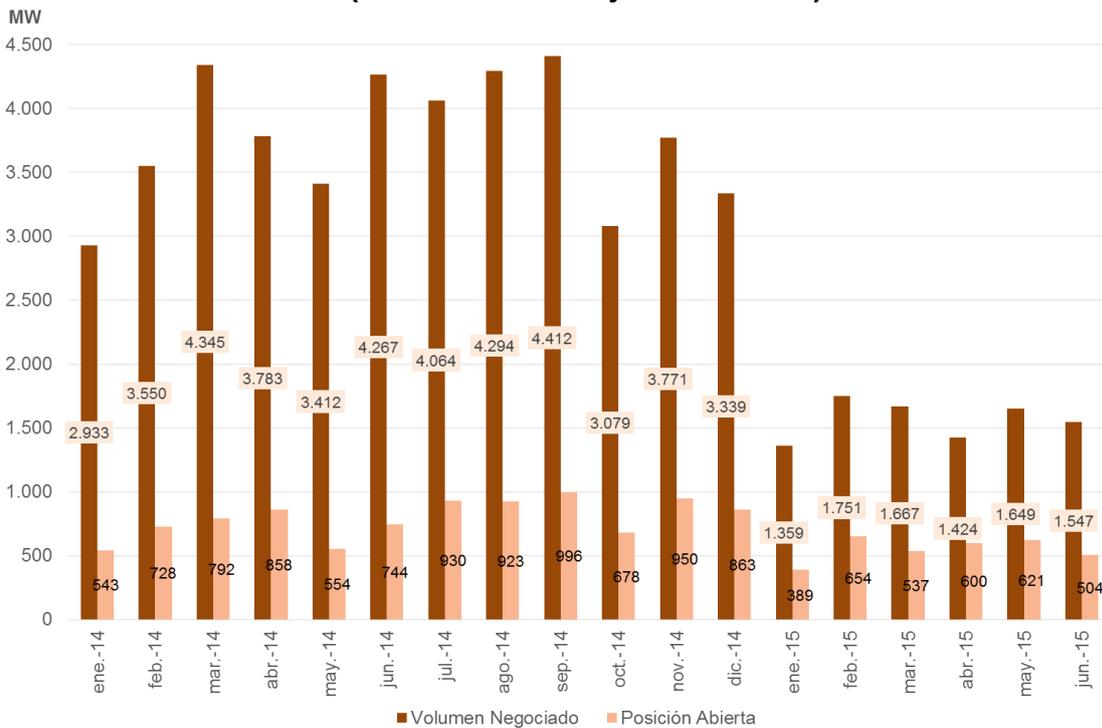
Del volumen total negociado, en los mercados OTC, OMIP y EEX, sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en junio de 2015 (21.632 MW), el 7,2% (1.547 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing (1.547 MW), el 67,4% (1.043 MW) se

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 32,6% restante (504 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 junio 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 junio 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, excepto las del contrato con vencimiento en el primer trimestre de 2016.

En el mercado alemán, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostraron una tendencia ascendente respecto a las registradas en el mes anterior (en un contexto también ascendente del precio del mercado de contado). Las cotizaciones que más aumentaron fueron las del contrato mensual con liquidación en julio de 2015 y las del contrato trimestral con liquidación en el tercer trimestre de 2015 (incrementos del 13,7% y 6,7%, respectivamente).

Asimismo en el mercado francés, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostraron una tendencia ascendente respecto a las registradas en el mes anterior (en línea con la evolución experimentada del precio del mercado de contado). Las cotizaciones que más aumentaron fueron las de los contratos mensuales con liquidación en julio y agosto de 2015 (incrementos del 38,7% y 17,6%, respectivamente).

Por último en el mercado español, los precios spot y las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostraron también una tendencia ascendente respecto a las registradas en el mes anterior. Las cotizaciones que más aumentaron fueron las del contrato mensual con liquidación en julio de 2015 y las del contrato trimestral con liquidación en el tercer trimestre de 2015 (incrementos del 3,1% y 2,5%, respectivamente).

A 30 de junio de 2015, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2016 se situó en el mercado español (48,44 €/MWh; +2,2%) por encima de

las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (32,10 €/MWh; +1,9%) y en Francia (39,50 €/MWh; +2,7%).

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

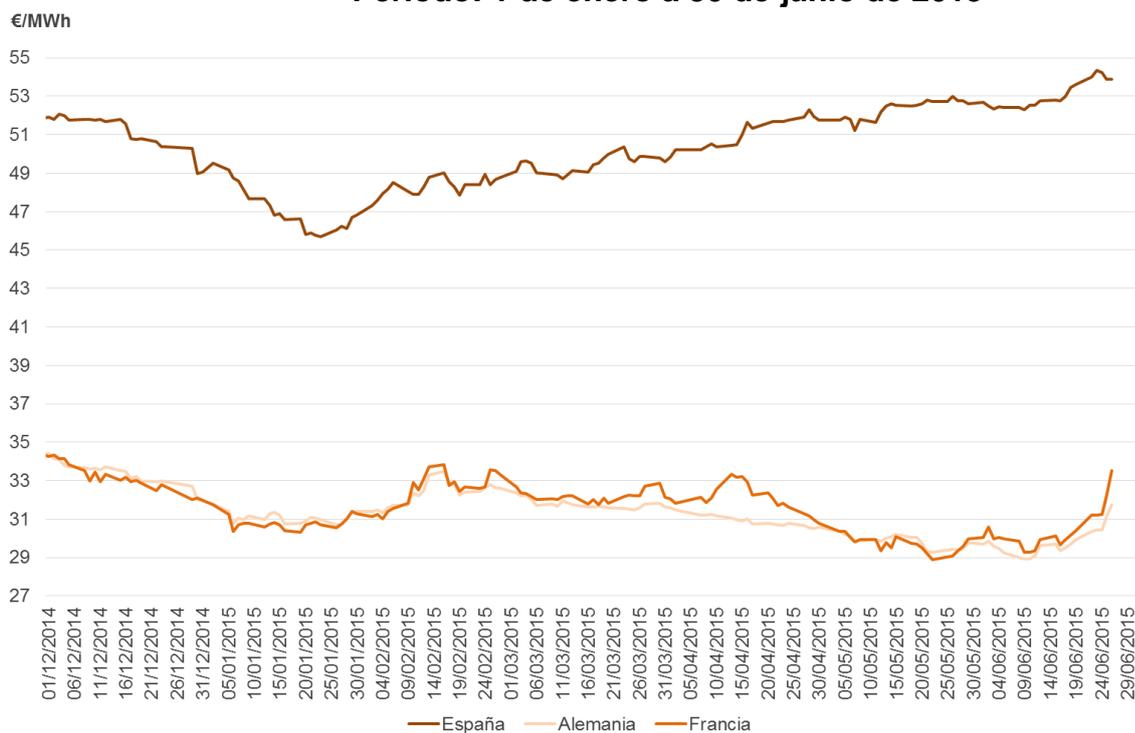
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	junio-15	mayo-15	% Variación jun. vs. may.	junio-15	mayo-15	% Variación jun. vs. may.	junio-15	mayo-15	% Variación jun. vs. may.
jul-15	55,03	53,38	3,1%	33,14	29,15	13,7%	39,57	28,53	38,7%
ago-15	51,80	51,06	1,4%	28,83	27,20	6,0%	29,93	25,46	17,6%
Q3-15	53,90	52,59	2,5%	31,74	29,76	6,7%	33,53	29,97	11,9%
Q4-15	49,06	48,38	1,4%	34,24	34,03	0,6%	45,60	44,18	3,2%
Q1-16	47,58	46,90	1,4%	34,85	34,35	1,5%	47,63	46,50	2,4%
YR-16	48,44	47,40	2,2%	32,10	31,50	1,9%	39,50	38,47	2,7%

Nota: Cotizaciones de junio a 30/06/15, excepto la del contrato FTB Q3-15 a 26 /06/15.

Cotizaciones de mayo corresponden a las del día 29/05/2015.

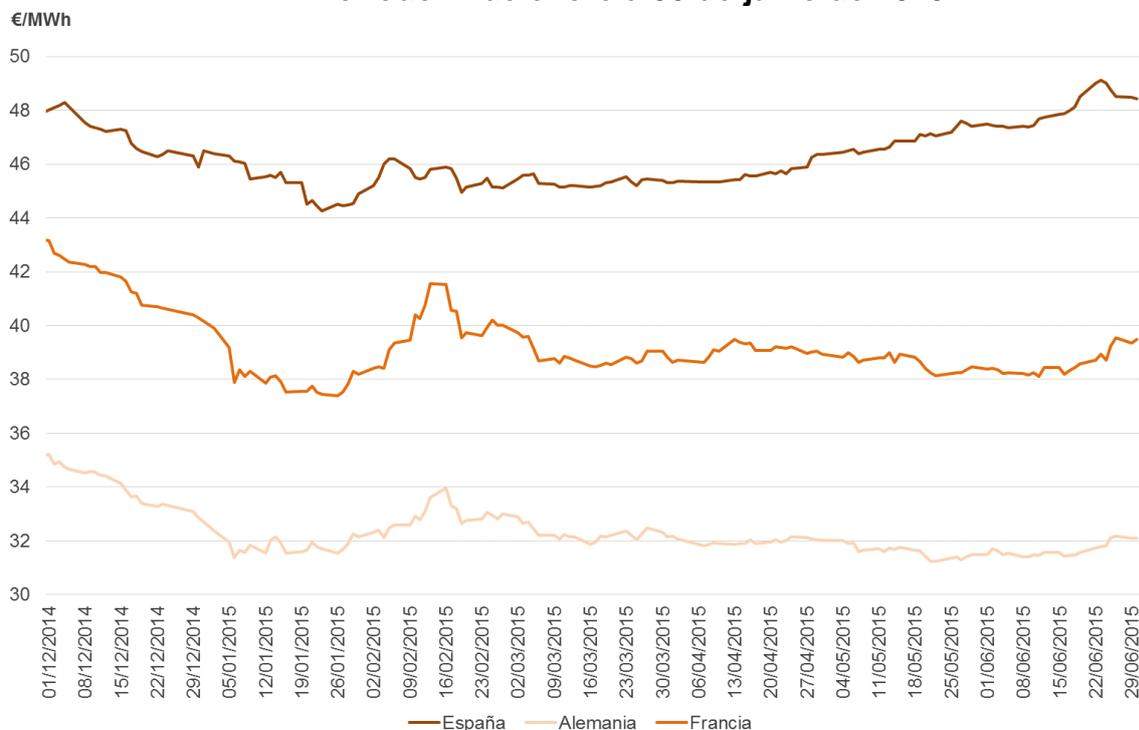
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

**Gráfico 16. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q3-15 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 de enero a 30 de junio 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 30 de junio de 2015**



Fuente: EEX y OMIP

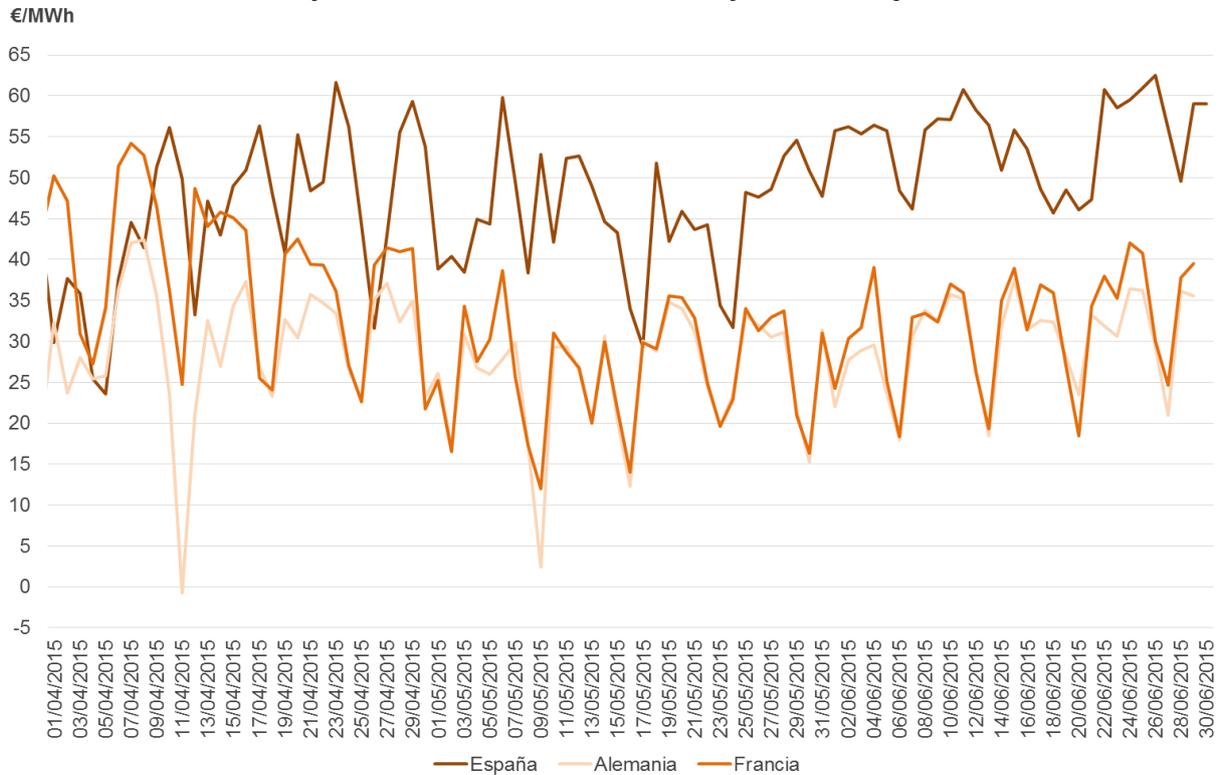
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 18), en el mes de junio el precio medio del mercado diario en España, 54,73 €/MWh, aumentó un 21,3% respecto al registrado en el mes anterior (45,12 €/MWh), situándose por encima tanto de los precios medios del mercado alemán (30,07 €/MWh) como de los precios medios del mercado francés (32,10 €/MWh), los cuales aumentaron también respecto a los del mes anterior (+18,6% en el mercado alemán y +21,2% en el mercado francés).

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

Precios medios	junio-15	mayo-15	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	54,73	45,12	21,3%
Alemania	30,07	25,36	18,6%
Francia	32,10	26,48	21,2%

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 mayo a 30 de junio 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 junio de 2015 (véase Cuadro 6).

En el mes de junio de 2015, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor negativo de 4,90 €/MWh. Asimismo, en los mercados alemán y

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.

francés las primas de riesgo ex post de dicho mes se situaron en valores negativos (1,41 €/MWh y 2,55 €/MWh, respectivamente).

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 período de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot alemán (€/MWh)	Precio medio spot durante el período de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot francés (€/MWh)	Precio medio spot durante el período 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

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 junio, únicamente los contratos a plazo del crudo petrolífero Brent mostraron una tendencia descendente, mientras que los contratos a plazo del carbón -EEX ARA-, y de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia ascendente, a diferencia de los contratos a plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) que no presentaron una tendencia común (en el mes de mayo, todos los combustibles y los derechos de emisión presentaban tendencia descendente, si bien menos acusada que en meses anteriores), tal y como se muestra en el Cuadro 7.

Con datos a 30 de junio de 2015, las cotizaciones de los contratos a plazo de petróleo presentaron alrededor de un 2,6% de descenso medio para los contratos que se recogen en el Cuadro 7, mientras que los precios a plazo del carbón presentaron un incremento medio en torno a 4,2%), y los del CO₂ aumentaron levemente (en promedio un 1,4%), para los contratos a plazo reflejados en el Cuadro 7. Las cotizaciones de los contratos a plazo de gas natural en Reino Unido mostraron pequeñas variaciones sin presentar una tendencia común, en concreto, un incremento de 1,4% para el contrato trimestral con entrega en el tercer trimestre de 2015, no variaron para el contrato con entrega en el cuarto trimestre de 2015, y descendieron 0,4% para el contrato con entrega en el primer trimestre de 2016.

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

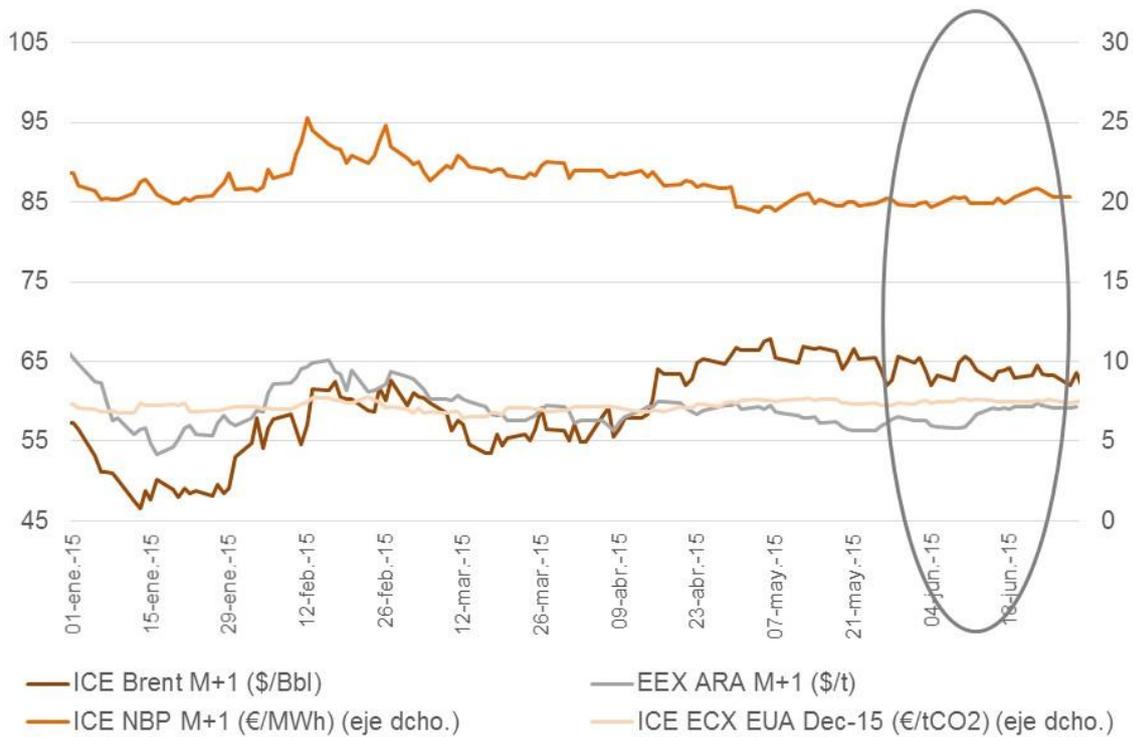
	Cotizaciones en junio de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en mayo de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-jun-15	Mín.	Máx.	29-may-15	Mín.	Máx.	jun. vs may.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	61,05	59,83	63,87	63,49	60,73	66,65	-3,8%
Brent entrega a un mes	63,59	62,01	65,70	65,56	62,06	67,77	-3,0%
Brent entrega a doce meses	67,87	66,63	70,08	69,32	66,29	71,91	-2,1%
Gas natural Europa €/MWh							
Gas NBP Spot	20,20	20,01	21,06	20,81	19,82	21,60	-3,0%
Gas NBP entrega Q3-15	20,29	19,75	20,71	20,01	19,61	20,58	1,4%
Gas NBP entrega Q4-15	22,16	21,79	22,61	22,17	22,02	22,96	0,0%
Gas NBP entrega Q1-16	23,41	23,02	23,88	23,50	23,40	24,34	-0,4%
Carbón EEX ARA API2 \$/t							
Carbón entrega Jul-15	59,35	56,58	59,86	57,53	55,90	58,67	3,2%
Carbón entrega Q3-15	60,03	56,84	60,03	57,58	56,08	58,52	4,3%
Carbón entrega 2016	60,26	57,10	60,26	57,38	56,65	58,87	5,0%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. emisión EUA Dic-2015	7,46	7,28	7,64	7,36	7,21	7,68	1,4%
Dchos. emisión EUA Dic-2016	7,54	7,35	7,73	7,44	7,29	7,77	1,3%

- 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

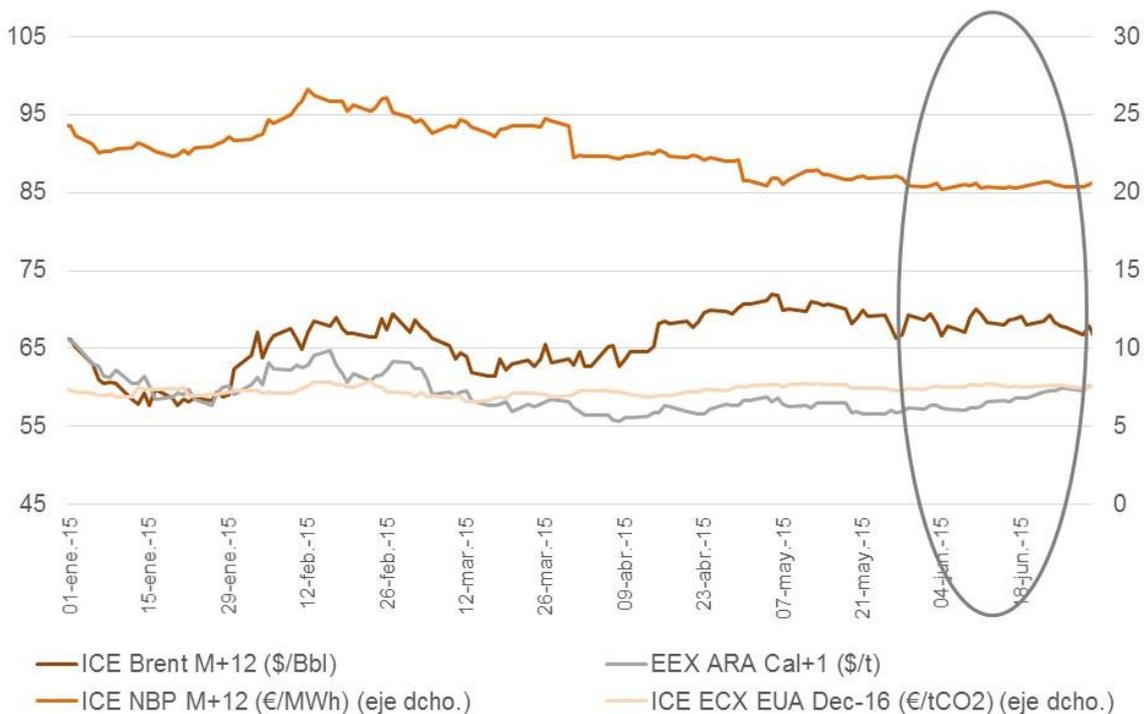
La tendencia descendente de los precios a plazo del crudo y la tendencia creciente de los precios a plazo del carbón, durante el mes de junio, se observa tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 19) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 20). Sin embargo, no se aprecia apenas variación para las cotizaciones de los contratos a plazo del gas natural y de los derechos de emisión de CO₂.

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 enero 2015 – 30 junio 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 enero 2015 – 30 junio 2015



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

Al cierre del mes de junio 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 junio de 2015, frente a una cotización de 1,10 \$/€ al cierre de mayo de 2015. El tipo de cambio de la libra esterlina se apreció, situándose en 0,71 £/€ al final del mes de junio frente a 0,72 £/€ al final del mes de mayo.

Entre los factores que contribuyeron al descenso en los precios del crudo cabe destacar la abundancia de suministro a nivel global, la decisión de la OPEP de no recortar la producción de sus países miembros, la disminución de la demanda china, los potenciales impactos negativos en la demanda energética europea debido a la crisis de la deuda griega y la extensión de la negociación nuclear de Irán que permitiría mayores exportaciones de crudo desde este país.

En el descenso de los precios spot del gas natural en Reino Unido habrían influido la abundancia de suministro, las temperaturas templadas, la indisponibilidad programada en el interconector con Bélgica (que permitió disponer de más gas en el Reino Unido).

Por su parte, en el incremento de las cotizaciones del carbón habría influido el aumento en los costes de los fletes debido a una mayor actividad en el mercado sudamericano de cereales y una mayor entrada de cargamentos en los puertos de Amsterdam, Rotterdam y Amberes ante expectativas de futuros incrementos de precios.

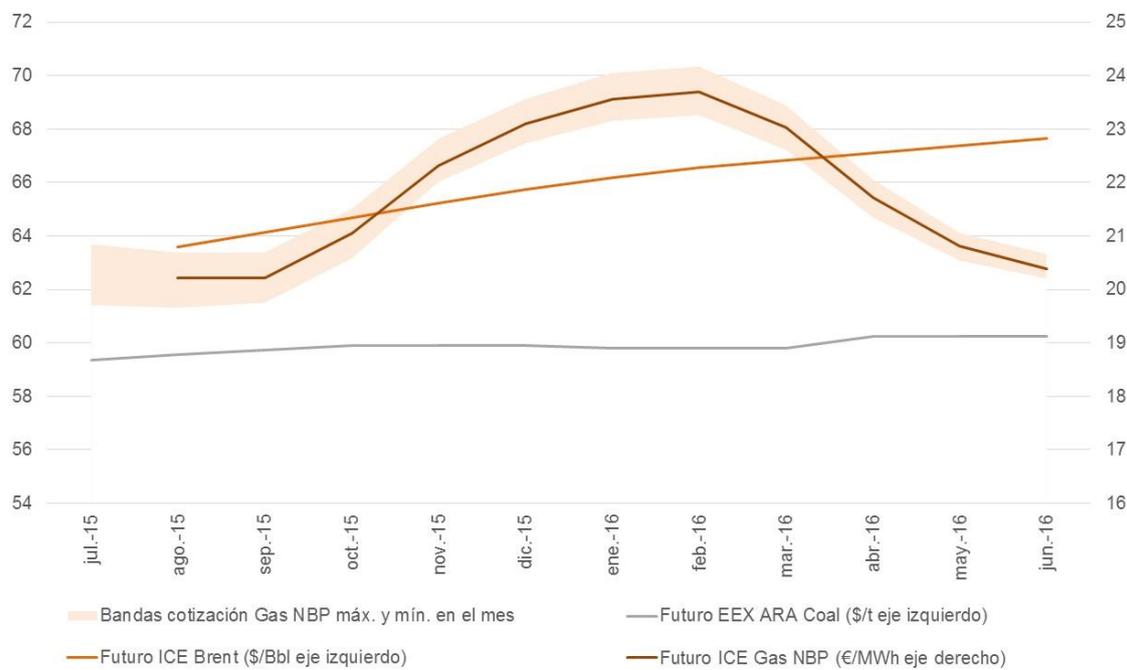
En la tendencia ascendente de los precios de los derechos de emisión de CO₂ habría incidido los resultados de las subastas (con precios de equilibrio por encima del precio de mercado), la existencia de márgenes en la generación de las centrales de carbón en Alemania (“clean dark spreads” positivos) y las posiciones especulativas de operadores tratando de adelantarse a la votación del Parlamento Europeo sobre el mecanismo conocido como Reserva de Estabilidad del Mercado, en su sesión plenaria del 6 de julio de 2015.

Al cierre del mes de junio, 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” (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 julio 2015 (1,1 €/MWh) y agosto de 2015 (1,1 €/MWh).

Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA muestra una cierta tendencia muy estable, con un precio máximo previsto de 60,26 \$/t para el año 2016, y una cotización mínima prevista de 59,76 \$/t para el mes de agosto de 2015.

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

Gráfico 21. Curva a plazo de los combustibles, a 30 de junio 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)

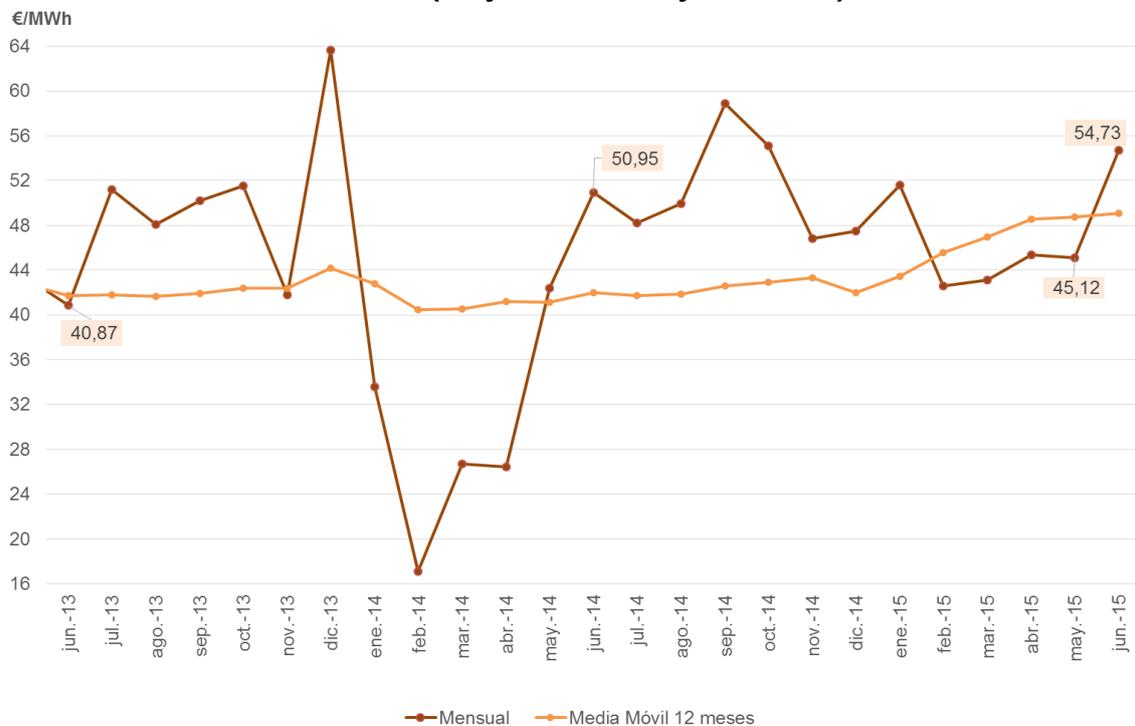
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

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 junio de 2013 y junio de 2015.

En el mes de junio de 2015 el precio spot medio mensual se situó en 54,73 €/MWh²⁰, un 21,3% superior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (45,12 €/MWh) y un 7,4% superior al precio spot medio registrado en junio de 2014 (50,95 €/MWh).

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



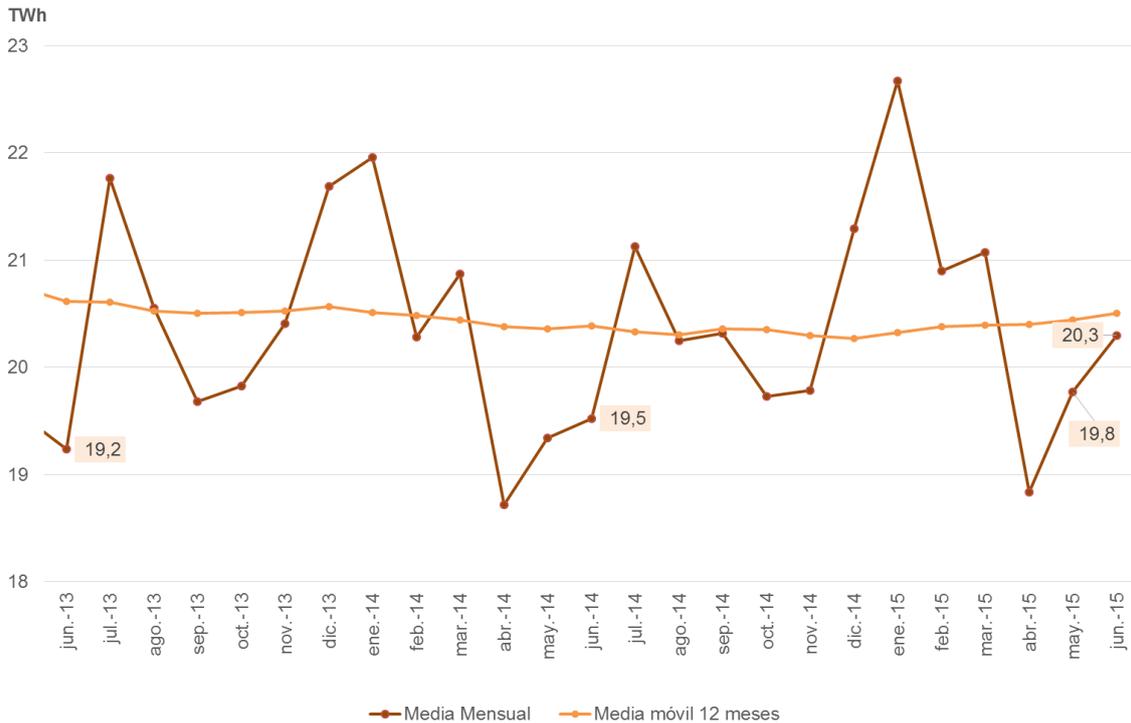
Fuente: OMIE

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

²⁰ En junio de 2015 el precio spot medio portugués se situó en 54,74 €/MWh, un 0,01 €/MWh superior al precio spot medio español (54,73). 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 el primer semestre de 2015, en 4.243 de las 4.343 horas de dicho periodo el precio spot en Portugal ha sido igual al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 0,09 €/MWh).

En el mes de junio, la demanda se cifró en 20,3 TWh, un 2,7% superior al valor registrado en el mes anterior (19,8 TWh) y un 4% superior que la demanda del mismo mes del año anterior (19,5 TWh en junio de 2014). En el mes de junio, la demanda fue un 1% inferior a la media móvil anual.

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



Fuente: REE

En el Cuadro 8 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de junio de 2014, mayo y junio 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 junio de 2015 destacó, con respecto al mes anterior, el incremento de la producción con carbón (+89,7%), siendo la primera tecnología de generación, y mediante ciclos combinados (+20,3%). Por el contrario, disminuyó la producción con tecnología eólica (-39,5%) e hidráulica (-18,6%) con respecto al mes anterior. Asimismo, y al igual que en el mes anterior, la reducida producción mediante generación nuclear estuvo motivado por la acumulación de paradas programadas por revisión y recarga.

El descenso registrado en la producción con tecnología renovable motivó el aumento de producción mediante ciclos combinados y carbón, lo que contribuyó a que el precio del mercado spot en el mes de junio aumentase un 21,3% (incremento de 9,61 €/MWh respecto al registrado en el mes anterior),

en un contexto además de demanda creciente (+2,7% al valor registrado en el mes anterior).

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

	jun-15	may-15	jun-14	% Var. jun-15 vs. may-15	% Var. jun-15 vs. jun-14	2014	2014 % Total demanda transporte
Hidráulica	2,19	2,62	2,20	-16,5%	-0,5%	36,0	14,8%
Nuclear	3,96	3,73	3,60	6,3%	10,2%	57,4	23,6%
Carbón	5,72	3,01	5,30	89,7%	7,9%	43,7	18,0%
Fuel + Gas	0,00	0,00	0,00	-	-	0,0	0,0%
CCGT	1,92	1,59	1,80	20,3%	6,9%	21,7	8,9%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	4,18	4,19	4,18	-0,3%	-0,1%	43,5	17,9%
Resto hidráulica	0,42	0,59	0,52	-27,9%	-18,1%	6,9	2,8%
Eólica	2,90	4,80	3,29	-39,5%	-11,7%	51,0	21,0%
Total generación bruta	21,29	20,53	20,87	3,7%	2,0%	260,3	-
Consumos generación	-0,67	-0,46	-0,57	45,4%	18,5%	-6,6	-2,7%
Consumos en bombeo	-0,18	-0,40	-0,37	-54,8%	-51,4%	-5,7	-2,3%
Saldos intercambios internacionales	-0,00	0,17	-0,29	-101,8%	-99,0%	-3,5	-1,4%
Enlace Península-Baleares	-0,13	-0,07	-0,13	93,8%	-2,3%	-1,3	-0,5%
Total demanda transporte	20,30	19,77	19,52	2,7%	4,0%	243,2	243,2

Fuente: REE

