



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (*JUNIO 2017*)

27 de julio de 2017

IS/DE/003/17

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 <i>day-ahead</i>)	6
2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	8
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 del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	24
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	24
3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	25
4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	28
4.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	28
4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	34
4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	35
4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-17 y Cal-18 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	41
4.5. Análisis de los precios spot en España	41

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 2017, en un contexto ascendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior (+6,6%), las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica, excepto las del contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2018 y las del contrato anual con liquidación en 2019, mostraron una tendencia descendente.

En particular, las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en julio, agosto y septiembre de 2017 disminuyeron un 6%, 3,9% y 5,5%, respectivamente. Asimismo, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el tercer y cuarto trimestres de 2017, y primero de 2018 disminuyeron un 4,8%, 0,3% y 1,2%, respectivamente, en relación a las registradas en el mes anterior. Por el contrario, la cotización del contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2018 aumentó un 0,8%. En concreto, las cotizaciones de los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes en 50,60 €/MWh el Q3-17, en 49,40 €/MWh el Q4-17, en 45,75 €/MWh el Q1-18 y en 41,25 €/MWh el Q2-18.

La cotización del contrato anual con liquidación en el año 2018 descendió un 1,3% y aumentó un 0,2% la del anual 2019, en relación a las registradas en el mes anterior, situándose a cierre de mes (30 de junio) en 44,70 €/MWh y 43,85 €/MWh, correspondientemente.

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.

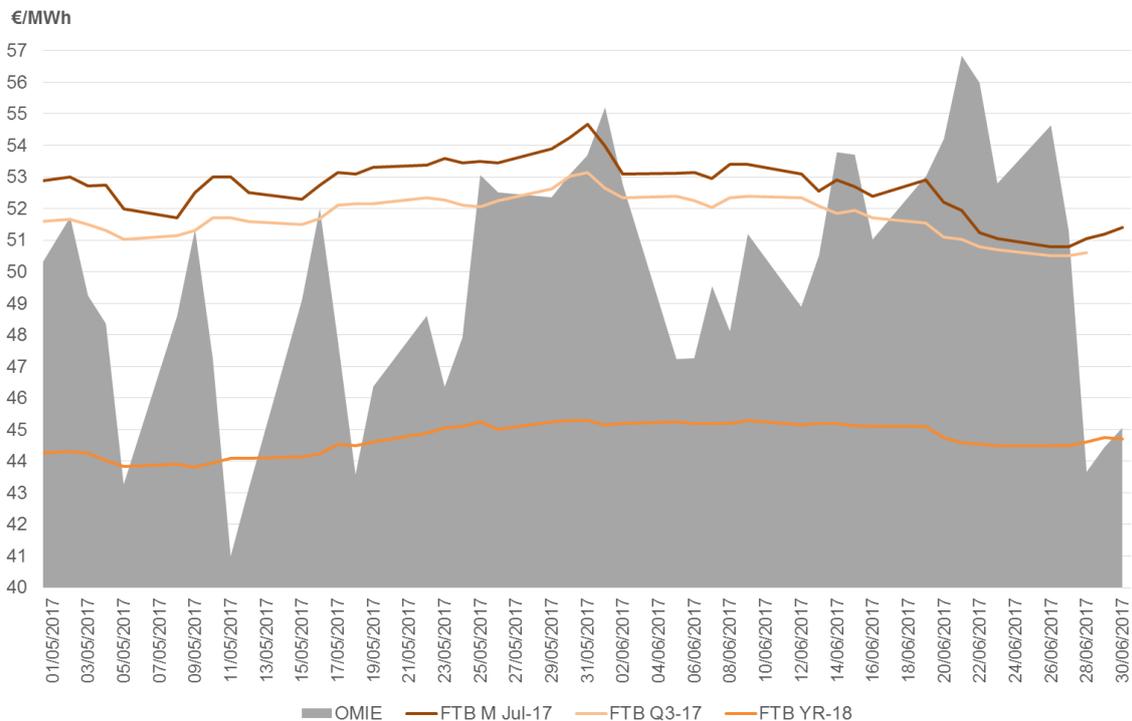
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE JUNIO DE 2017				MES DE MAYO DE 2017				% Δ Últ. Cotiz. jun-17 vs. may-17
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Jul-17	51,40	53,98	50,80	52,33	54,68	54,68	51,70	53,09	-6,0%
FTB M Aug-17	49,50	51,00	49,50	50,55	51,49	51,53	49,72	50,49	-3,9%
FTB M Sep-17	50,35	53,33	50,35	51,77	53,28	53,32	51,38	52,21	-5,5%
FTB Q3-17	50,60	52,65	50,50	51,66	53,15	53,15	51,03	51,93	-4,8%
FTB Q4-17	49,40	49,50	48,95	49,19	49,55	49,65	48,80	49,13	-0,3%
FTB Q1-18	45,75	46,75	45,75	46,28	46,31	47,16	45,97	46,51	-1,2%
FTB Q2-18	41,25	41,31	40,21	40,76	40,93	40,95	38,86	39,65	0,8%
FTB YR-18	44,70	45,30	44,50	44,95	45,28	45,30	43,80	44,52	-1,3%
FTB YR-19	43,85	44,05	43,48	43,71	43,75	44,00	42,73	43,17	0,2%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de junio a 30/06/2017, excepto la del contrato FTB Q3-17 a 28 de junio de 2017, y cotizaciones de mayo a 31/05/2017 (último día de cotización de los contratos en ese mes).

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

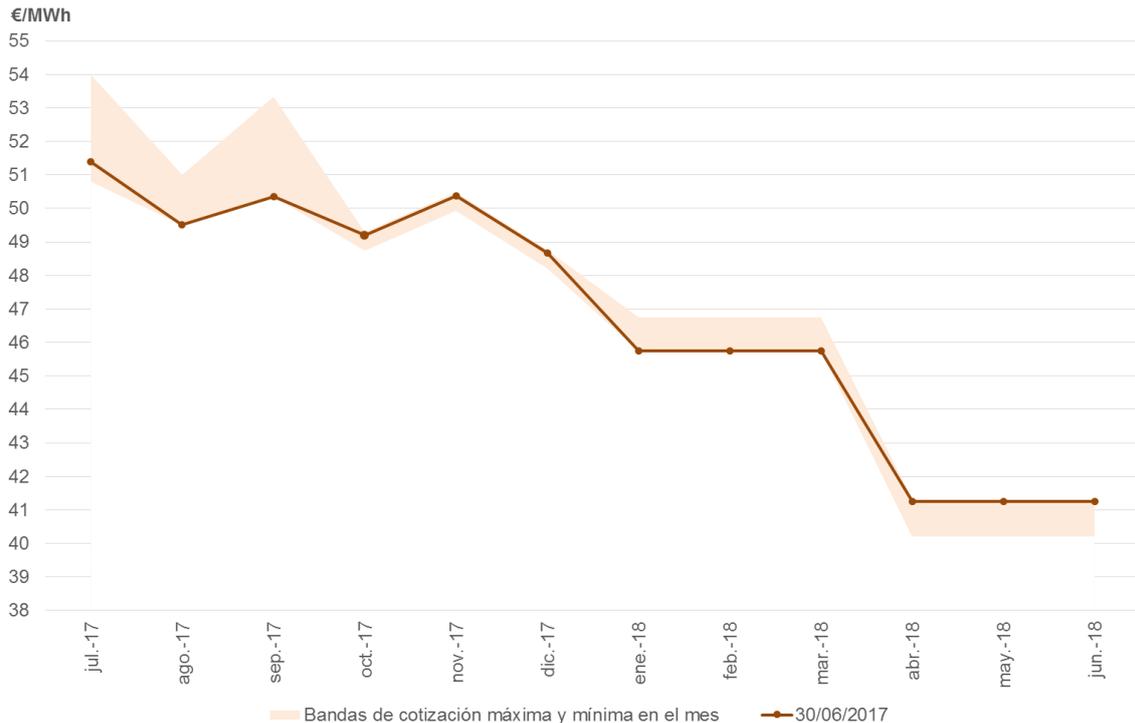
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de mayo de 2017 – 30 de junio de 2017**



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

El Gráfico 2 (a continuación) muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de junio de 2017. Se observa una curva a plazo relativamente estable hasta noviembre de 2017 y descendente (curva en “backwardation”²) a partir de diciembre de 2017.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de junio de 2017



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de junio, el precio medio del mercado diario (50,22 €/MWh) se incrementó un 6,6% respecto al registrado en el mes anterior (47,11 €/MWh).

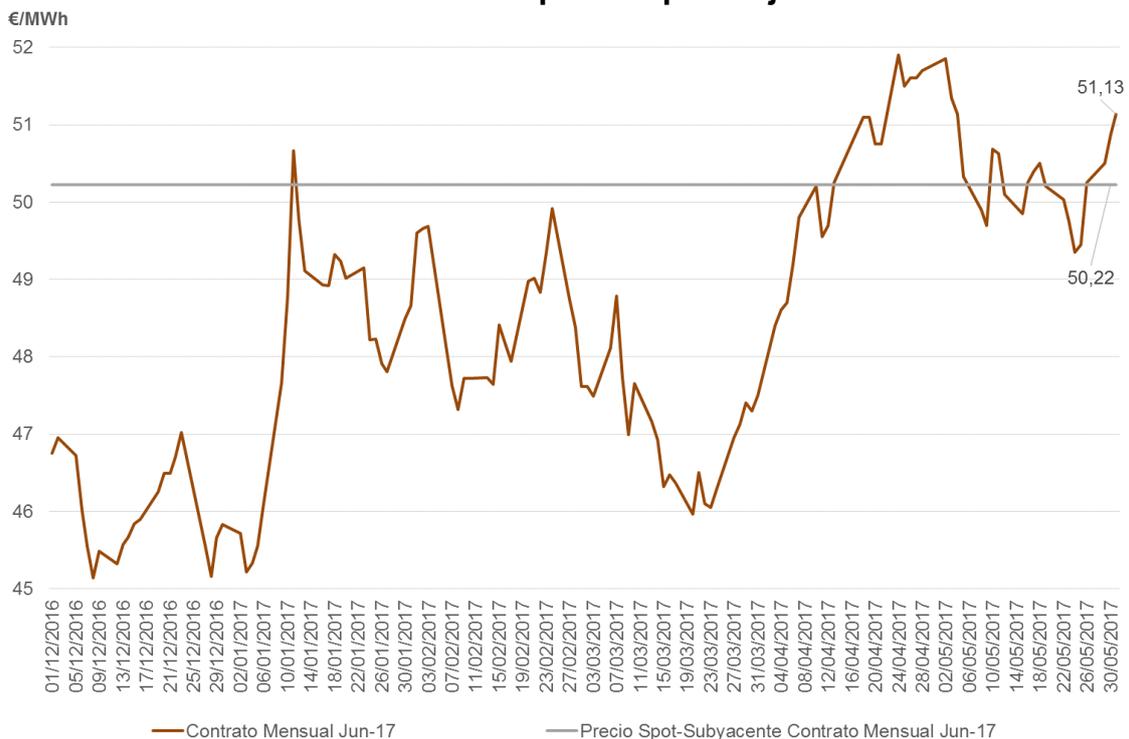
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en junio de 2017 (31 de mayo de 2017) anticipaba un precio medio del mercado diario de 51,13 €/MWh para dicho mes, un 1,8% superior al precio spot finalmente registrado (50,22 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP³, se alcanzaron respectivamente el 24 de abril de 2017 (máxima de 51,90 €/MWh) y el 8 de diciembre de 2016 (mínima de 45,14 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 6,76

² Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a la de los contratos con vencimiento más lejano.

³ Del 1 de diciembre de 2016 al 30 de junio de 2017.

€/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post⁴ del contrato mensual de junio de 2017 fueron negativas desde el inicio de cotización del contrato mensual de junio de 2017 hasta el 12 de abril de 2017, con la excepción de la prima de riesgo del 11 de enero de 2017. Por ello, las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) durante dicho periodo de cotización del contrato y a partir del 12 de abril de 2017 el signo de las primas de riesgo se fue alternando.

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en junio de 2017 en OMIP vs. precio spot de junio de 2017



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

Para el mes de julio de 2017, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 30 de junio), anticipa un precio medio del mercado diario de 51,40 €/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 2017 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). En particular, el precio medio diario del mercado de contado en junio de 2017 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los

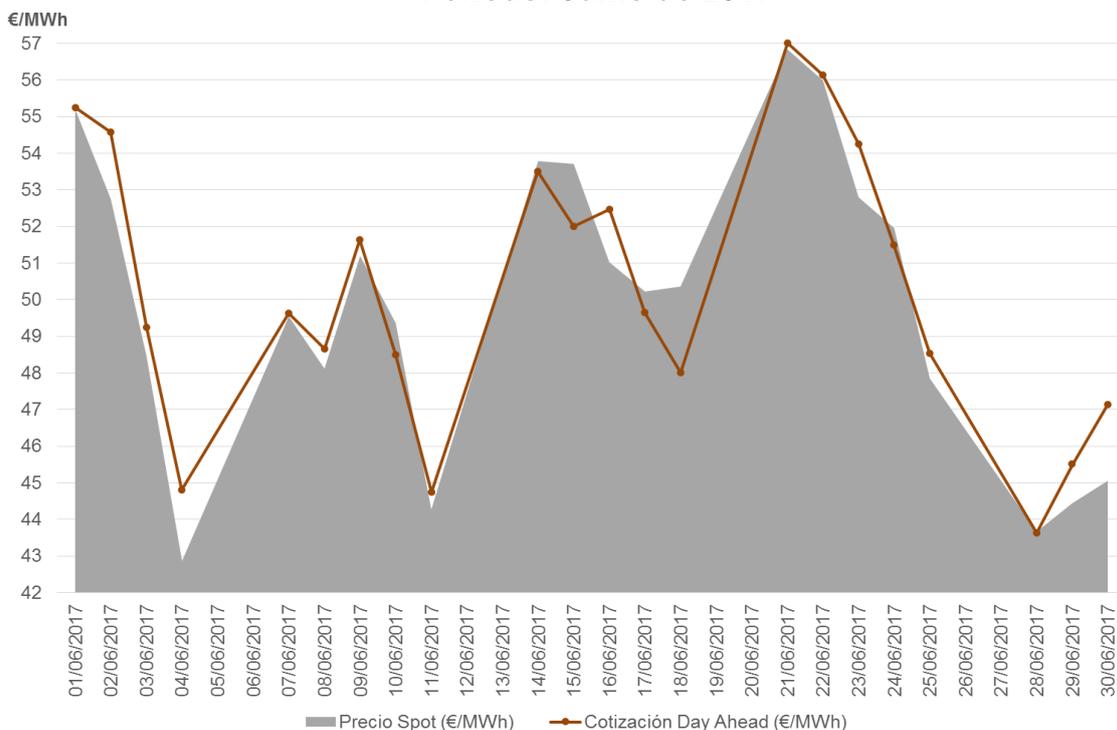
⁴ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en junio de 2017 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en junio de 2017.

que hubo cotización de contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación⁵) ascendió a 49,98 €/MWh, ligeramente inferior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en junio de 2017 (50,29 €/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 del día anterior a su liquidación y el precio del subyacente) en junio de 2017 fue positiva (0,31 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con pérdidas (beneficios).

Por su parte, la mayor⁶ prima de riesgo ex post en junio de 2017 se registró el día 18 y se situó en -2,36 €/MWh.

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Periodo: Junio de 2017



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

⁵ Las sesiones de negociación del mercado organizado de OMIP son de 9:00-17:00 h de lunes a viernes. En este sentido cabe señalar que si bien existen cotizaciones en OMIP de contratos a plazo *day-ahead* con liquidación en domingo y en lunes, el lapso de tiempo entre su cotización y liquidación es superior a un día, por tanto, no se consideran en este análisis.

⁶ Máximo en valor absoluto.

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 EEX⁷– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española. 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.

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, así como en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de mayo y junio de 2017⁸.

En el mes de junio de 2017 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 15,3 TWh, un 25,5% superior al volumen registrado el mes anterior (12,2 TWh), y un 6,3% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (16,4 TWh). En los seis primeros meses de 2017 se ha negociado un total de 74,6 TWh, lo que supone una disminución del 31,3% en el volumen negociado respecto al mismo periodo de 2016 (108,7 TWh).

El volumen negociado en OMIP en junio de 2017 representó el 8% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 2,8% en

⁷ 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.

⁸ 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 (European Energy Exchange) 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.

mayo. En el conjunto del año 2016, el volumen negociado en OMIP supuso el 9,9% del volumen total negociado en los mercados a plazo.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados entre enero y junio de 2017 (74,6 TWh) representó el 59,9% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (124,5 TWh), inferior al porcentaje (78,7%) que representó la negociación en dichos mercados en el año 2016 (196,5 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (249,8 TWh).

En el mes de junio de 2017, 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 EEX⁹) se situó en 12,4 TWh (67,6% superior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en junio de 2017 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 91,5%. En junio de 2016 dicho porcentaje fue inferior (67,5%), de la misma manera que el porcentaje para el conjunto de 2016 (73,5%).

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 2017	Mes anterior mayo 2017	% Variación	Acumulado 2017	Total 2016
OMIP	1.219	340	258,4%	4.323	19.539
EEX	531	881	-39,7%	2.301	7.294
OTC	13.581	10.991	23,6%	68.019	169.687
OTC registrado y compensado**:	12.428	7.416	67,6%	46.775	124.802
<i>OMIClear</i>	1.016	812	25,1%	7.525	36.434
<i>BME Clearing</i>	2.781	1.100	152,9%	9.397	24.075
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	8.631	5.504	56,8%	29.853	64.293
Total (OMIP, EEX y OTC)	15.331	12.211	25,5%	74.644	196.520

* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

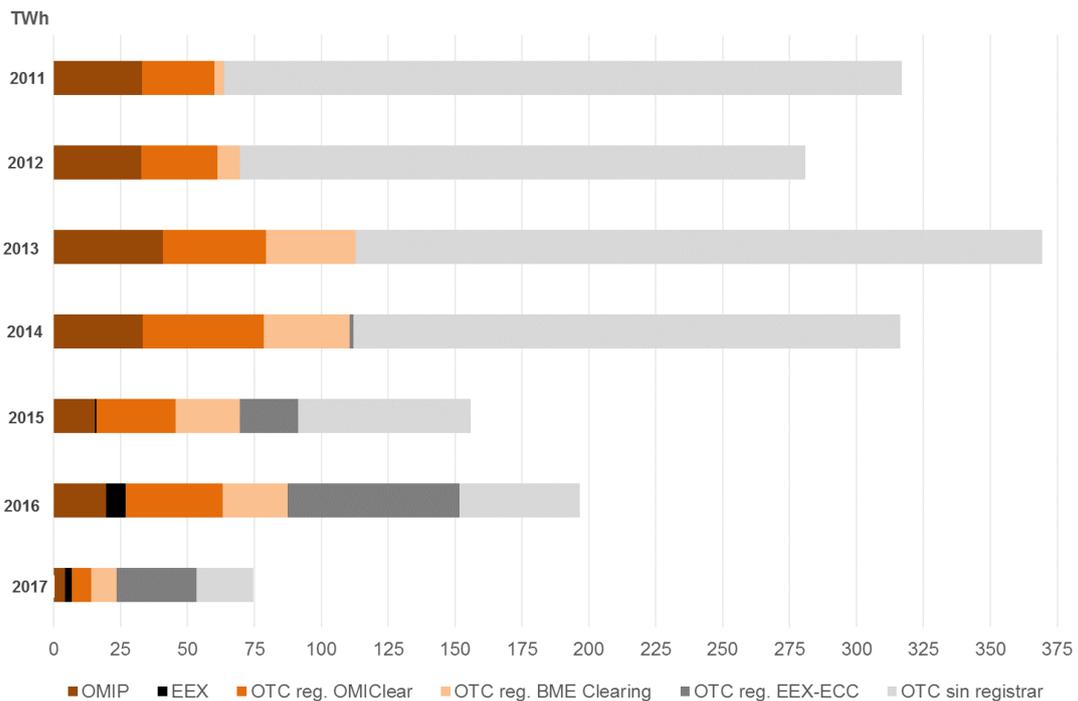
** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden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

⁹ 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 y desde el 13 de junio de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2011 hasta el 30 de junio de 2017, 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.

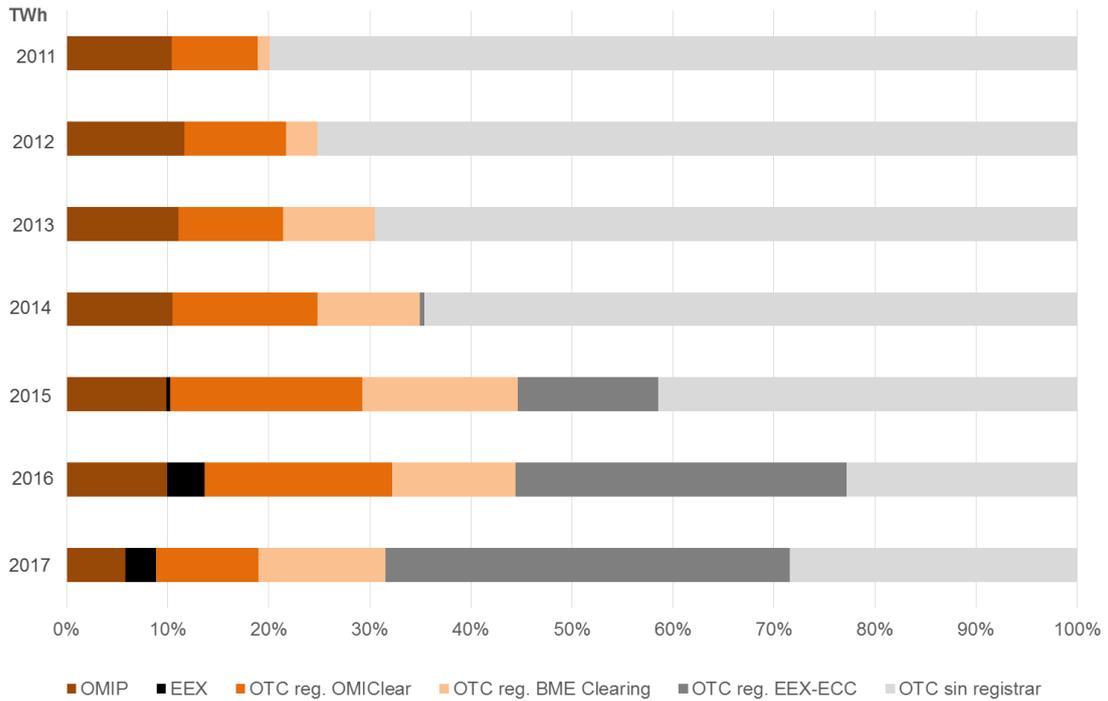
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2011 a junio de 2017



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

El Gráfico 6 muestra la misma información que en gráfico anterior, expresada en términos porcentuales. En lo que llevamos de 2017, el volumen OTC registrado en las Cámaras de Contrapartida Central asciende a 68,8%, ligeramente inferior que el del conjunto de 2016 (73,5%).

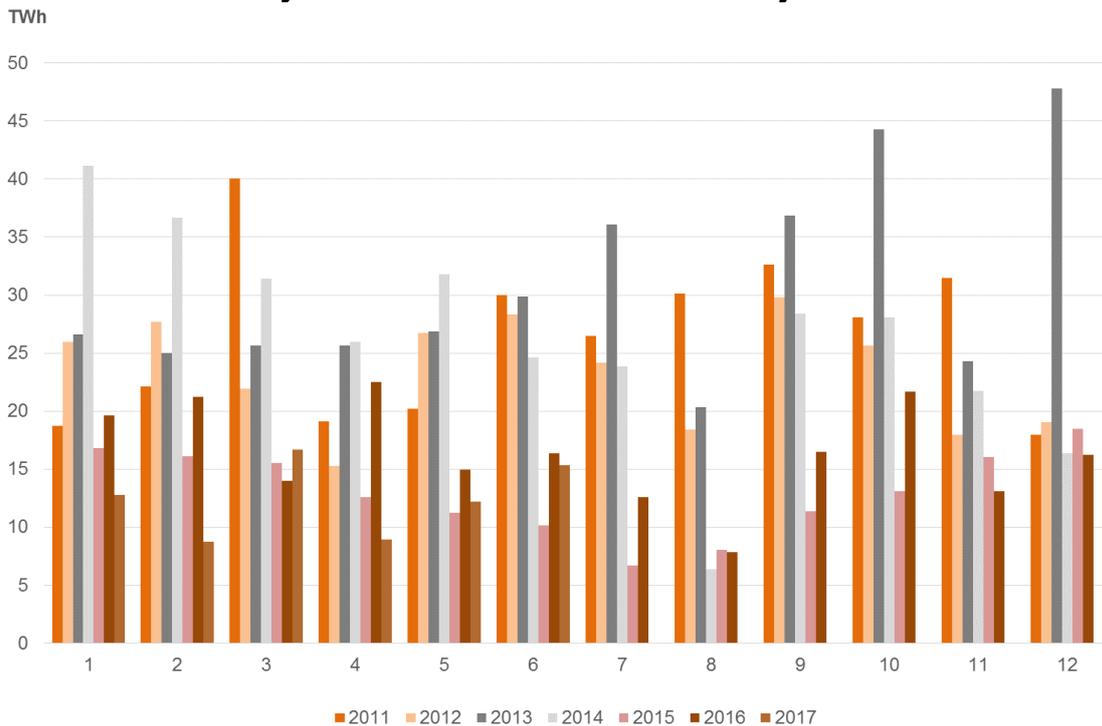
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2011 a junio de 2017



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 2011 hasta junio de 2017. En el mes de junio de 2017 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 15,3 TWh, un 6,3% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (16,4 TWh en junio de 2016).

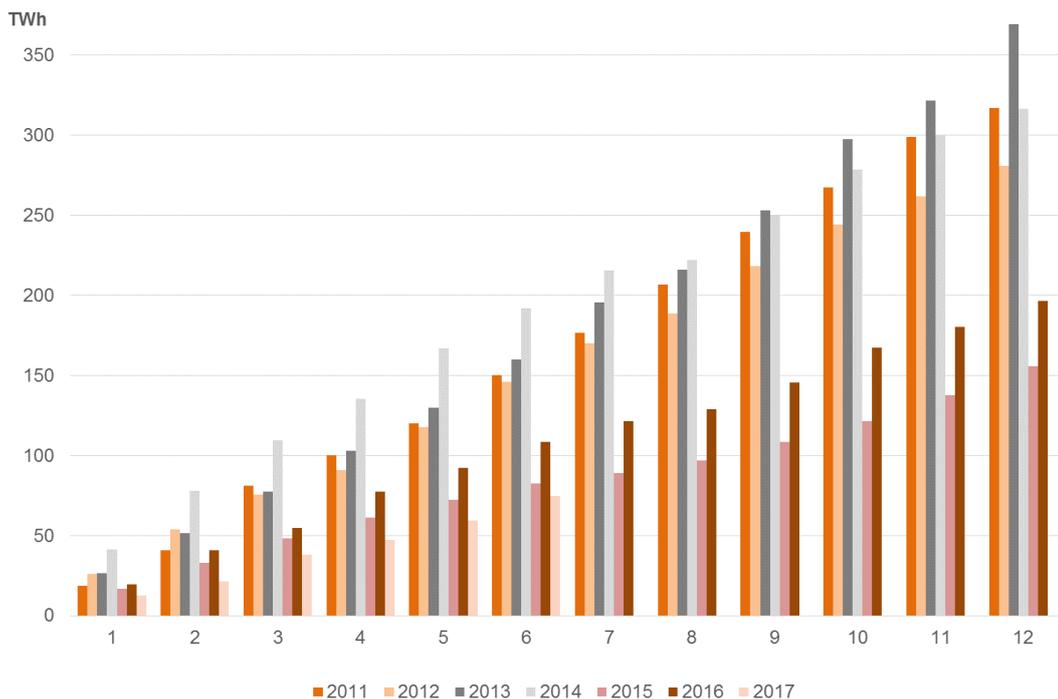
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a junio de 2017



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. En los seis primeros meses de 2017 se han negociado un total de 74,6 TWh, inferior en un 31,3% al volumen negociado en el mismo periodo de 2016 (108,7 TWh).

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a junio de 2017



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 junio de 2017, 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 2015 y junio de 2017, el volumen de energía mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. El Gráfico 10 recoge, en términos porcentuales, la misma información que en el gráfico anterior.

En junio de 2017 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 91,6% (14 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue similar (91,9%; 11,2 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 8,4% (1,3 TWh), siendo también en el mes previo dicho porcentaje de negociación similar (8,1%; 1 TWh). En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en junio de 2017 a 1.788 MW (5,9% de la demanda horaria media de dicho mes, 30.136 MW).

En junio de 2017 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 47,3% (6,6 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (14 TWh)¹⁰. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 41,5% (5,8 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 10,7% de los contratos anuales negociados y 4,6% del volumen total negociado. Asimismo, en este mes no se ha negociado el contrato con vencimiento a tres años vista, Cal+3.

El contrato de corto plazo más negociado en junio fue el contrato con liquidación diaria con el 67,6% (0,9 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,3 TWh)¹¹, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 22,6% (0,3 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

¹⁰ En el mes de mayo de 2017 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (24,1%; 2,7 TWh).

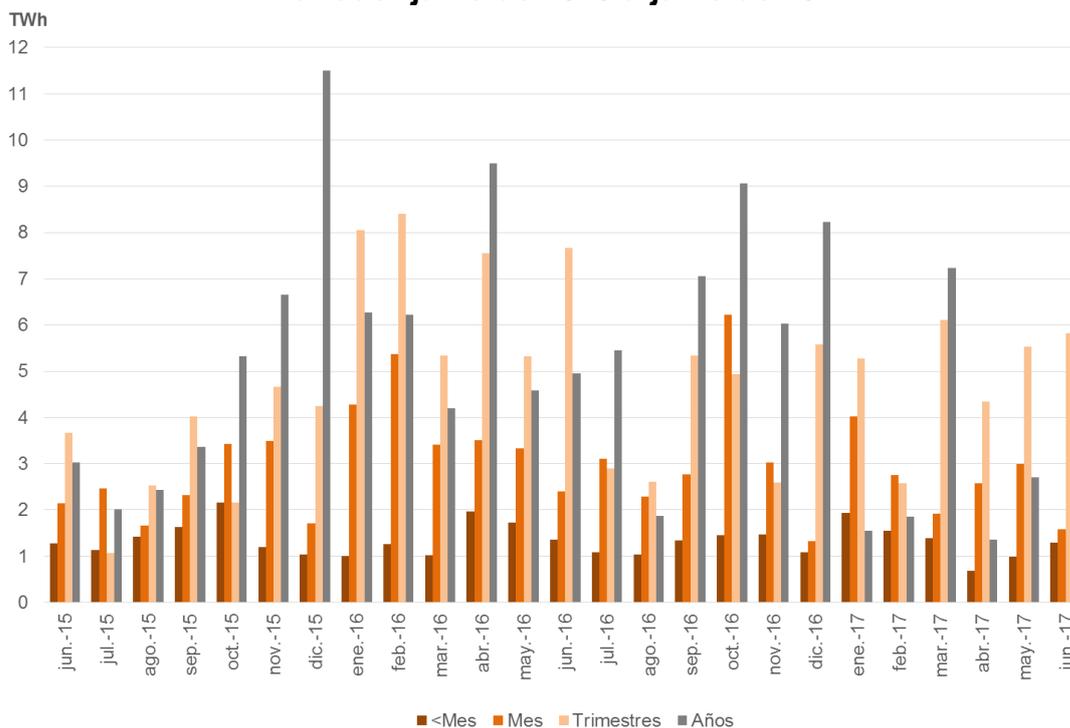
¹¹ En el mes de mayo de 2017 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (59,9%; 0,6 TWh).

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

Tipo de contrato	Mes actual jun-17	Mes anterior may-17	% Variación	Total 2017	% Total 2017	Total 2016	% Total 2016
Diario	871	589	47,9%	4.176	53,3%	6.927	43,9%
Fin de semana	126	83	51,6%	918	11,7%	1.550	9,8%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	6	0,04%
Semana	291	312	-6,6%	2.734	34,9%	7.313	46,3%
Total Corto Plazo	1.288	983	30,9%	7.828	10,5%	15.797	8,0%
Mensual	1.568	2.998	-47,7%	15.820	23,7%	41.021	22,7%
Trimestral	5.827	5.522	5,5%	29.647	44,4%	66.197	36,6%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	87	0,0%
Anual	6.649	2.707	145,6%	21.348	32,0%	73.418	40,6%
Total Largo Plazo	14.044	11.228	25,1%	66.816	89,5%	180.722	92,0%
Total	15.331	12.211	25,5%	74.644	100%	196.519	100%

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

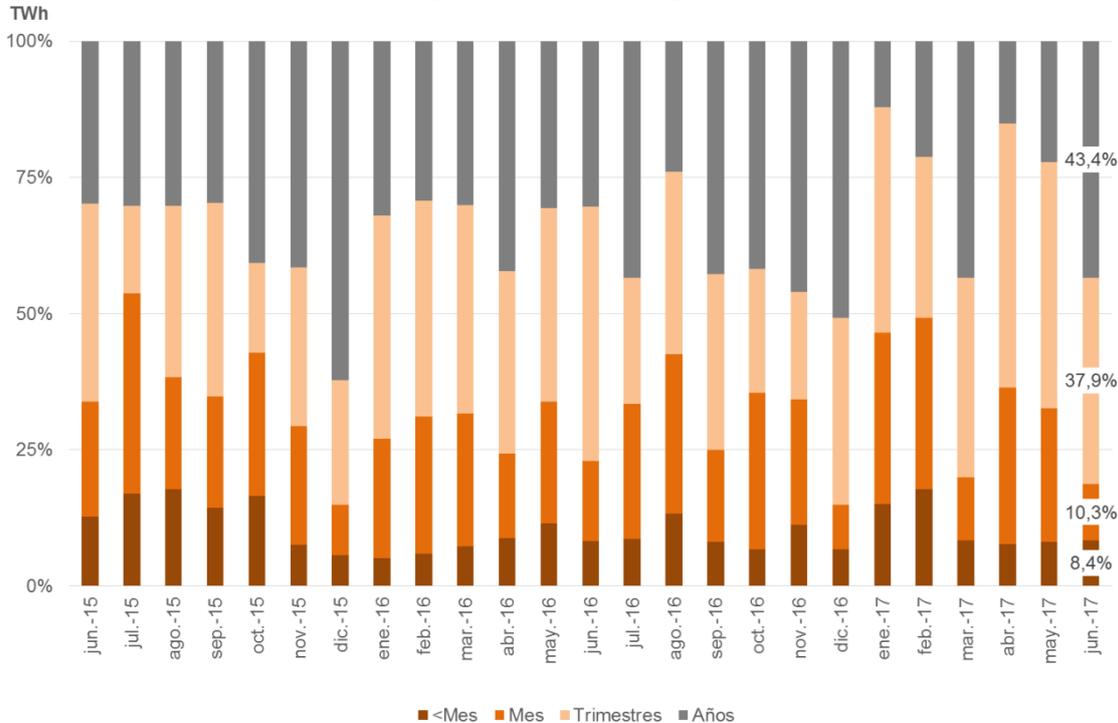
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: junio de 2015 a junio de 2017



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 %) Período: junio de 2015 a junio de 2017



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.

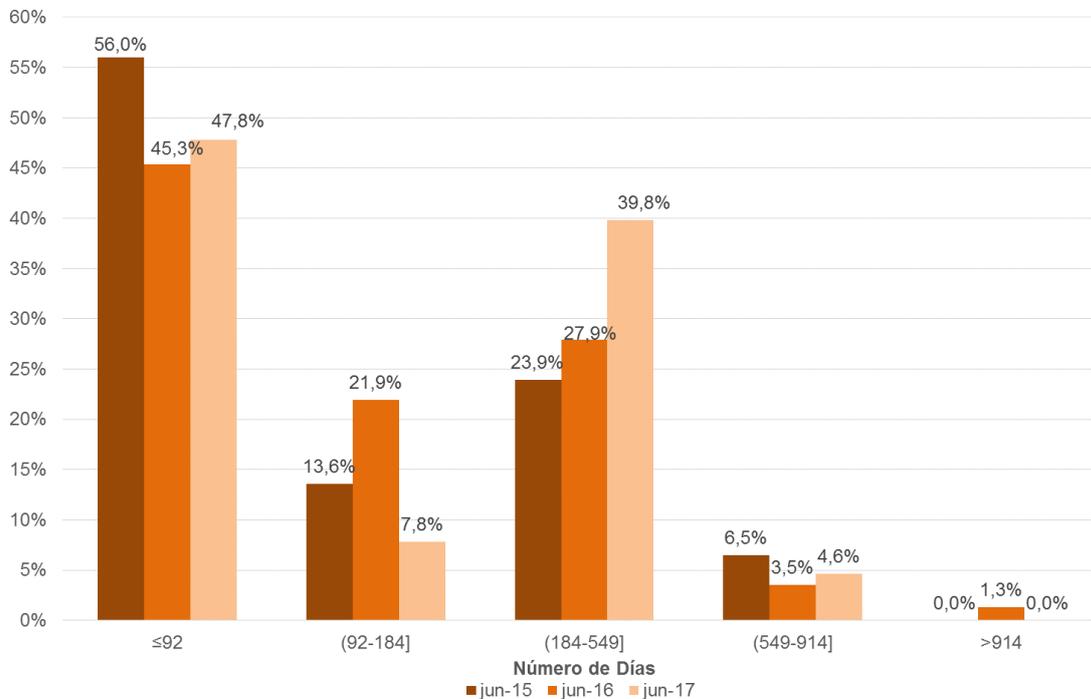
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 junio de 2017, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimiento en el tercer trimestre del año 2017 (véase Gráfico 11). En particular, el 47,8% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de junio de 2017 (en energía) iniciarán su liquidación en julio, agosto y septiembre de 2017, siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo mes del año 2016 (45,3%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista, negociados en junio de 2017, ascendió a 0,7 TWh, el 4,6% del volumen total de contratos negociados en dicho mes, mientras que en junio de 2016 dicho porcentaje fue inferior (3,5%). No obstante, en este mes no se ha negociado el contrato con vencimiento a tres años vista mientras que en junio de 2016 el volumen negociado de dichos contratos ascendió a 0,2 TWh.

Gráfico 11. Volumen negociado en junio (en energía) 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 2017, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en junio de 2017¹² se situó en torno a 14.003 GWh, un 11,4% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en mayo de 2017 (12.571 GWh), y un 12,7% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en junio de 2016 (12.425 GWh).

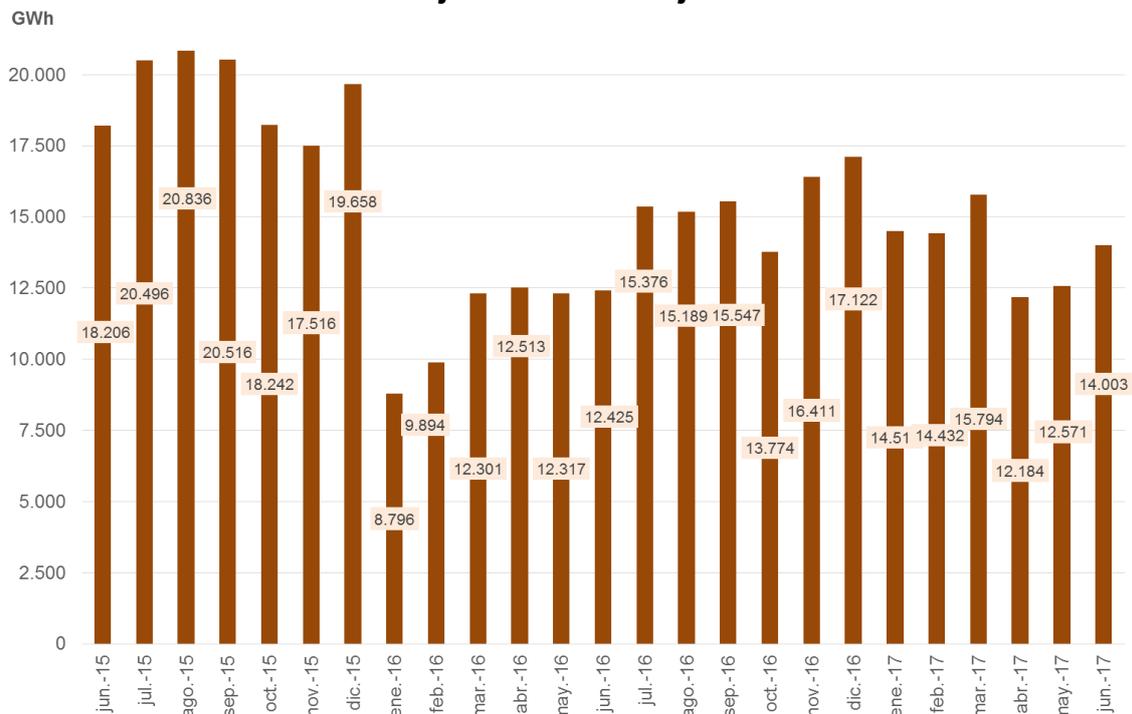
Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en junio de 2017, el 90,8% (12.715 GWh) correspondió a contratos

¹² Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en junio de 2017: mensual jun-17, trimestral Q2-17, anual YR-17, 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 2017, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

con liquidación en todos los días del mes (mensual jun-17, trimestral Q2-17 y anual 2017), mientras que el 9,2% restante (1.288 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 contratos a plazo con liquidación en junio de 2017 (14.003 GWh) representó el 70,7% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (21.698 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: junio de 2015 a junio de 2017



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 liquidación¹³. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en junio de 2017 (jun-17, Q2-17 y anual 2017) se situó en torno a 17.660 MW, un 13,4% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de mayo de 2017 (15.574 MW) y un 14,8 % superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de junio de 2016

¹³ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

(15.379 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de junio de 2017 (17.660 MW) representó el 58,6% de la demanda horaria media de dicho mes (30.136 MW).

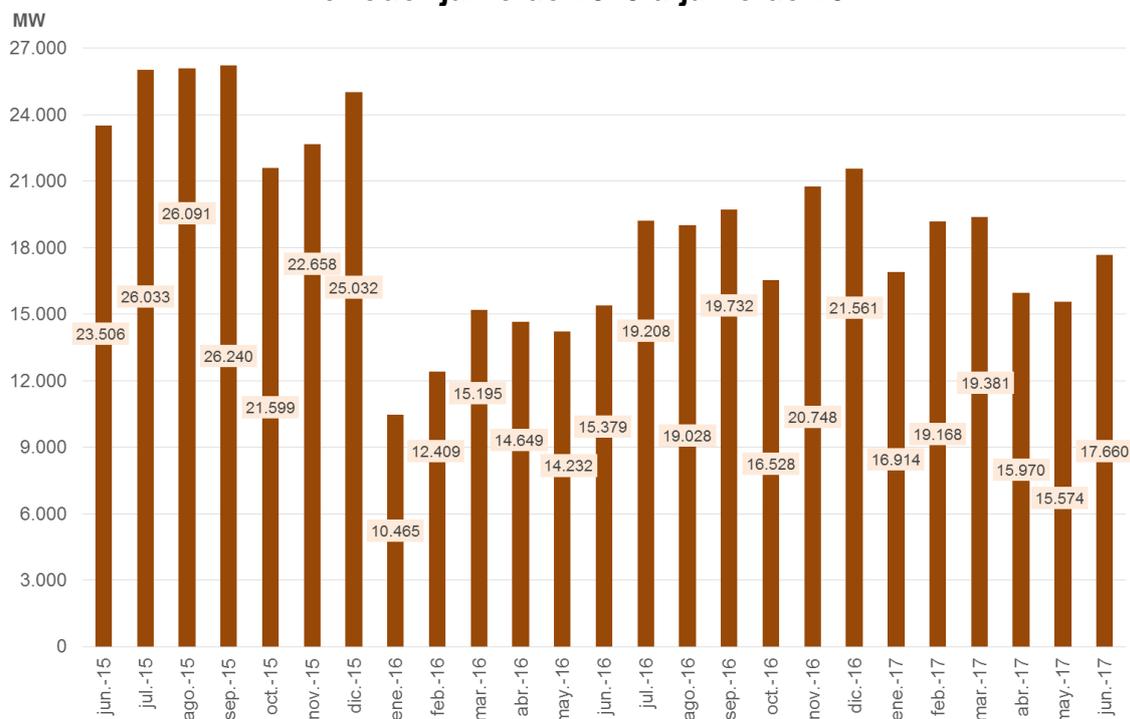
El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de junio de 2017 (17.660 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 13.235 MW (74,9% del volumen total). El 25% (4.422 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear¹⁴ (véase Gráfico 14), el 9,9% (1.753 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 40% (7.060 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

El porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo¹⁵ registrado para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2016 ascendió al 70,4% del volumen total: el 28,3% se registró en OMIClear, el 14,3% se registró en BME Clearing y el 27,7% se registró en EEX-ECC.

¹⁴ Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

¹⁵ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

**Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) por mes de liquidación*
 Periodo: junio de 2015 a junio de 2017**



* 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 página web de OMIP¹⁶ proporciona información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en OMIClear, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

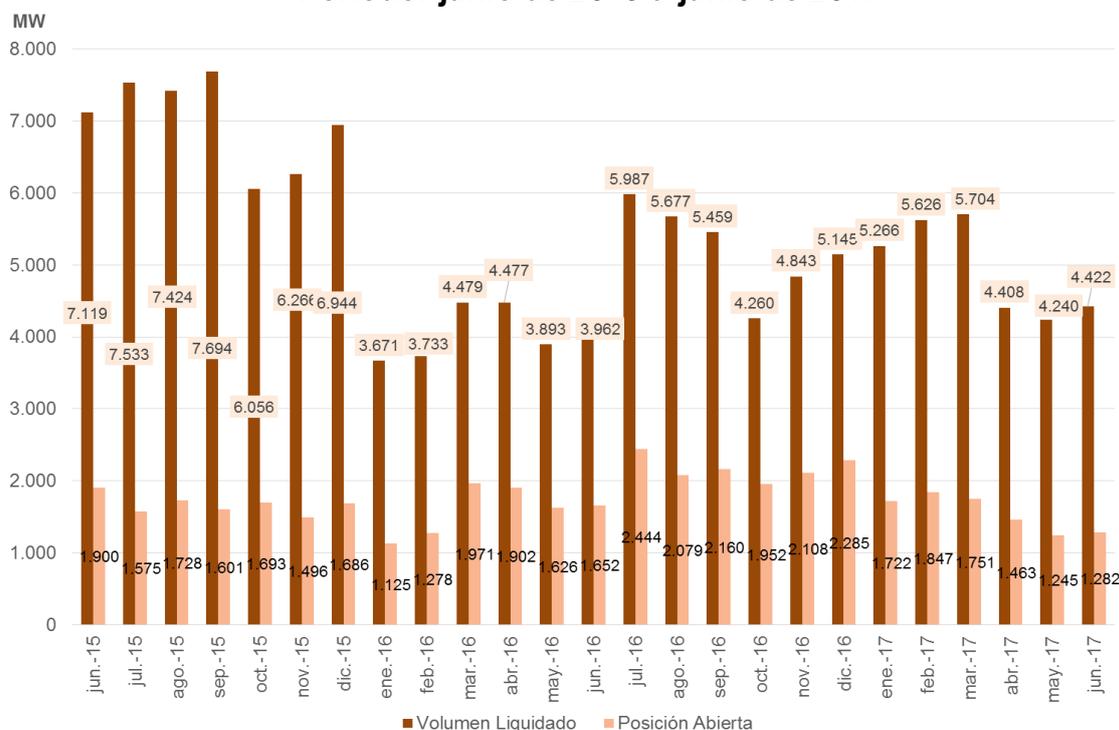
En este sentido, de los 4.422 MW con liquidación en junio de 2017 que se registraron en OMIClear, el 71% (3.140 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 29% restante (1.282 MW) quedaron abiertas¹⁷ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 71% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹⁸ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en junio de 2017. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2016 ascendió al 40,5%.

¹⁶ <http://www.omip.pt/>

¹⁷ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

¹⁸ 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 abierta¹⁹ (MW)*
Periodo: junio de 2015 a junio de 2017



* 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 Clearing²⁰, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

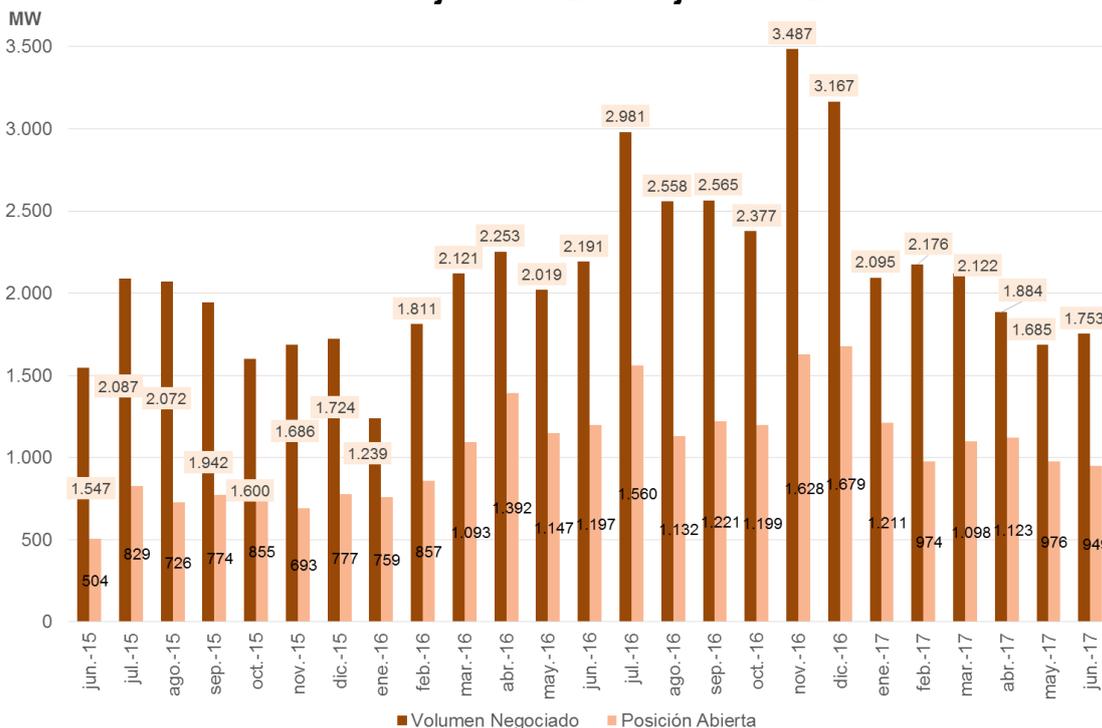
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en junio de 2017 (17.660 MW), el 9,9% (1.753 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones

¹⁹ 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.

²⁰ Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

registradas en BME Clearing, el 45,9% (804 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 54,1% restante (949 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2016 ascendió al 52,3%.

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²¹ (MW)*
Periodo: junio de 2015 a junio de 2017



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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing.

Posición abierta en European Commodity Clearing

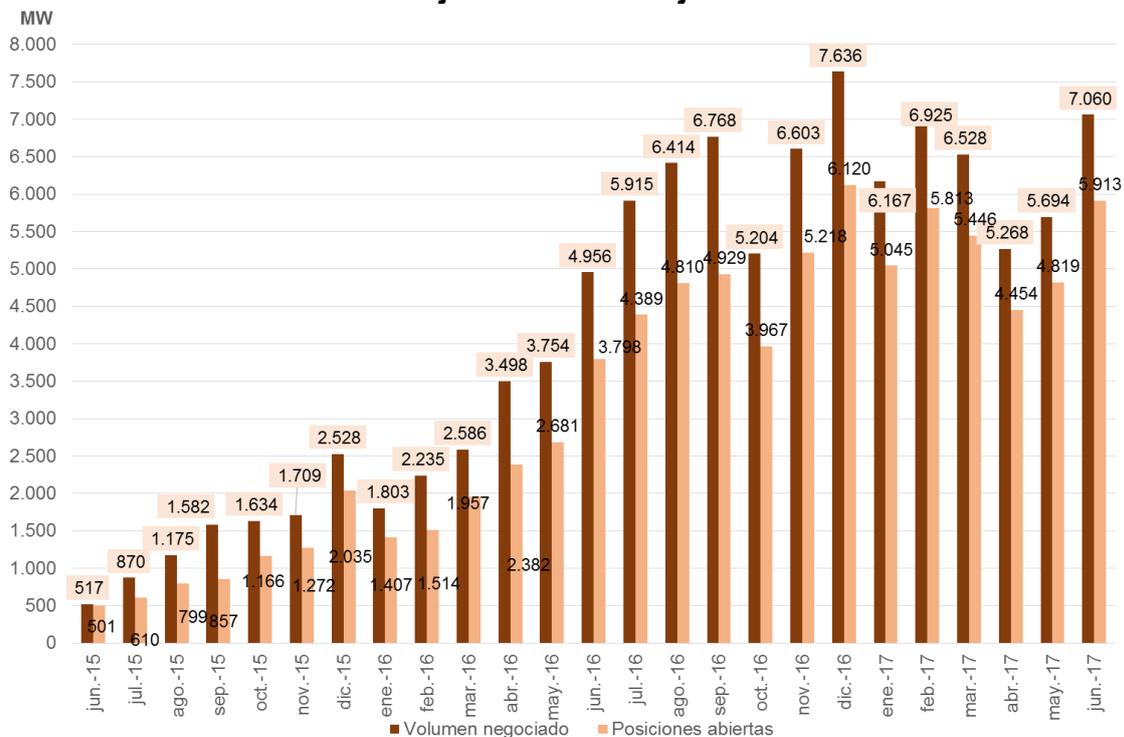
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en

²¹ 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.

EEX-ECC²², 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 2017 (17.660 MW), el 40% (7.060 MW) se registró en EEX-ECC, siendo dicho porcentaje superior al registrado en OMIClear. De dichas posiciones registradas en ECC, el 16,2% (1.147 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 83,8% restante (5.913 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2016 ascendió al 74,6%.

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²³ (MW)*
Periodo: junio de 2015 a junio de 2017



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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC.

²² Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

²³ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en EEX-ECC. 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 y BME Clearing, 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.

En tanto en cuanto los participantes en el mercado pueden registrar indistintamente sus posiciones de contratos a plazo con subyacente el precio spot de la zona española en OMIClear, en BME Clearing o en EEX-ECC, si son miembros negociadores de las mismas, la suma del volumen de posición abierta en cada una de las CCPs podría sobrestimar el volumen de la posición abierta registrada en el mercado, toda vez que los volúmenes de posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

3. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera

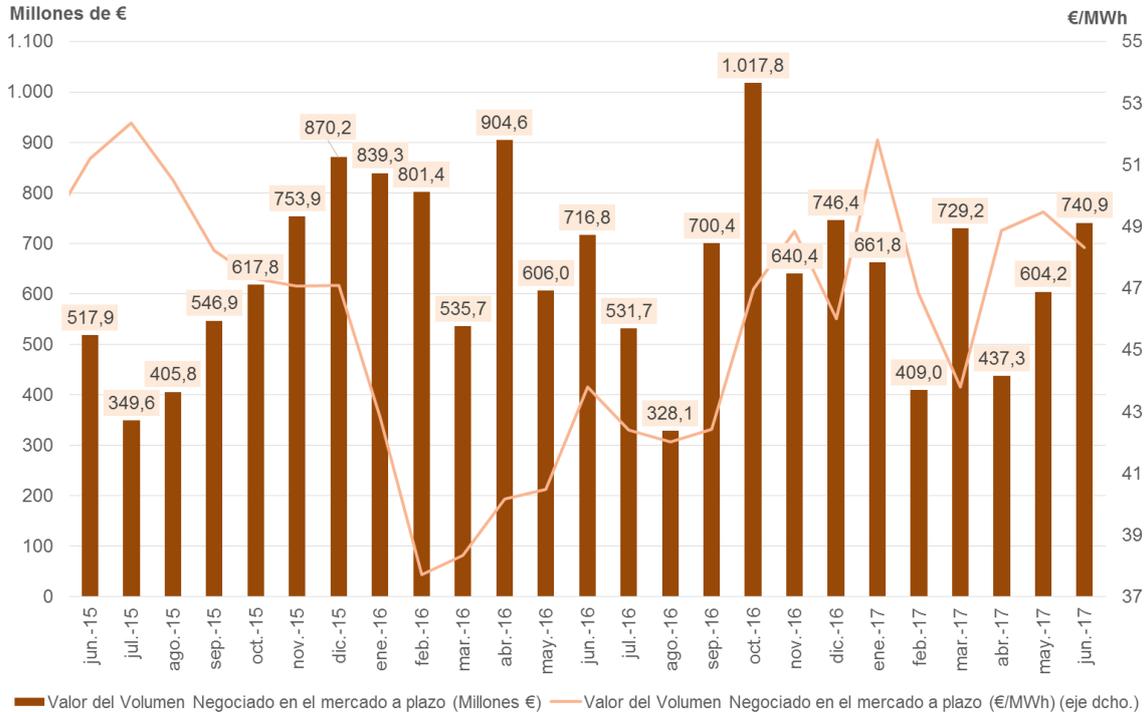
A continuación se describe la evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX²⁴– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española, por mes de negociación. En la sección 3.2 se muestra la evolución de la liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación.

3.1 Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX

El valor económico del volumen negociado en junio de 2017 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (15,3 TWh) fue de 740,9 millones de euros, superior en un 22,6% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (604,2 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en junio de 2017 en dichos mercados fue 48,32 €/MWh, un 2,3% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (49,48 €/MWh) (véase Gráfico 17).

²⁴ 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.

Gráfico 17. Valor económico del volumen negociado en los mercados a plazo por mes de negociación (en millones de € y €/MWh)



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

3.2 Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación

El Gráfico 18 muestra la liquidación financiera de los futuros carga base negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX (diferencias entre el precio de los futuros carga base y los precios spot de la zona española) por mes de liquidación. La liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX se calcula asumiendo que el volumen de posición abierta al inicio de la liquidación del contrato es igual al volumen negociado y, por tanto, todos los futuros negociados en los mercados a plazo se liquidan contra el precio spot.

A 30 de junio de 2017, la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en junio de 2017²⁵ (14.003 GWh), bajo

²⁵ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en junio de 2017: mensual jun-17, trimestral Q2-17, anual YR-17, 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 2017, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

el supuesto anterior, ascendería a 68 millones de €²⁶; inferior en un 2,1% (69,4 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en mayo de 2017 negociados en dichos mercados (12.571 GWh).

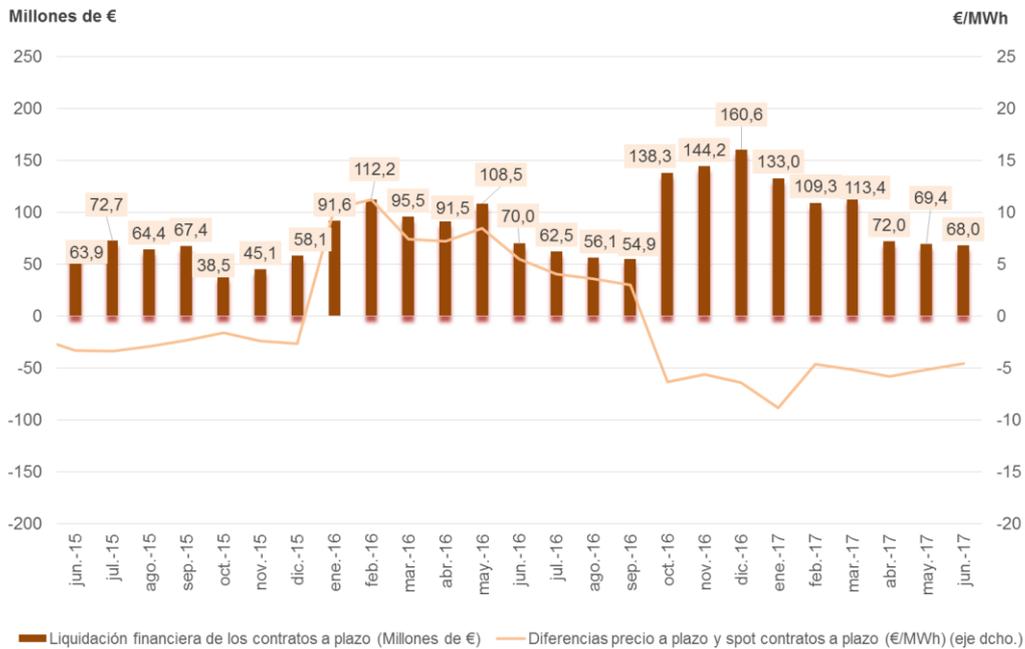
El precio medio de los contratos que se liquidaron en junio de 2017, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 45,31 €/MWh, inferior en 4,53 €/MWh al precio medio de liquidación de dichos contratos desde el 1 de enero al 30 de junio de 2017 (49,84 €/MWh)²⁷. Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

- El precio medio de los contratos que se liquidaron en todos los días del mes de junio de 2017 (mensual jun-17, trimestral Q2-17, anual YR-17), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 44,83 €/MWh, inferior en 5,06 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de junio de 2017 (49,89 €/MWh). Asimismo, los precios máximo y mínimo de esos contratos registrados en los mercados a plazo durante todo su horizonte de negociación fueron de 51,90 €/MWh y 37,30 €/MWh; respectivamente (véase Gráfico 19). De los contratos liquidados en mayo de 2017, el diferencial entre el precio medio ponderado de los contratos que se liquidaron en dicho mes (mensual may-17, trimestral Q2-17, anual YR-17) (43,73 €/MWh) y el precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de junio de 2017 (49,33 €/MWh) fue similar (-5,61 €/MWh). Los precios máximo y mínimo de esos contratos registrados en los mercados a plazo durante todo su horizonte de negociación fueron de 48,65 €/MWh y 37,3 €/MWh.
- El diferencial entre el precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) liquidados en junio de 2017 y el precio spot de liquidación de dichos contratos fue inferior (0,65 €/MWh). En mayo de 2017, el diferencial entre el precio medio ponderado de los contratos de corto plazo inferior a 1 mes y el precio spot de liquidación fue inferior (0,15 €/MWh).

²⁶ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

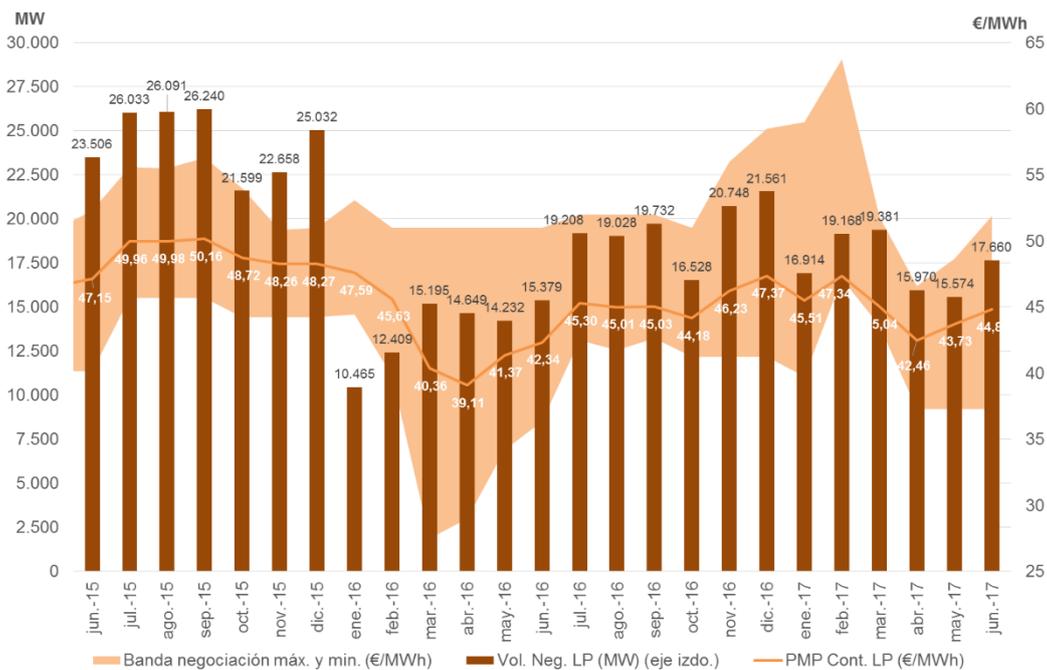
²⁷ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de junio provienen de contratos Q2-17 y anual 2017, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza respectivamente contra el precio spot del segundo trimestre y anual 2017 (este último hasta el 30 de junio de 2017).

Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (en millones de € y €/MWh) a 30 de junio de 2017



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

Gráfico 19. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) y precios máximo, mínimo y medio de los contratos de largo plazo por mes de liquidación (en MW y €/MWh)



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

4. 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 4.1 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), así como los volúmenes de negociación en dichos mercados, y en la sección 4.2 se comparan los precios a plazo con los precios spot realizados. La sección 4.3 analiza los precios a plazo de los combustibles (Brent, gas natural y carbón) y de los derechos de emisión de CO₂ y la sección 4.4 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 4.5 examina otros determinantes de los precios spot en España.

4.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo 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 2017, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en los mercados alemán y francés para todos los contratos considerados.

En particular, las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica con subyacente el precio español consideradas en el Cuadro 4 descendieron respecto a las registradas el mes anterior en un contexto, por el contrario, ascendente del precio medio del mercado diario (+6,6%). El mayor descenso se registró en el contrato mensual con liquidación en julio de 2017 (descenso del 6% con respecto al mes anterior).

En el mercado alemán, las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica con liquidaciones próximas al vencimiento descendieron con respecto a las registradas el mes anterior, mientras que las cotizaciones de los contratos con liquidación más lejana a su vencimiento ascendieron, en un contexto descendente del precio medio del mercado diario (-1,5%). El mayor descenso se registró en el contrato trimestral con liquidación en el tercer trimestre de 2017 (descenso del 2,8% con respecto al mes anterior) mientras que el mayor ascenso se registró en el contrato anual con vencimiento en 2018 (incremento del 1,2% con respecto al mes anterior).

Asimismo, en el mercado francés las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica con liquidaciones próximas al vencimiento descendieron con respecto a las registradas el mes anterior, mientras que las cotizaciones de los contratos con liquidación más lejana a su vencimiento ascendieron, en un contexto también descendente del precio medio del mercado diario (-4,5%). El

mayor descenso se registró en el contrato trimestral con liquidación en el tercer trimestre de 2017 (descenso del 4,6% con respecto al mes anterior) mientras que el mayor ascenso se registró en el contrato anual con vencimiento en 2018 (incremento del 1,7% con respecto al mes anterior).

A 30 de junio de 2017, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2018 se situó en el mercado español (44,70 €/MWh; -1,3% respecto al mes anterior) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (30,78 €/MWh; +1,2%) y de la registrada en Francia (36,56 €/MWh; +1,7%).

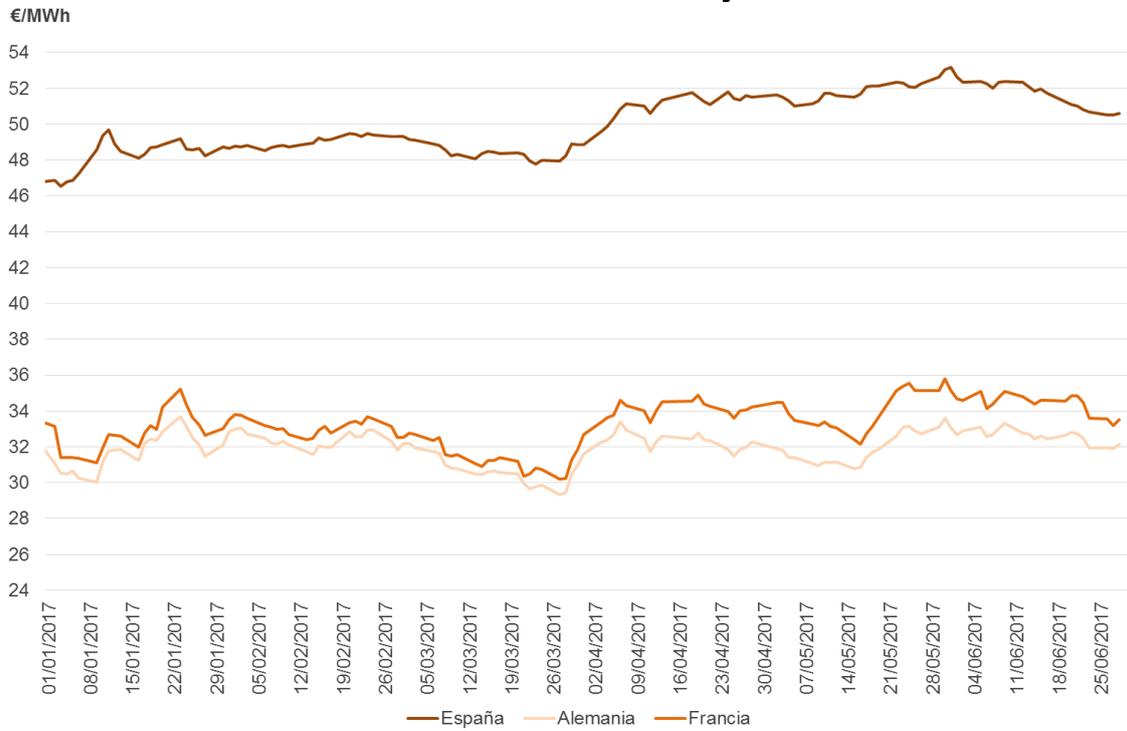
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	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-17	mayo-17	% Variación jun. vs. may.	junio-17	mayo-17	% Variación jun. vs. may.	junio-17	mayo-17	% Variación jun. vs. may.
jul-17	51,40	54,68	-6,0%	33,09	33,85	-2,2%	34,50	36,10	-4,4%
ago-17	49,50	51,49	-3,9%	31,55	31,94	-1,2%	31,76	33,00	-3,8%
Q3-17	50,60	53,15	-4,8%	32,15	33,07	-2,8%	33,53	35,15	-4,6%
Q4-17	49,40	49,55	-0,3%	35,19	35,00	0,5%	44,38	44,17	0,5%
Q1-18	45,75	46,31	-1,2%	35,01	34,96	0,1%	45,27	44,86	0,9%
YR-18	44,70	45,28	-1,3%	30,78	30,41	1,2%	36,56	35,96	1,7%

Nota: Cotizaciones de junio a 30/06/2017, excepto las de los contratos con liquidación en el Q3-18 a 28 de junio de 2016, y cotizaciones de mayo a 31/05/2017 (último día de cotización de los contratos en ese mes).

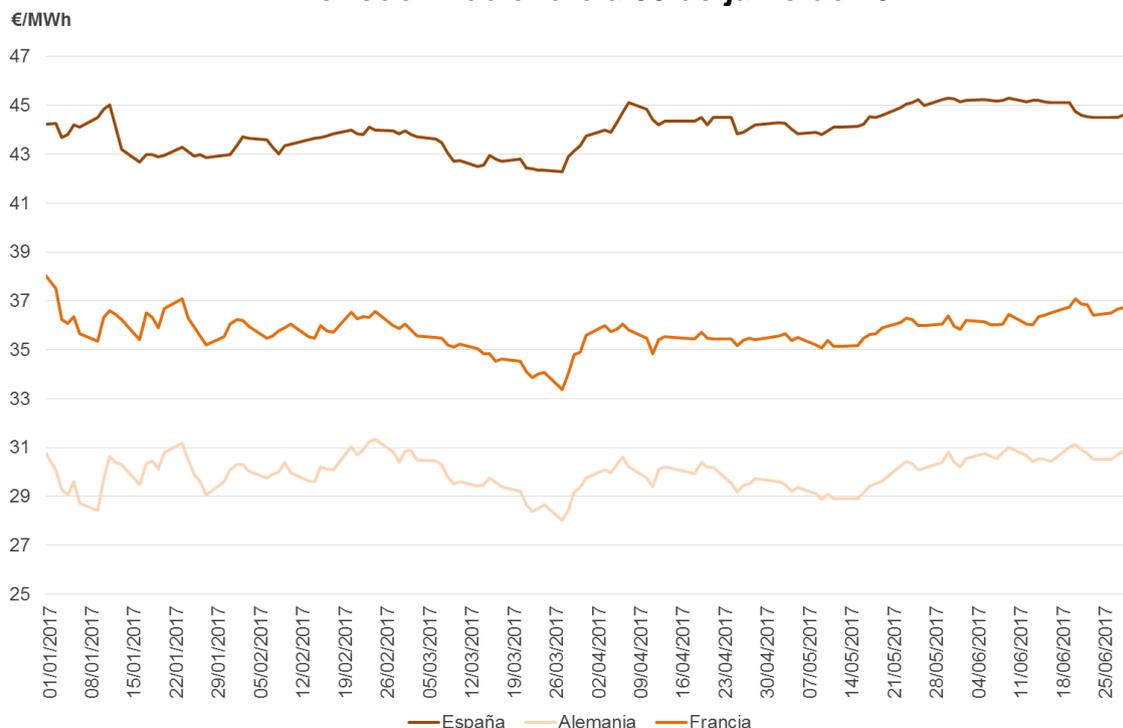
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q3-17 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
 Periodo: 1 de enero a 30 de junio de 2017**



Fuente: EEX y OMIP.

**Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-18 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
 Periodo: 1 de enero a 30 de junio de 2017**



Fuente: EEX y OMIP.

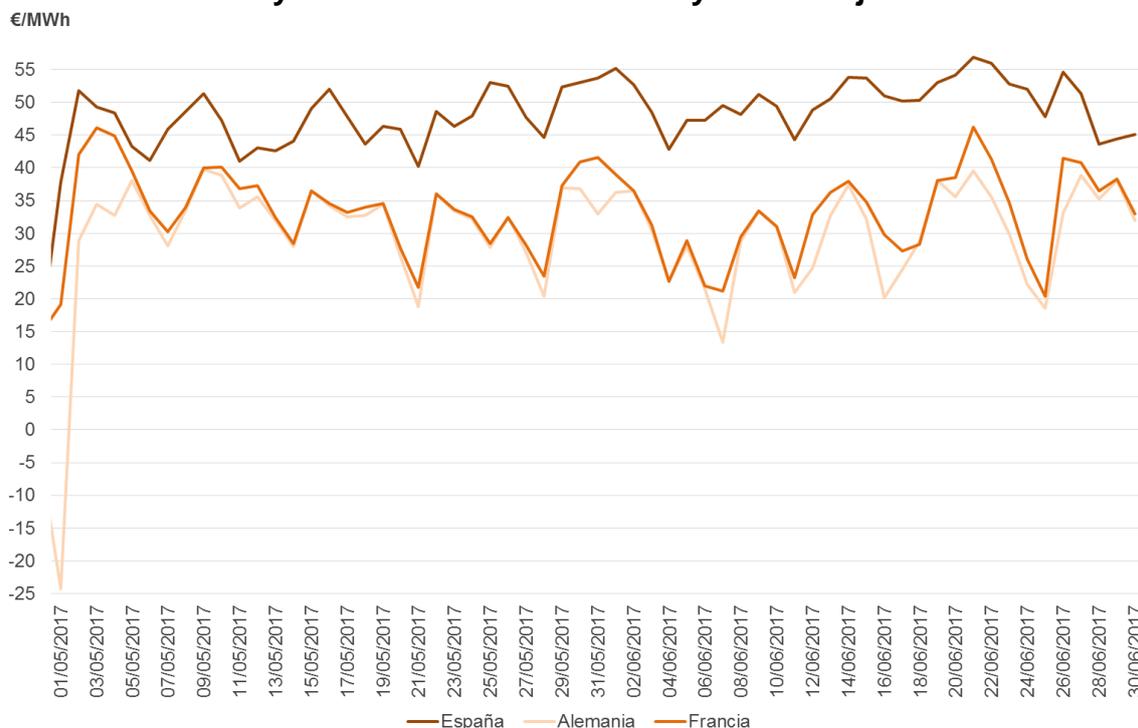
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 22), en el mes de junio el precio medio del mercado diario en España, 50,22 €/MWh, aumentó un 6,6% respecto al registrado en el mes anterior (47,11 €/MWh), situándose por encima del precio medio del mercado alemán (30 €/MWh, que se redujo un 1,5% en relación al del mes anterior en dicho mercado) y del precio medio del mercado francés (32,70 €/MWh, con un descenso del 4,5% respecto al del mes anterior en dicho mercado).

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

Precios medios	junio-17	mayo-17	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	50,22	47,11	6,6%
Alemania	30,00	30,46	-1,5%
Francia	32,70	34,23	-4,5%

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

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de mayo a 30 de junio de 2017



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

El Cuadro 6 muestra el volumen negociado (en GWh) de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes (contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales) con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear²⁸ y en EEX-ECC²⁹, por mes de negociación. El volumen negociado en junio de 2017 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania, registrados en ambas cámaras, ascendió a 98.050 GWh (inferior en un 38,4% al volumen negociado en el mes anterior). Por su parte, el volumen registrado en dichas cámaras en el caso de los contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de

²⁸ Desde el 13 de junio de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP. El propio 13 de junio se registró la primera y única transacción hasta el momento con subyacente precio spot francés en OMIP.

²⁹ Nótese que estas cifras no representan el volumen total negociado en dichos mercados a plazo, pues no contabilizan el volumen OTC de contratos equivalentes con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia que no ha sido registrado en EEX-ECC o en OMIClear. En junio de 2017, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (98.050 GWh en Alemania y 16.418 GWh en Francia) fueron 7 y 1,2 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (14.044 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

contado en Francia ascendió a 16.418 GWh (un 9,9% inferior al volumen negociado el mes anterior).

El volumen negociado para el conjunto de 2016 de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear y en EEX-ECC, ascendieron a 2.537 TWh y 429,5 TWh (superiores en un 58,2% y 52,6%, respectivamente a los volúmenes negociados en el año anterior). El incremento del volumen negociado de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo fue inferior (+31,5%).

Cuadro 6. Volumen de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear y en EEX-ECC (GWh)
Periodo: junio de 2015 a junio de 2017

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
jun-15	123.015	17.045
jul-15	110.194	16.667
ago-15	118.485	16.088
sep-15	134.895	29.213
oct-15	158.159	37.390
nov-15	165.882	36.953
dic-15	132.353	33.716
ene-16	212.526	40.641
feb-16	190.975	30.050
mar-16	163.908	32.305
abr-16	257.343	58.322
may-16	176.260	33.471
jun-16	260.540	31.689
jul-16	167.373	21.256
ago-16	130.018	13.351
sep-16	234.963	43.958
oct-16	256.117	52.888
nov-16	292.795	41.780
dic-16	194.204	29.768
ene-17	215.095	14.728
feb-17	142.057	10.540
mar-17	212.234	18.104
abr-17	161.754	12.397
may-17	159.154	18.220
jun-17	98.050	16.418

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

4.2. 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 mensuales³⁰ con liquidación en los meses de junio de 2015 a junio de 2017 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de junio de 2017, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor positivo (+0,91 €/MWh). Asimismo, las primas de riesgo ex post fueron también positivas en el mercado alemán y francés (+2,49 €/MWh y +1,26 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en junio de 2017 registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato ascendieron a 51,90 €/MWh y 45,14 €/MWh, respectivamente. Por lo tanto, las primas de riesgo máxima y mínima (diferencias con respecto al precio medio del mercado diario que se situó en 50,22 €/MWh) registradas ascendieron a 1,68 €/MWh y -5,08 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en junio de 2017 registradas ascendieron a 33,87 €/MWh y 24,88 €/MWh, respectivamente y por tanto, las primas de riesgo máximas y mínimas (diferencias con respecto al precio medio del mercado diario que se situó en 30 €/MWh) ascendieron a +3,87 €/MWh y -5,12 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en junio de 2017 registradas ascendieron a 35,62 €/MWh y 30,16 €/MWh, respectivamente. Por lo que las primas de riesgo máximas y mínimas (diferencia con respecto al precio medio del mercado diario que se situó en 32,70 €/MWh) registradas en dicho mercado ascendieron a +2,92 €/MWh y -2,54 €/MWh, respectivamente.

³⁰ 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 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de jun-15 a jun-17, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Producto	España			Alemania			Francia		
	Cotización es carga base con subyacente precio spot español	Precio medio spot español durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización es carga base con subyacente precio spot alemán	Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización es carga base con subyacente precio spot francés	Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post
jun-15	49,83	54,73	-4,90	28,66	30,07	-1,41	29,55	32,10	-2,55
jul-15	55,03	59,55	-4,52	33,14	35,00	-1,86	29,84	37,95	-8,11
ago-15	54,50	55,59	-1,09	29,52	31,61	-2,09	29,29	32,16	-2,87
sep-15	54,73	51,88	2,85	32,80	31,88	0,92	36,48	37,45	-0,97
oct-15	49,45	49,90	-0,45	33,13	39,37	-6,24	39,75	44,96	-5,21
nov-15	47,95	51,20	-3,25	36,00	32,39	3,61	43,20	41,71	1,49
dic-15	51,00	52,61	-1,61	28,95	27,78	1,17	39,07	35,13	3,94
ene-16	46,35	36,53	9,82	29,50	29,04	0,46	38,05	33,60	4,45
feb-16	38,05	27,50	10,55	26,60	21,99	4,61	33,53	25,53	8,00
mar-16	27,50	27,80	-0,30	22,59	24,29	-1,70	25,75	27,06	-1,31
abr-16	29,00	24,11	4,89	24,88	24,21	0,67	26,25	25,48	0,77
may-16	34,20	25,77	8,43	22,89	22,54	0,35	22,45	24,27	-1,82
jun-16	41,22	38,90	2,32	25,38	27,69	-2,31	25,67	28,01	-2,34
jul-16	43,30	40,53	2,77	25,60	27,19	-1,59	26,26	30,11	-3,85
ago-16	41,90	41,16	0,74	28,19	27,18	1,01	29,34	29,69	-0,35
sep-16	43,15	43,59	-0,44	28,60	30,49	-1,89	34,37	37,19	-2,82
oct-16	45,00	52,83	-7,83	33,07	37,13	-4,06	44,46	55,21	-10,75
nov-16	54,75	56,13	-1,38	42,99	38,22	4,77	98,33	65,14	33,19
dic-16	56,90	60,49	-3,59	38,18	37,48	0,70	81,73	59,26	22,47
ene-17	59,00	71,49	-12,49	44,55	52,37	-7,82	71,50	78,00	-6,50
feb-17	57,08	51,74	5,34	48,25	39,70	8,55	62,50	51,16	11,34
mar-17	43,60	43,19	0,41	35,08	31,70	3,38	41,90	35,37	6,53
abr-17	41,85	43,69	-1,84	30,45	28,87	1,58	32,29	34,77	-2,48
may-17	48,65	47,11	1,54	31,43	30,46	0,97	31,60	34,23	-2,63
jun-17	51,13	50,22	0,91	32,49	30,00	2,49	33,96	32,70	1,26

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

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

En el mes de junio, los precios spot y a plazo del Brent y del gas mostraron una senda descendente. Por el contrario, los precios a plazo del carbón y los precios de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una senda ascendente.

Con datos a 30 de junio de 2017, los precios spot y los precios de los contratos a plazo a un mes y a doce meses del Brent contabilizaron descensos del 3,8%, 4,8% y 1,8%, respectivamente, en relación a los precios del mes anterior. Así, el precio spot y los precios a plazo a un mes y a doce meses se situaron, al cierre de mes, en 47,39 \$/Bbl, 47,92 \$/Bbl y 50,98 \$/Bbl, respectivamente.

Por su parte, el precio spot y las cotizaciones de los contratos a plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) con entrega en el tercer y cuarto trimestres de 2017 y las del primer trimestre de 2018 registraron descensos del 3,5%, 3,3%, 2,2% y 1,7%, respectivamente. En concreto, el precio spot y las cotizaciones de los contratos a plazo con liquidación en el tercer y cuarto trimestres de 2017, y

primero de 2018 se situaron al cierre de mes en 12,29 €/MWh, 12,56 €/MWh, 14,71 €/MWh y 15,94 €/MWh, respectivamente.

Asimismo, los precios spot del gas natural en España (MIBGAS) y en Francia (TRS) mostraron descensos del 6,7% y 3,6%, respectivamente, hasta situarse a cierre de mes en 16,84 €/MWh y 15,80 €/MWh. El precio de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, se redujo un 2,2 %, situándose a cierre de mes en 17,45 €/MWh³¹.

Por el contrario, las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA considerados en el Cuadro 8 mostraron una tendencia alcista. En particular, los precios de los contratos con vencimiento en junio de 2017, tercer trimestre de 2017 y año 2018 aumentaron un 4,4%, 4,1% y un 4,6%, respectivamente, hasta situarse en 79,65 €/t, 78,83 €/t y 70,13 €/t.

Los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia ascendente durante el mes de junio. Así, los precios a plazo de dichos derechos con vencimiento en diciembre de 2017 y en diciembre de 2018 se situaron, a cierre de mes, en 5,03 €/t CO₂ (+1%) y 5,08 €/t CO₂ (+1,2%), respectivamente.

³¹ El 1 de octubre de 2016 se implantó el nuevo modelo de balance, así como del nuevo modelo de contratación del Sistema Gasista español. En esta nueva fase del Sistema Gasista español, el AOC (Almacenamiento Operativo Comercial) se ha sustituido por el PVB-ES (punto virtual de balance español). El precio de referencia a plazo en el punto virtual del sistema gasista español (PVB-ES), con vencimiento el mes próximo, es una estimación proporcionada por una Agencia de Intermediación.

Cuadro 8. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

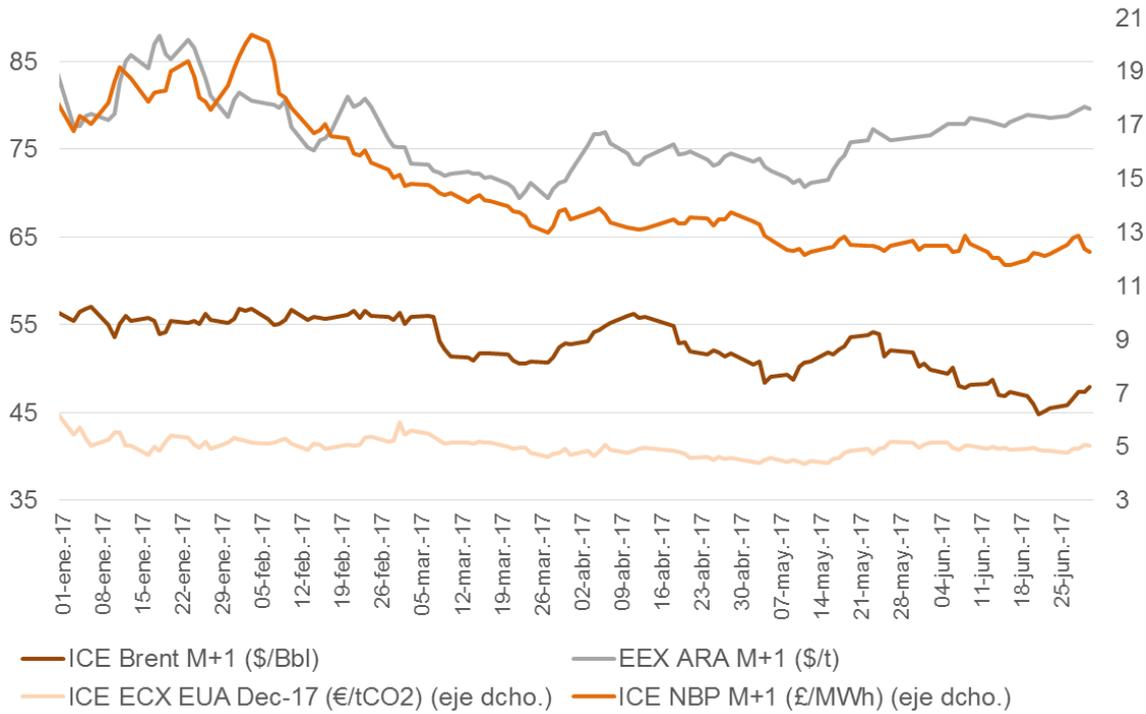
	Cotizaciones en Jun.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en May.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-jun-17	Mín.	Máx.	31-may-17	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	47,39	44,28	50,06	49,26	47,07	53,53	-3,8%
Brent entrega a un mes	47,92	44,82	50,63	50,31	48,38	54,15	-4,8%
Brent entrega a doce meses	50,98	47,76	51,84	51,94	49,74	54,64	-1,8%
Gas natural Europa €/MWh excepto NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	12,29	8,52	13,21	12,73	12,32	14,71	-3,5%
Gas NBP entrega Q3-17	12,56	12,32	13,17	12,99	12,65	13,72	-3,3%
Gas NBP entrega Q4-17	14,71	14,60	15,26	15,04	14,59	15,38	-2,2%
Gas NBP entrega Q1-18	15,94	15,78	16,44	16,22	15,75	16,54	-1,7%
MIBGAS Spot	16,84	16,84	18,78	18,04	17,33	18,50	-6,7%
PVB-ES a un mes	17,45	17,30	17,85	17,85	17,30	17,95	-2,2%
TRS Spot	15,80	14,36	16,40	16,39	15,31	17,10	-3,6%
Carbón EEX ARA API2 \$/t							
Carbón EEX ARA Jul17	79,65	75,95	80,00	76,30	70,55	77,23	4,4%
Carbón EEX ARA Q3-17	78,83	52,88	79,04	75,70	70,09	79,04	4,1%
Carbón EEX ARA Cal-18	70,13	53,57	70,45	67,03	63,42	70,45	4,6%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. emisión EUA Dic-2017	5,03	4,51	5,17	4,98	4,35	5,19	1,0%
Dchos. emisión EUA Dic-2018	5,08	4,56	5,22	5,02	4,39	5,23	1,2%

- 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, Platts, MIBGAS, Powernext, EEX y Agencias de intermediación.

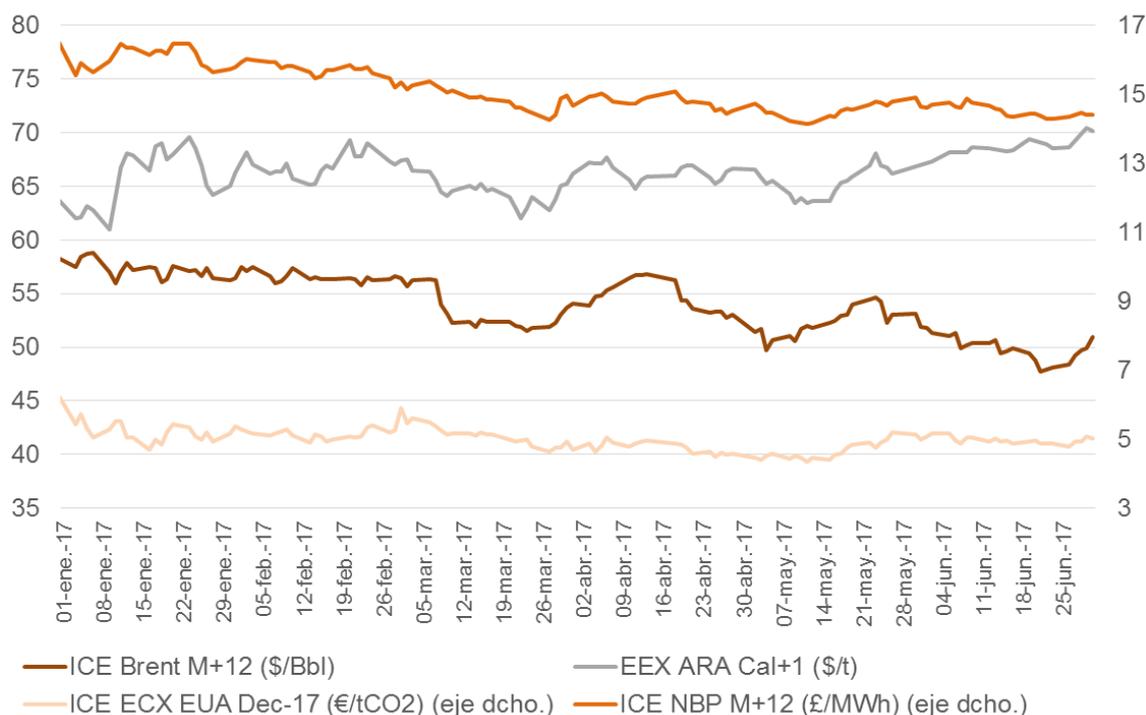
Las tendencias indicadas durante el mes de junio se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

Gráfico 23. 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 - 30 junio 2017



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

Gráfico 24. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP y 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 2016 - 30 junio 2017



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

Al cierre del mes de junio de 2017 (30 de junio), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció ligeramente, situándose en torno a 1,14 \$/€ frente a 1,12 \$/€ al final del mes anterior. Asimismo, el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro se depreció también ligeramente, situándose en torno a 0,88 £/€, frente a 0,87 £/€ al final del mes anterior.

La OPEP acordó en Viena, el 30 de noviembre de 2016, el primer recorte de la producción desde 2008. En particular, acordó reducir la producción del cártel en 1,2 millones de barriles diarios. Asimismo, el 10 de diciembre los miembros de la OPEP y los países productores fuera del cártel acordaron también en Viena que dichos países contribuyesen con otros 600 mil barriles diarios al recorte de producción. La indisciplina de los miembros de la OPEP para continuar con la reducción de producción acordada ha provocado que los precios hayan descendido en junio (situándose el precio spot por debajo de los 48 \$/Bbl).

Por su parte, el precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) ha descendido este mes debido a la reducción de las exportaciones por tareas de mantenimiento de la interconexión con Europa continental durante las dos

últimas semanas de junio (14 al 29 de junio)³². Por el contrario, las cotizaciones de los contratos sobre carbón EEX ARA aumentaron después de que China, Estados Unidos e India informaran de un incremento de los volúmenes de carbón extraídos durante el año en curso, lo que pone de manifiesto la voluntad de estos países de no controlar las emisiones de CO₂.

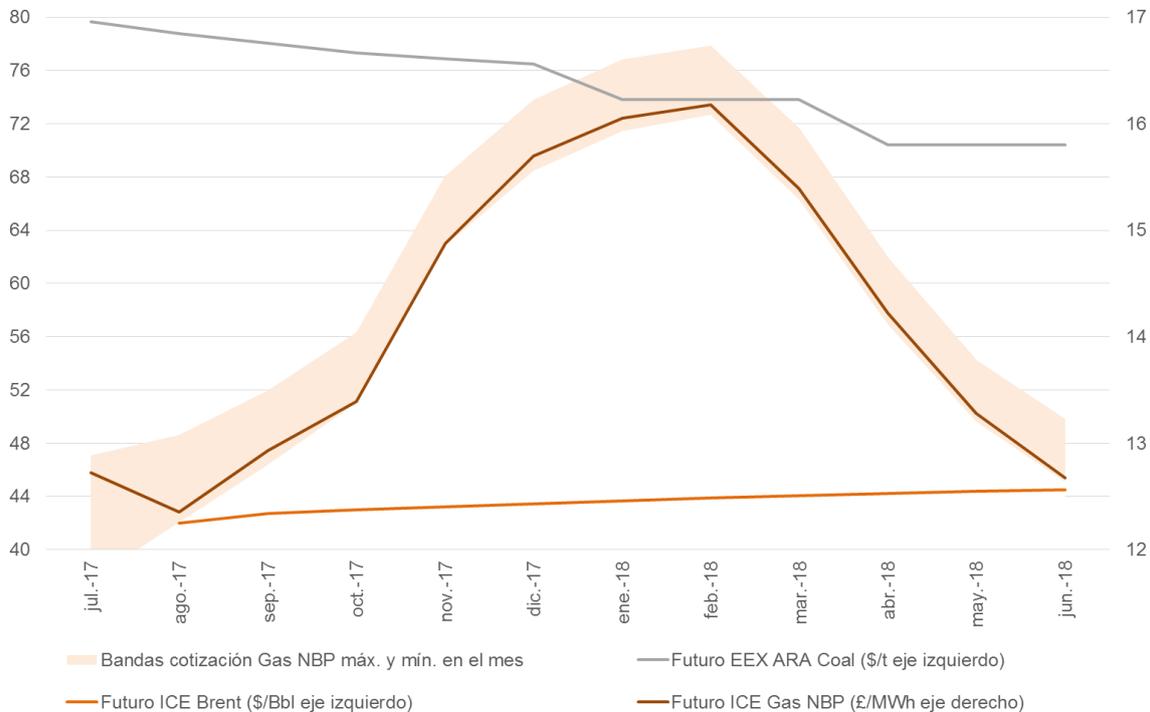
Al cierre del mes de junio (30 de junio) la curva a plazo del Brent muestra una tendencia ligeramente ascendente a lo largo de todo el horizonte analizado (véase Gráfico 25). Por el contrario, la curva a plazo del gas natural (NBP) muestra una tendencia ascendente a partir de agosto de 2017, con un cambio de tendencia a partir de marzo de 2018.

Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 25 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de junio. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 0,70 €/MWh (0,87 €/MWh en el mes anterior).

Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA muestra una curva a plazo descendente, oscilando al cierre del mes de junio de 2017 entre un máximo de 79,65 \$/t, en julio de 2017, y un mínimo de 70,42 \$/t, en el segundo trimestre de 2018.

³² Los comentarios explicativos de las tendencias en el precio de los combustibles se han basado en las siguientes fuentes: crudo Brent (páginas web <http://www.energymarketprice.com> y <https://beondgroup.com>), gas natural en Reino Unido y carbón (informe de Platts “Power in Europe” y <https://beondgroup.com>) y derechos de emisión (<http://www.energymarketprice.com>).

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles, a 30 de junio de 2017 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)



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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-17 y Cal-18 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

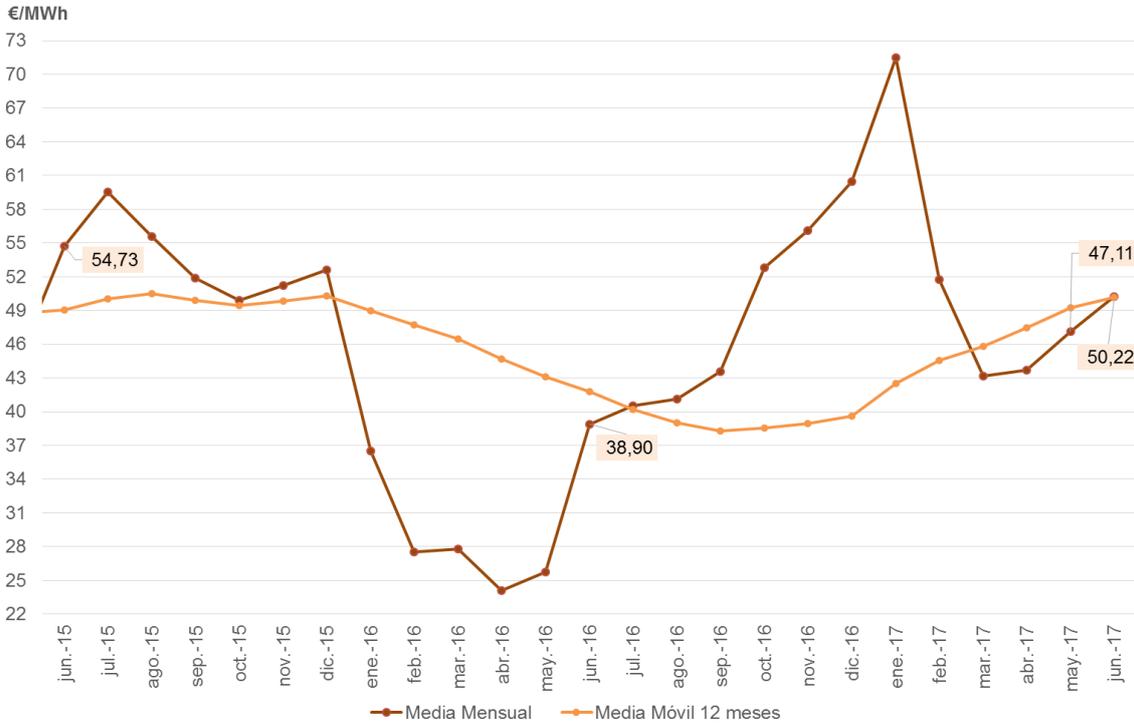
4.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 26 se refleja la evolución del precio medio mensual y la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre junio de 2015 y junio de 2017. En el mes de junio de 2017 el precio spot medio mensual se situó en 50,22 €/MWh³³, un 6,6% superior al precio spot medio mensual

³³ En junio de 2017 el precio spot medio portugués se situó también en 50,22 €/MWh. En los primeros seis meses de 2017 ha existido un precio diferente en 351 horas de un total de 4.343 horas (8,1% del total de las horas de los seis primeros meses de 2017). En 2016 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.064 horas de las 8.784 horas totales (diferencial promedio negativo de -0,23 €/MWh). Por tanto, en 720 horas de las 8.784 horas totales (8,2% del total de las horas de 2016) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio negativo de -1,79 €/MWh en esas horas).

registrado en el mes anterior (47,11 €/MWh), y un 29,1% superior al precio spot medio registrado en junio de 2016 (38,90 €/MWh).

Gráfico 26. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: junio de 2015 a junio de 2017

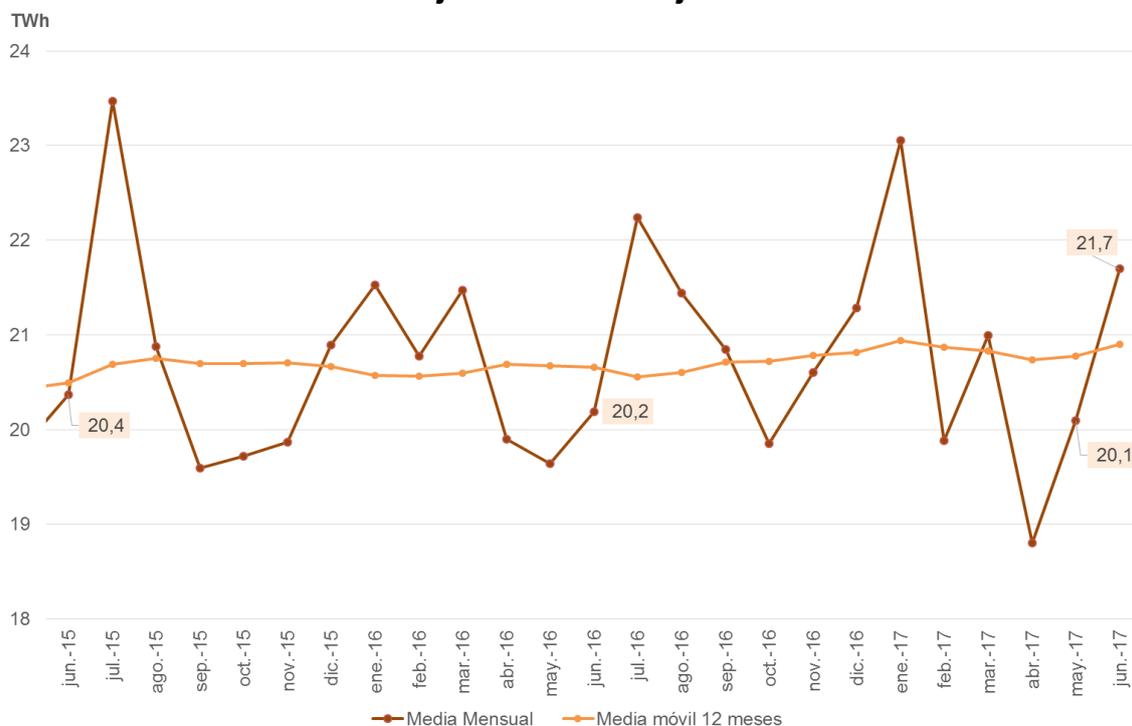


Fuente: OMIE.

En el Gráfico 27 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

En el mes de junio, la demanda se cifró en 21,7 TWh, un 8% superior al valor registrado en el mes anterior (20,1 TWh), y un 7,5% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (20,2 TWh en junio de 2016). En el mes de junio de 2017, la demanda fue un 3,8% superior a la media móvil anual (20,9 TWh).

Gráfico 27. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: junio de 2015 a junio de 2017



Fuente: REE.

En el Cuadro 9 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de junio de 2016, mayo y junio de 2017 y para el conjunto del año 2016.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de junio de 2017 destacó, con respecto al mes anterior, el sustancial incremento en términos porcentuales de la generación térmica convencional (7,5 TWh en junio frente a 5,1 TWh en mayo; un incremento de un 46,6%). Dentro de las fuentes de energía renovable, también cabe destacar el descenso de la generación procedente de la energía tanto hidráulica como eólica (-14,7% y -8,3%, respectivamente, respecto al mes anterior).

El incremento del precio de mercado spot en el mes de junio (+3,11 €/MWh respecto al registrado en mayo) se debió tanto al incremento de la demanda media horaria (+11,6%) como al descenso de la cuota de la energía procedente de fuentes de origen renovable (31,3% en junio frente a 36% en mayo), lo que provocó un ascenso de la cuota de la generación térmica convencional sobre el total de la demanda (34,4% en junio frente a 25,4% en mayo). Además, cabe destacar que el sustancial incremento del precio en junio de 2017 con respecto al del mismo mes del año anterior (+29,1%) se debe principalmente al descenso de la producción hidráulica (-45,7%).

Cuadro 9. Generación bruta por tecnologías y demanda de transporte (TWh)

	jun-17	may-17	jun-16	% Var. jun-17 vs. may-17	% Var. jun-17 vs. jun-16	2016	2016 % Total Demanda transporte	2017	2017 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,67	1,96	3,07	-14,7%	-45,7%	39,00	15,6%	12,93	10,4%
Nuclear	4,06	4,16	4,83	-2,3%	-15,8%	56,11	22,5%	28,46	22,9%
Carbón	4,27	3,54	2,04	20,6%	109,2%	34,99	14,0%	20,03	16,1%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	3,21	1,56	1,87	105,6%	71,6%	25,52	10,2%	11,83	9,5%
Eólica	3,17	3,46	3,25	-8,3%	-2,5%	47,52	19,0%	25,14	20,2%
Solar fotovoltaica	0,85	0,87	0,87	-1,8%	-1,7%	7,56	3,0%	4,08	3,3%
Solar térmica	0,78	0,64	0,85	23,1%	-7,3%	5,27	2,1%	2,58	2,1%
Otras renovables ⁽²⁾	0,31	0,31	0,30	1,3%	5,0%	3,72	1,5%	1,79	1,4%
Cogeneración	2,25	2,25	2,14	0,2%	5,3%	25,70	10,3%	13,60	10,9%
Residuos	0,28	0,21	0,25	34,0%	12,7%	3,05	1,2%	1,53	1,2%
Total Generación	20,85	18,94	19,47	10,1%	7,1%	248,47	99,5%	121,94	97,9%
Consumo en bombeo	-0,16	-0,23	-0,24	-29,3%	-31,6%	-4,94	-2,0%	-1,98	-1,6%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,12	-0,08	-0,12	53,3%	-7,3%	-1,24	-0,5%	-0,48	-0,4%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	1,12	1,46	1,09	-22,9%	3,0%	7,50	3,0%	5,06	4,1%
Total Demanda transporte	21,70	20,09	20,19	8,0%	7,5%	249,78	100,0%	124,53	100,0%

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

(2) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

(3) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

(4) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

Fuente: REE.

